

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

CARLOS FERNANDO COGOLLO JÁUREGUI

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

2011

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

CARLOS FERNANDO COGOLLO JÁUREGUI

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

**INGENIERO ELKIN RODOLFO SANTAFÉ RANGEL
DIRECTOR**

**INGENIERO WILLIAM FERNANDO BLANCO
CO- DIRECTOR**

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

2011

DEDICATORIA

A mi mamá. Por enseñarme qué es realmente el amor. Por perdonar mis errores y permitirme volver siempre a mi casa; por sus visitas constantes a Bucaramanga para estar a mi lado y darme fuerza.

Gracias Mamá.

A mi papá. Porque es el hombre que más admiro. Por ser un valiente y estar siempre de pie. Por esforzarse, por llamarnos todos los días, en la mañana y en la noche para recordarnos que somos lo que más quiere. Gracias papá.

A mi hermano; por aguantarme en casa. Por ser con quien podía contar cuando nadie más estaba allí. Gracias Dani.

A Julio Soto, por acompañarme incondicionalmente y recordarme que yo si podía. Por decirme que no estaba solo. Gracias Hermano.

A mi abuelo Rodolfo; por sus valiosas llamadas para alentarme y aconsejarme. Gracias Abuelo.

A mi tía Cruz, por su infinita paciencia y ayuda; Gracias Tía.

A Miguel Alfonso; porque sus palabras sabias que estaban siempre en el momento indicado. Gracias Migue

A Margarita Jáuregui, por darnos la mano a mi hermano y a mí en y estar siempre disponible.

Gracias Doctora.

A Katherine Jiménez por el tiempo que se preocupó por mí. y que me apoyó, que fue mucho. Gracias Kt.

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Elkin Rodolfo Santafé, por ser el artífice y director de éste proyecto de grado; por su incansable apoyo y gentiles consejos

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz, por su extensa y generosa colaboración y asesoría en la realización de este trabajo. Por su amable atención.

Al Ingeniero Nelson Enrique Quintero, por su valioso apoyo y orientación, especialmente en la fase inicial del proyecto.

Al Ingeniero Miguel Alfonso Martínez, por sus indicaciones en lo relacionado con el uso del software de simulación y con la técnica de inyección de agua.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE PARÁMETROS COMPUTACIONALES EN LA APLICACIÓN DE SISTEMAS DE ENMALLADO DINÁMICO PARA LA DESCRIPCIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS¹.

AUTOR: COGOLLO JÁUREGUI, CARLOS FERNANDO².

PALABRAS CLAVES:

- Amalgamación.
- Enmallado dinámico.
- Función de adaptación.
- Inyección de agua.
- Malla dinámica.
- Refinamiento.
- Refinamiento.
- Local dinámico.
- Parámetro de amalgamación.

DESCRIPCIÓN: Cuando se simulan procesos donde existen frentes con altos gradientes en las propiedades de los fluidos, una descripción lo suficientemente detallada de éste fenómeno es necesaria. Un refinamiento global de la malla puede realizarse pero reducir el tamaño de celda implica grandes aumentos en el tiempo de cómputo. El refinamiento local estático no es posible ya que los frentes son móviles; una solución es utilizar enmallados dinámicos los cuales se refinan automáticamente en zonas con mayores gradientes.

En éste trabajo se determinó el impacto de los parámetros computacionales relacionados con la aplicación de enmallado dinámico a inyección de agua, sobre el tiempo de cómputo de la simulación y sobre el error en los resultados. Se determinó cómo aplicar de manera óptima estos parámetros; la técnica fue evaluada sobre varios modelos, tanto pilotos como a nivel de campo, para verificar su efectividad; se encontró que la técnica es eficiente en su aplicación a procesos de inyección de agua, sólo bajo ciertas condiciones.

Finalmente se aporta una metodología general para la aplicación de la técnica y un manual para aplicación en el software STARS de CMG que fue donde se simuló el proceso, por ser uno de los pocos software comerciales con la herramienta disponible y por ser esta empresa una de las pioneras en el tema.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS. Director; SANTA FÉ, Elkin R., Co-director; BLANCO R. William F.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF COMPUTATIONAL PARÁMETERS IN THE APLICATION OF DYNAMIC GRIDDING SYSTEMS TO WATERFLOOD PROCESES DESCRIPTION IN NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION³

AUTHOR: COGOLLO JÁUREGUI, CARLOS FERNANDO⁴

KEY WORDS:

- Amalgamation
- Dynamic Gridding
- Adaptation Function
- Waterflood simulation
- Dynamic Mesh
- Grid refinement
- Dynamic grid refinement
- Amalgamation parameter

DESCRIPCION: When simulating processes that include high fluid properties gradient fronts, a very detailed description of the phenomenon must be performed. A globally refined grid can be used but reducing the cell size implies large computing time increments. Using a static locally refined grid is not an option because the displacement fronts are moving through the reservoir; a solution is using dynamically refined grids which allow automatic refinement in the zones with the higher properties gradients.

In this work, the impact on the computing time and the results accuracy of the different computational parameters involved in the application of dynamic gridding to waterflood processes simulation was determined. The optimal and correct application of these parameters was studied and the acting of the technique was tested using pattern pilots and field models to verify its effectiveness; it was find out that the application of the technique to waterflood processes is efficient only in the present of some conditions.

Finally, a general methodology for the application of the technique and a guide for its using in the software STARS were provided. This software was used for being one of the few commercial ones with the dynamic grid tool available and because CMG is one of the pioneers in the subject.

³ Degree work

⁴ Physical-chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Industrial University of Santander. Tutor; SANTA FÉ, Elkin. Co- tutor; BLANCO R. William.

CONTENIDO

INTRODUCCION	20
1. CONCEPTOS BÁSICOS PRELIMINARES	21
1.1. GENERALIDADES DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA	21
1.2. HISTORIA DEL ENMALLADO DINÁMICO	22
1.3. FUNCIONAMIENTO NUMÉRICO DEL ENMALLADO DINÁMICO	23
1.3.1. Formulación del simulador	24
1.3.2. Proceso de amalgamación	24
1.3.3. Activamiento del enmallado dinámico	26
1.3.4. Algoritmos de amalgamación y algoritmos de simulación	26
1.3.5. Función de adaptación	27
1.3.6. Parámetro de amalgamación	28
1.3.7. Número mínimo de intervalos de tiempo entre revisiones para cambio de enmallado (NMITERCE)	28
1.4. ANTECEDENTES DE LA APLICACIÓN DE ENMALLADO DINÁMICO A PROCESOS DE INYECCION DE AGUA	29
2. ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS INVOLUCRADOS EN LA APLICACION DE ENMALLADO DINÁMICO A PROCESOS DE INYECCION DE AGUA	33
2.1. PILOTO DE INYECCION HOMOGÉNEO CON TAMAÑO DE CELDA BASE 12 FT (MODELO A)	34
2.1.1. Modelo de simulación	34
2.1.2. Experimento	36
2.1.3. Ajuste de la función de adaptación	36
2.1.4. Resultados	38
2.1.5. Parámetro de amalgamación óptimo	41
2.1.6. Número mínimo de intervalos de tiempo entre revisiones para cambio de enmallado (NMITERCE)	43
2.1.7. Conclusión, Modelo A.	44
2.2. PILOTO DE INYECCION HOMOGÉNEO CON TAMAÑO DE CELDA BASE 30 FT (MODELO B)	46
2.2.1. Modelo de simulación	46
2.2.2. Experimento	46
2.2.3. Resultados	46
2.2.4. Conclusión, Modelo B	50

3. EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL ENMALLADO DINÁMICO APLICADO A PROCESOS DE INYECCION DE AGUA	52
3.1. PILOTO DE INYECCION HOMOGÉNEO CON TAMAÑO DE CELDA BASE 30 FT (MODELO B (2))	52
3.1.1. Modelo de simulación	
3.1.2. Experimento	52
3.1.3. Resultados	
3.1.4. Conclusión, Modelo B (2)	57
3.2. PILOTO DE INYECCION HOMOGÉNEO CON TAMAÑO DE CELDA BASE 40 FT (MODELO C)	58
3.2.1. Modelo de simulación	58
3.2.2. Experimento	59
3.2.3. Resultados	60
3.2.4. Conclusión, Modelo C	64
3.3. PILOTO DE INYECCION CON PERMEABILIDAD HETEROGÉNEA (MODELO D)	65
3.3.1. Modelo de simulación	65
3.3.2. Experimento	66
3.3.3. Resultados	67
3.3.4. Conclusión, Modelo D	69
3.4. PILOTO DE INYECCION CON PERMEABILIDAD HETEROGÉNEA (2) (MODELO E)	72
3.4.1. Modelo de simulación	72
3.4.2. Experimento 1	72
3.4.3. Resultados experimento 1	74
3.4.4. Conclusión experimento 1, Modelo E	75
3.4.5. Experimento 2	76
3.4.6. Resultados experimento 2	77
3.4.7. Conclusión experimento 2, Modelo E	77
3.5. PILOTO DE INYECCION CON CANAL DE PERMEABILIDAD PREFERENCIAL DE 800 Md (MODELO F)	79
3.5.1. Modelo de simulación	79
3.5.2. Experimento	81
3.5.3. Resultados	81
3.5.4. Conclusión, Modelo F	86
3.6. PILOTO DE INYECCION CON CANAL DE PERMEABILIDAD PREFERENCIAL DE 5000 Md (MODELO G)	88
3.6.1. Modelo de simulación	88
3.6.2. Experimento	90
3.6.3. Resultados	91
3.6.4. Conclusión, Modelo G	94

3.7. SECCION TRANSVERSAL (MODELO H)	97
3.7.1. Modelo de simulación	97
3.7.2. Experimento	97
3.7.3. Resultados	98
3.7.4. Conclusión, Modelo H	100
3.8. MODELO DE CAMPO 1	102
3.8.1. Modelo de simulación	102
	105
3.8.2. Experimento 1	
3.8.3. Resultados del experimento 1	105
3.8.4. Conclusión experimento 1, Modelo de campo 1	108
3.8.5. Experimento 2	108
3.8.6. Resultados del experimento 2	108
3.8.7. Conclusión experimento 2, Modelo de campo 1	109
3.9. MODELO DE CAMPO 2	112
3.9.1. Modelo de simulación	112
3.9.2. Experimento	116
3.9.3. Resultados	116
3.9.4. Conclusión, Modelo de campo 2	119
4. ANÁLISI FINAL DE LOS CASOS SIMULADOS	120
5. METODOLOGÍA GENERAL PARA LA APLICACIÓN DE ENMALLADO DINÁMICO Y MANUAL DE APLICACIÓN EN STARS	128
5.1. METODOLOGÍA GENERAL DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ENMALLADO DINÁMICO	128
5.2. MANUAL DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ENMALLADO DINÁMICO EN EL SOFTWARE DE SIMULACION STARS	130
CONCLUSIONES	134
RECOMENDACIONES	138
BIBLIOGRAFIA	139
ANEXOS	141

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tiempos de Cómputo de mallas Gruesa, Fina, Convencionalmente Refinada (CGR), Estáticamente Refina (SLGR) y Localmente Refinada (DLGR).	31
Tabla 2. Casos de Simulación, Modelo A.	37
Tabla 3. Casos de Simulación, Modelo B.	47
Tabla 4. Casos de Simulación, Modelo B (2).	53
Tabla 5. Casos de Simulación, Modelo C.	60
Tabla 6. Casos simulados, Modelo D	67
Tabla 7. Resultados experimento 1. Modelo de simulación E	75
Tabla 8. Resultados experimento 2, Modelo de simulación E,	77
Tabla 9. Casos simulados, Modelo F	81
Tabla 10. Casos simulados Modelo G	91
Tabla 11. Casos simulados Modelo H.	98
Tabla 12. Casos simulados en el experimento 1 y resultados. Modelo de campo 1	105
Tabla 13. Casos simulados en el experimento 2 y resultados. Modelo de campo 1.	108
Tabla 14. Casos de simulación, Modelo de Campo 1.	116

LISTA DE FIGURAS

		Pag.
Figura 1.	Esquema de un proceso de inyección de Agua.	21
Figura 2.	Proceso de Amalgamación.	26
Figura 3.	Amalgamación bidimensional con parámetro de Amalgamación igual a 5.	27
Figura 4	Amalgamación bidimensional con parámetro igual a 2 en el eje X y 3 en el eje Y	29
Figura 5.	Primera aplicación de enmallado dinámico a un proceso de inyección de agua en 1987.	30
Figura 6.	Flujo inestable en campos de permeabilidad aleatoriamente irregular con alta relación de movilidad simulado con enmallado dinámico.	31
Figura 7.	Proceso de inyección de agua simulado en un tablero ajedrezado de permeabilidad con enmallado dinámico.	32
Figura 8.	Factor de recobro de un proceso de inyección de agua en una sección transversal simulado con malla dinámica, malla gruesa y malla gruesa.	32
Figura 9.	Piloto de inyección homogéneo con tamaño de celda base 12 ft, saturación de aceite después de 4 años de inyección.	34
Figura 10.	Tasa de producción de aceite y tasa de inyección de agua, Modelo de simulación A	35
Figura 11.	Tasa de producción de gas y corte de de agua, Modelo de simulación A	35
Figura 12.	Factor de recobro y presión promedio de yacimiento, Modelo de simulación A.	36
Figura 13.	Caso base y casos 1 a 5, saturación de Aceite. Modelo de simulación A.	38
Figura 14.	Simulación con enmallado dinámico usando un valor de función de adaptación demasiado bajo (a) y demasiado alto (b)	39
Figura 15.	Factor de recobro, tasa de producción de agua y presión promedio de yacimiento. Caso base y casos 6 a 10. Modelo de simulación A.	39
Figura 16.	Factor de recobro. Caso base y casos 6 a 10. Modelo de simulación A. Acercamiento.	40
Figura 17.	Speed-up contra parámetro de amalgamación y NMITERCE. Modelo de simulación A.	41
Figura 18.	Error en el factor de recobro contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, Modelo de simulación A	41
Figura 19.	Error en la presión promedio de yacimiento contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, Modelo de simulación A.	42
Figura 20.	Número total de celdas, caso base y casos 11 a 15. Modelo	42

	de simulación A.	
Figura 21.	Cuatro tiempos diferentes en una simulación con enmallado dinámico aplicando un valor de 12 para el NMITERCE.	44
Figura 22.	Modelo de simulación B; Similar al modelo A, pero con tamaño de celda base igual a 30 ft. Saturación de agua después de 4 años de inyección.	46
Figura 23.	Caso base y casos 1 a 5. Saturación de Agua, Modelo de simulación B.	47
Figura 24.	Factor de recobro y corte de agua, caso base y casos 6 a 10 Modelo de simulación B.	48
Figura 25.	Speed-up contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, casos 1 a 15, Modelo de simulación B.	49
Figura 26.	Error en el factor de recobro contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, Casos 1 a 15. Modelo de simulación B.	49
Figura 27.	Error en la presión promedio de yacimiento contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, Casos 1 a 15. Modelo de simulación B	50
Figura 28.	Curva de iso-saturación de agua, en el frente de avance, simulado con la malla base y con mallas dinámicas (casos 2 a 6), después de 12 años de inyección. Abajo, frente de avance después de 8 años de inyección.	51
Figura 29.	Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda para los casos estáticos; malla más fina, caso base y casos 1 a 5. Modelo B.	54
Figura 30.	Error en el factor de recobro y tiempo de cómputo contra tamaño de celda para los casos dinámicos, 6 a 10. Modelo de simulación B.	55
Figura 31.	Saturación de aceite, casos 8 y 2.	55
Figura 32.	Saturación de agua contra distancia desde el pozo inyector hasta el pozo productor, después de 6 años de iniciada la inyección.	56
Figura 33.	Modelo de simulación C; Patron de inyeccion de 5 puntos homogéneo. Saturación de agua después de 4 años de inyección	58
Figura 34.	Tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y tasa de producción de agua, Modelo de simulación C	59
Figura 35.	Presión Promedio de Yacimiento, Tasa de Producción de Gas y Factor de Recobro, Modelo de simulación C	59
Figura 36.	Factor de recobro y corte de agua, Malla Más Fina, Caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación C.	61
Figura 37.	Factor de recobro y corte de agua, Malla Más Fina, Caso base y casos 6 a 10. Modelo de simulación C.	61
Figura 38.	Error en el factor de recobro y tiempo de cómputo contra tamaño de celda, enmallados estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación C.	62
Figura 39.	Error en el factor de recobro y tiempo de cómputo contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 6 a 10.	62

	Modelo de simulación C.	
Figura 40.	Error en el tiempo de ruptura y tiempo de cómputo contra tamaño de celda, casos estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación C.	63
Figura 41.	Error en el Tiempo de Ruptura (meses) y tiempo de cómputo contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación C.	63
Figura 42.	Casos 1, 3 y 8. Modelo de simulación C. Saturación de aceite.	64
Figura 43.	Modelos con permeabilidad heterogénea. De arriba hacia abajo; saturación de agua durante la inyección, saturación en la ruptura, campo de permeabilidad y mapa de permeabilidad.	65
Figura 44.	Tasa de inyección de agua, tasa de producción de aceite y corte de agua, Modelo de simulación D	66
Figura 45.	Speed-up contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, casos dinámicos, 6 a 15. Modelo de simulación D	68
Figura 46.	Error en el factor de recobro y error en el tiempo de ruptura contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, casos dinámicos 6 a 15. Modelo D	68
Figura 47.	Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, enmallados estáticos; casos 1 a 5. Modelo de simulación D	69
Figura 48.	Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 11 a 15. Modelo de simulación D.	70
Figura 49.	Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura contra tamaño de celda, enmallados estáticos; casos 1 a 5. Modelo de simulación D.	70
Figura 50.	Tiempo de Cómputo y Error en el Tiempo de Ruptura contra Tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 11 a 15. Modelo de simulación D.	71
Figura 51.	Malla Más Fina, caso base, y casos 1 y 8. Modelo de simulación D	71
Figura 52.	Modelo de simulación E, cuarto de patrón de Inyección de cinco puntos con permeabilidad heterogénea. Saturación de agua en la ruptura.	72
Figura 53.	Campo de permeabilidad, Modelo de simulación E.	73
Figura 54.	Tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y tasa de producción de agua, Modelo de simulación E.	73
Figura 55.	Presión promedio de yacimiento, tasa de producción de gas y presión promedio de yacimiento, Modelo de simulación E.	74
Figura 56.	Factor de recobro y corte de agua, caso base, caso dinámico y casos 1 y 2.	75
Figura 57.	Caso base, caso dinámico y casos 1 y 2, Experimento 1, Modelo E.	76
Figura 58.	Factor de recobro y corte de agua, caso base, caso	78

	dinámico y casos 1 y 2. Experimento 2, Modelo de simulación E.	
Figura 59.	Caso Base, caso dinámico y casos 1 y 2. Experimento 2. Modelo E	78
Figura 60.	Modelo de simulación F. Canal de permeabilidad preferencial de 800 mD. Saturación de aceite a diferentes tiempos de cómputo.	79
Figura 61.	Campo de permeabilidad, Modelo de simulación F.	80
Figura 62.	Tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y tasa de producción de agua. Modelo de simulación F.	80
Figura 63.	Factor de recobro y corte de agua para los enmallado dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación F.	82
Figura 64.	Factor de recobro y corte de agua, Malla Más Fina, caso base y casos 1 a 5. Mdeolo de simulación F.	82
Figura 65.	Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, Enmallados estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación F	83
Figura 66.	Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación F.	84
Figura 67.	Speed-up contra parámetro de amalgamación, casos 6 a 10. Modelo de simulación F.	84
Figura 68	Número total de celdas, caso base y casos 6 a 10; Modelo de simulación F.	85
Figura 69.	Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura contra tamaño de celda, Casos estáticos; Malla Más Fina, caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación F.	86
Figura 70.	Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura contra tamaño de celda, casos dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación F.	86
Figura 71.	Malla Más Fina, Caso base y Casos 1, 2 y 7. Modelo de simulación F.	87
Figura 72.	Piloto de inyección con canal de permeabilidad preferencial de 5000 mD. Saturación de agua antes de la ruptura. Modelo de simulación G.	88
Figura 73.	Mapa de permeabilidad construido a partir de geoestadística Modelo de simulación G.	89
Figura 74.	Campo de permeabilidad construido para el Modelo de simulación G.	89
Figura 75.	Tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y tasa de producción de agua. Modelo de simulación G.	90
Figura 76.	Factor de recobro, Modelo de simulación G.	90
Figura 77.	Factor de recobro y corte de agua, casos estáticos; Malla Más Fina, caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación G	92
Figura 78.	Factor de recobro y corte de agua, casos dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación G.	92
Figura 79.	Speed-up contra parámetro de amalgamación. Modelo de simulación G.	93

Figura 80.	Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, enmallados estáticos, caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación G.	94
Figura 81.	Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación G.	94
Figura 82.	Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura contra tamaño de celda, enmallados estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación G.	95
Figura 83.	Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación G.	95
Figura 84.	Saturación de agua en el momento de ruptura; malla más fina, caso base, caso 8 y caso 1. Modelo de simulación G.	96
Figura 85.	Modelo de simulación H: Sección transversa con capas de diferente permeabilidad. En la figura, saturación de agua luego de 4 años inyección.	97
Figura 86.	Permeabilidad horizontal, Modelo de simulación H.	98
Figura 87.	Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, casos estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación H.	99
Figura 88.	Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra parámetro de amalgamación, casos dinámicos; caso 6 a 10. Modelo de simulación H.	99
Figura 89.	Tiempo de cómputo y error en tiempo de ruptura contra tamaño de celda, casos estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación H.	100
Figura 90.	Tiempo de cómputo y error en tiempo de ruptura contra parámetro de amalgamación, casos dinámicos; caso 6 a 10. Modelo de simulación H.	100
Figura 91.	Saturación de aceite después de 27 meses de iniciada la inyección, Caso Base y casos 1 y 8. Modelo de simulación H.	101
Figura 92.	Modelo de campo 1. Adaptado de la literatura para evaluar un proceso de inyección de agua. Saturación de agua luego de 5 años de inyección.	102
Figura 93.	Porosidad por capas, Modelo de campo 1.	103
Figura 94.	Permeabilidad en X y Y por capas, Modelo de campo 1.	103
Figura 95.	Presión promedio de yacimiento y tasa de inyección de agua, Modelo de campo 1.	104
Figura 96.	Corte de agua y tasa de producción de aceite. Modelo de Campo 1.	104
Figura 97.	Factor de Recobro y corte de Agua, Modelo de Campo 1, Experimento 1, Casos base, 1, 2 y 3.	106
Figura 98.	Saturación de aceite. Modelo de Campo 1, Experimento 1, Casos Base, dinámico, 1 y 2.	107
Figura 99.	Saturación de aceite, Modelo de Campo 1, Experimento 1, Casos Base, dinámico, 1 y 2.	107

Figura 100.	Factor de recobro y corte de agua, Modelo de campo 1. Experimento 2, casos base, 1, 2 y 3.	110
Figura 101.	Factor de recobro y corte de agua, Modelo de Campo 1, Experimento 2, casos base, 1, 2 y 3.	110
Figura 102.	Modelo de Campo 1, Experimento 2, Casos base, 1, 2 y 3	111
Figura 103.	Modelo de Campo 1, Experimento 2, Casos base, 1, 2, y 3.	111
Figura 104.	Modelo de campo 2. Saturación de agua luego de 20 años de inyección.	112
Figura 105.	Mapa de Permeabilidad utilizado para construir el Modelo de Campo 2.	113
Figura 106.	Campo de permeabilidad, Modelo de Campo 2.	113
Figura 107.	Mapa de tope utilizado para construir el Modelo de Campo 2.	114
Figura 108.	Vista 3D del Modelo de Campo 2. Tope.	114
Figura 109.	Tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y tasa de producción de agua, Modelo de campo 2.	115
Figura 110.	Presión promedio de yacimiento, tasa de producción de gas y factor de recobro, Modelo de campo 2.	115
Figura 111.	Factor de recobro y corte de agua para todos los casos. Modelo de campo 1.	117
Figura 112.	Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, todos los casos simulados, Modelo de campo 2.	118
Figura 113.	Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura, contra tamaño de celda, todos los casos simulados, Modelo de campo 2.	120
Figura 114.	Modelo de campo 2. Malla más fina, caso base, caso dinámico y casos 2 y 4.	119
Figura 115.	Ventana para especificaciones de las regiones dinámicas.	131
Figura 116.	Ventana para especificación de la fecha de aplicación del enmallado dinámico y de especificación de Sub-Keyword	132
Figura 117	Ventana para ingreso de Keywords de control numérico.	133

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A ESPECIFICACIONES DE LA MÁQUINA USADA PARA LA REALIZACION DE LAS SIMULACIONES

ANEXO B RANGOS Y PROMEDIOS DE PROPIEDADES TÍPICAS DE MODELOS DE SIMULACION PARA PROCESOS DE INYECCION DE AGUA EN CAMPOS COLOMBIA

ANEXO C RESULTADOS NUMÉRICOS DE LOS CASOS DE SIMULACION

ANEXO D GENERALIDADES DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA

INTRODUCCION

Para evaluar procesos que implican frentes móviles, una descripción lo suficientemente detallada de las propiedades de flujo en el frente debe realizarse, a fin de obtener resultados confiables, ya que es en ese punto donde se presentan los transportes de masa y energía con mayores gradientes. Generalmente, un refinamiento global de la malla puede realizarse, pero esto implica altos tiempos de cómputo, en especial cuando se trata de la simulación de yacimientos de gran tamaño o cuando es necesario realizar gran cantidad de ejecuciones para verificar la influencia de los diferentes parámetros de un modelo. Otro problema relacionado con el tamaño de celda es el agrupamiento ya que en algunos casos significa la pérdida de información muy relevante para el proceso a evaluar, como por ejemplo, en presencia de geometrías irregulares o de drásticos gradientes en las propiedades de la roca.

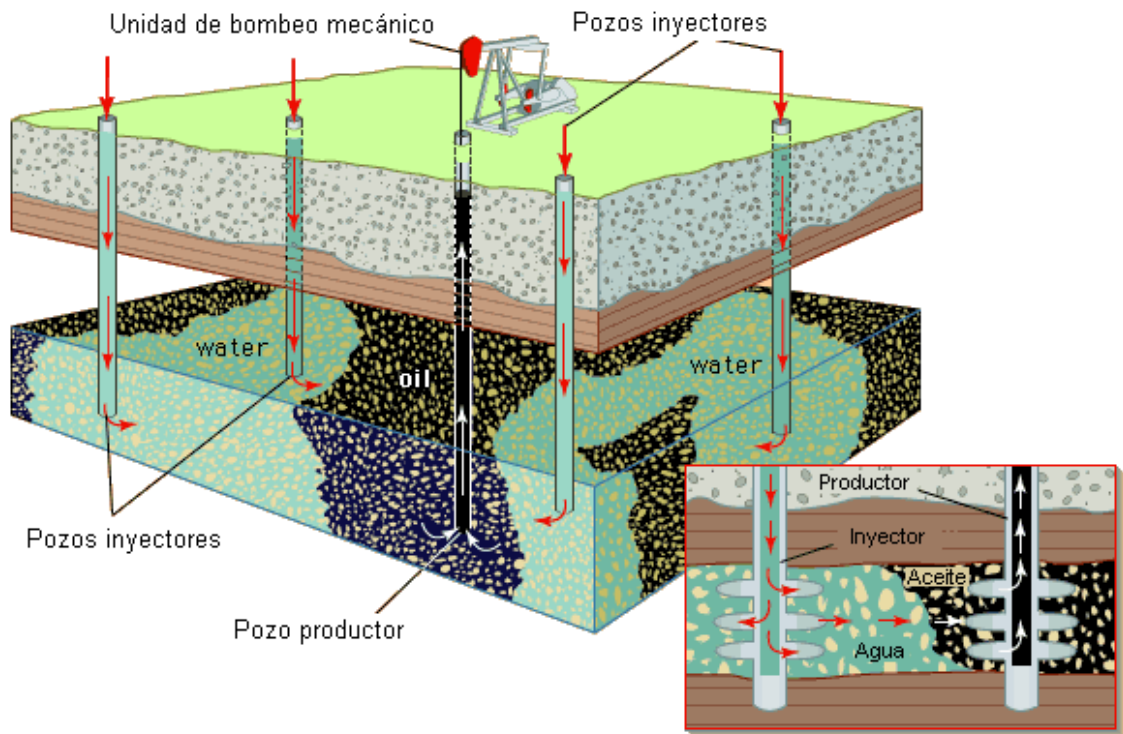
Para reducir el tiempo de cómputo sin afectar la exactitud de la simulación se usan las mallas dinámicas. Estas realizan un refinamiento de la malla en aquellos lugares donde los gradientes en las propiedades son tan altos, que una mayor discretización es necesaria para reproducir mejor el proceso. Aunque el enmallado dinámico está disponible comercialmente en Colombia desde 2005 en el simulador STARS de CMG, actualmente no se conocen sus características ni capacidades. En la literatura existen aplicaciones de enmallado dinámico a procesos EOR pero muy poca información acerca de su aplicación a procesos de inyección de agua. Dentro de lo poco disponible, se muestran las ventajas de usar enmallado dinámico aplicado a inyección de agua, pero esto no ha sido efectivamente evaluado en ningún estudio actual.

El objetivo de este trabajo es determinar la efectividad de las mallas dinámicas aplicadas a procesos de inyección de agua; cuáles son los parámetros computacionales óptimos y cuál es la influencia de cada uno de ellos en el funcionamiento de la técnica, además de su correcta aplicación.

1. CONCEPTOS BÁSICOS PRELIMINARES

1.1. GENERALIDADES DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA

Figura 1. Esquema de un proceso de inyección de Agua.



FUENTE: Página web: <http://www.mdmenergy.com/crawford.html>

Cuando la presión de un yacimiento con energía por gas en solución y/o por expansión de roca y de los fluidos se agota, es necesario intervenir para generar un recobro adicional al natural. En la mayoría de los casos la recuperación primaria no supera el 25%. El potencial de la inyección de agua para la recuperación de hidrocarburos es conocido ya desde 1880, pero es hasta 1930 que se inician varios proyectos ⁽¹⁷⁾. El auge de la técnica comenzó hacia 1950 y actualmente, ésta es la tecnología de recuperación secundaria más utilizada a nivel mundial. En Colombia, ésta técnica ha sido ampliamente implementada. Entre los campos a los que se ha aplicado el proceso se encuentran La Cira, Tibú, Galán-San Silvestre, Casabe, San Francisco, Cusiana, Yaguará, Tello, y Floreña.

En los procesos de desplazamiento de aceite por inyección de agua existen una serie de etapas bien diferenciadas ⁽¹⁾; las **condiciones iniciales**, que por lo general incluyen yacimientos agotados naturalmente, por debajo del punto de burbuja y con capa de gas, la **Inyección** que viene seguida por un aumento de presión e implica la formación de un banco de aceite y un banco de agua separados por un frene de avance, el **Llene**, en el cual el gas libre es desplazado antes de la producción de aceite y re-disuelto dentro del petróleo, produciendo bajas tasas de petróleo, pero incrementándose inmediatamente después de que ha culminado ésta etapa, la **Ruptura**, que es el momento en el que el que el frente de agua irrumpe por los pozos productores y finalmente la etapa **Después de la Ruptura** en la cual la producción de agua crece y la de petróleo disminuye gradualmente hasta que el proyecto se hace inviable.

Para evaluar un proyecto de inyección de agua es necesario tener en cuenta condiciones de yacimiento, de fluidos y operacionales ⁽¹⁵⁾; viscosidad del aceite, profundidad de la formación, mojabilidad de la roca, homogeneidad, permeabilidad, continuidad vertical y horizontal, inclinación, estructura y estratigrafía, saturación de gas inicial y disponibilidad de agua, son ejemplos de éstos parámetros (13). También existen parámetros claves en el diseño de un proyecto como lo son la tasa y presión de inyección y de producción, el espaciamiento y el tiempo antes de la inyección (8). El anexo A constituye un completo resumen acerca de los temas más importantes dentro de los procesos de inyección de agua.

1.2. HISTORIA DEL ENMALLADO DINÁMICO

El enmallado dinámico fue finalmente desarrollado en 1983 por Heinemann I.E., Gerker G. y Von Hantelmann ⁽¹¹⁾, pero estos primeros algoritmos fueron muy pesados y no permitieron aplicaciones eficaces, razón por la cual la técnica no se hizo muy popular en un principio.

Posteriores trabajos al respecto fueron presentados por investigadores como Forsyth, P.A. y Sammon, P.H. en 1985⁽⁹⁾, Aziz y Pedrosa en 1986⁽¹⁴⁾, D.K. Han D.L. Han y C.Z. Yan en 1987⁽¹⁰⁾, Edwards M.E. y Christie, M.A. en 1993⁽⁷⁾. J. Manik y T. Ertekin en 1997⁽¹²⁾ y Trangenstein, J.A. y Bi, Z. en 2002⁽²⁰⁾. Los esfuerzos fueron enfocados hacia el desarrollo de algoritmos de ordenamiento más eficientes, mejores técnicas de resolución matricial, nuevos métodos de up-scaling, simulación composicional y desarrollo de software para procesos específicos como recuperación mejorada de aceite negro, procesos EOR, procesos de conificación y otros. En 2003⁽¹⁸⁾ y 2004⁽⁴⁾, Peter H. Sammon de CMG (uno de los pioneros) introduce la técnica en los simuladores comerciales para aplicaciones térmicas y composicionales STARS y GEM y presenta trabajos que exponen su eficiencia en la simulación de procesos de este tipo.

Actualmente se continúan realizando avances relacionados con el concepto de enmallado dinámico, pero involucrando nuevas y más avanzadas tecnologías. Se destacan Chao C. Dong, Mehdi Bahonar, Zhangxin Chen y Jalel Azaiez de la Universidad de Calgary (2010) que se han enfocado en modelos multifásicos de pozo con mallas auto-adaptativas para modelar adecuadamente la velocidad de la mezcla en las cercanías del pozo (Simulador para propósitos de Investigación Generales, GPRS)⁽⁶⁾ y Bradley C. Bundy , y H. B. Hales de la Universidad de Stanford⁽³⁾ que en 2008 combinaron el concepto de malla dinámica con stream lines y elementos finitos en un simulador funcional. El Anexo 3, es un completo resumen acerca de los inicios e historia reciente del enmallado dinámico.

1.3. FUNCIONAMIENTO NUMÉRICO DEL ENMALLADO DINÁMICO

A continuación se explica el funcionamiento del enmallado dinámico, especialmente los métodos empleados por el simulados STARS de CMG ya que en éste simulador se llevó a cavo este trabajo ⁽¹⁹⁾.

1.3.1. Formulación del Simulador. La formulación del simulador consiste básicamente a una serie de ecuaciones por cada componente, en cada una de las celdas de la malla; para cada componente t ($t=1, \dots, n_c$) la masa por unidad de volumen de roca N_t , satisface la ecuación 1.

$$\frac{\delta(N_t)}{\delta t} = q_t - \sum_k \nabla(\rho_k y_k V_k) \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde q_t es el término de fuente y el resto corresponde a las contribuciones debidas al término convectivo de flujo de cada fase (Ley de Darcy), donde $k =$ aceite, gas y agua. La velocidad Darcy V_k en la ecuación 1 es determinada por la ecuación 2.

$$V_k = - \left(\frac{K k_{r,k}}{\mu_k} \right) (\nabla p + \nabla P_{c,k} - \bar{\rho}_k g \nabla d) \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde p es la presión de la fase aceite y $P_{c,k}$ es el término de presión capilar. Una relación de consistencia expresando la masa molar por unidad de volumen rocoso en función de las densidades de volúmenes de fluido existentes en el espacio poroso también es requerida (ecuación 3).

$$\sum_t N_t = \Phi \sum_k \rho_k S_k \quad \text{Ecuación 3}$$

Una ecuación de estado cúbica es usada para computar las densidades de hidrocarburos. Las versiones discretas de estas ecuaciones se construyen con diferenciación y formulación adaptativa implícita, incorporando diferenciación up-stream y variantes de orden mayor. Luego, el sistema de ecuaciones es resuelto construyendo un Jacobiano completo por el Método de Newton. Las ecuaciones lineales son resueltas usando la técnica ILU con aceleración GMRES. Las celdas nulas (cero porosidad o con pinchamientos, cero espesor) o celdas madres, no son tomadas en cuenta por la matriz.

1.3.2. Proceso de amalgamación. Cuando un grupo de celdas es amalgamado, una celda nueva es creada; dos problemas surgen; primero,

cómo introducir esta celda a la estructura de datos del simulador y segundo, qué propiedades asignarle a esta nueva celda.

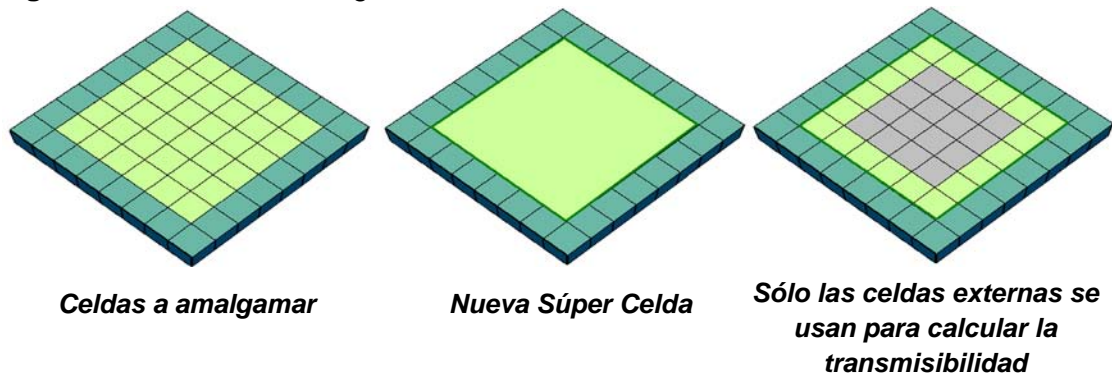
Si el rango de celdas a amalgamar es $\{I1 \leq I \leq I2, J1 \leq J \leq J2, K1 \leq K \leq K2\}$, entonces todas las celdas dentro del grupo son designadas como celdas nulas e ignoradas por la matriz Jacobiana y sólo la celda $(I1, J1, K1)$ es mantenida activa, convirtiéndose en una *Súper Celda*.

Para calcular las conexiones entre celdas (transmisibilidad), un promedio ponderado en área de la permeabilidad es realizado en cada una de las caras de una celda amalgamada. El área de las caras de una celda amalgamada es igual a la suma de las áreas de las celdas hijas en dicha cara. Las transmisibilidades entre las celdas internas de un grupo amalgamado no se tienen en cuenta, por lo tanto, la conectividad entre una celda amalgamada y sus vecinas sólo depende de las celdas externas en el grupo amalgamado (ver figura 2).

Las propiedades primarias de la celda amalgamada se calculan como un promedio ponderado sobre el volumen poroso. Sin embargo, avances se realizan para mejorar el up-scaling y nuevas técnicas serán implementadas cuando estas no impliquen un alto consumo de tiempo. Las propiedades secundarias son re-calculadas y los volúmenes porosos son sumados aritméticamente.

El proceso de des-amalgamación es más simple ya que las celdas hijas reciben las propiedades de la celda amalgamada y vuelven a hacer parte de la estructura de datos del simulador. La masa y energía totales de un grupo de celdas se conserva para la celda amalgamada. Las variables primarias relacionadas con el fluido se ponderan sobre volumen poroso y las variables primarias relacionadas con lo térmico se ponderan sobre volumen de bloque.

Figura 2. Proceso de Amalgamación.



1.3.3. Activamiento del enmallado dinámico. El usuario debe establecer un valor en alguna propiedad, que corresponde a la tolerancia máxima de cambio aceptada para dicha propiedad. El simulador calcula este gradiente en la región de amalgamación; si el valor calculado por el simulador es mayor al establecido por el usuario, entonces la amalgamación no es activado y las celdas en el grupo permanecen refinadas. Si el valor calculado por el usuario es menor al establecido, entonces la amalgamación es permitido porque la condición no es violada.

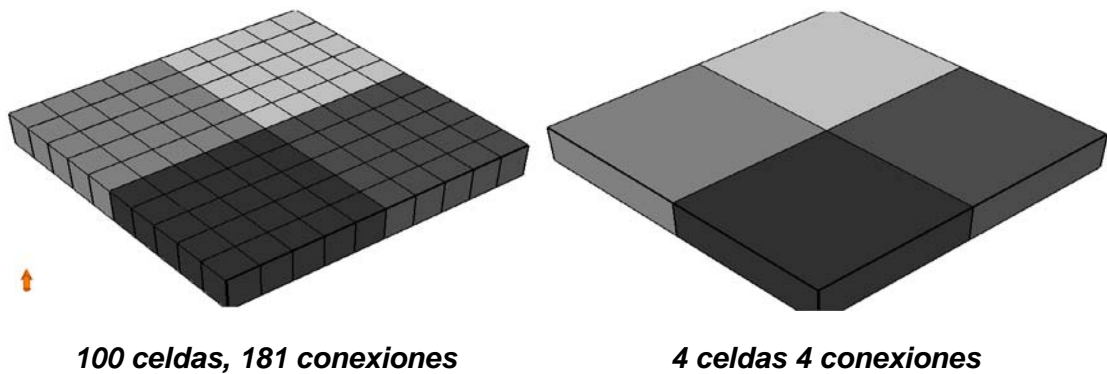
El valor de gradiente calculado por el simulador corresponde al mayor de tres valores computados para la propiedad en la región de amalgamación;

- La mayor del as diferencias entre el valor de la propiedad en todas las celdas de una region y el promedio ponderado de la region.
- La mayor diferenciaia entre el promedio en la region del valor de la propiedad y los valores de todas las celdas vecinas
- La mayor diferencia entre las propiedades de todas las celdas de la region.

1.3.4. Algoritmos de amalgamación y algoritmos de simulacion. Aunque los algoritmos de ordenamiento y up-scaling representan un consumo de tiempo de cómputo, la reducción en el número de celdas permite mayores aceleraciones que hacen eficiente la técnica; La figura 3 muestra un grupo

bidimensional de 100 celdas, 10 en en eje X y 10 en el eje Y. En este grupo hay un total de 181 conexiones entre celdas. Cada una de estas celdas debe formularse y un conjunto de ecuaciones e incógnitas es incorporado a la matriz de simulacion, por cada celda. Esto implica una gran carga computacional. En la misma figura, a la derecha, este grupo de celdas sufre amalgamación; el resultado son sólo 4 celdas y 4 conexiones entre pozos. Esta reducción en el número de celdas reduce drásticamente la carga computacional y el tiempo de cómputo.

Figura 3. Amalgamación bidimensional con parámetro de amalgamación igual a 5.



1.3.5. Función de adaptación. La función de adaptación es el gradiente en alguna propiedad de los fluidos o del yacimiento, especificada por el usuario para identificar las zonas de la malla que necesitan un mayor refinamiento. Se trata de un valor límite, o máximo de tolerancia; cuando el gradiente calculado por el simulador es menor a éste valor máximo, puede realizarse amalgamación; si el gradiente calculado es mayor a la Función de Adaptación, entonces el grupo de celdas debe permanecer refinado.

En STARS el concepto de Función de Adaptación funciona de esa manera; como un gradiente; en otros casos la Función de Adaptación funciona como un valor fijo en alguna propiedad; por ejemplo, Yu Ding y P.A. Lemonnier⁽⁵⁾, especificaron los valores de activación del enmallado dinámico como los valores fijos de saturación de agua en el frente y no como un gradiente; esto

puede ser una desventaja, si el valor de saturación en el frente cambia con el tiempo y pueden presentarse problemas en la descripción del mismo.

En STARS la Función de Adaptación puede declararse como el gradiente en cualquiera de las siguientes propiedades;

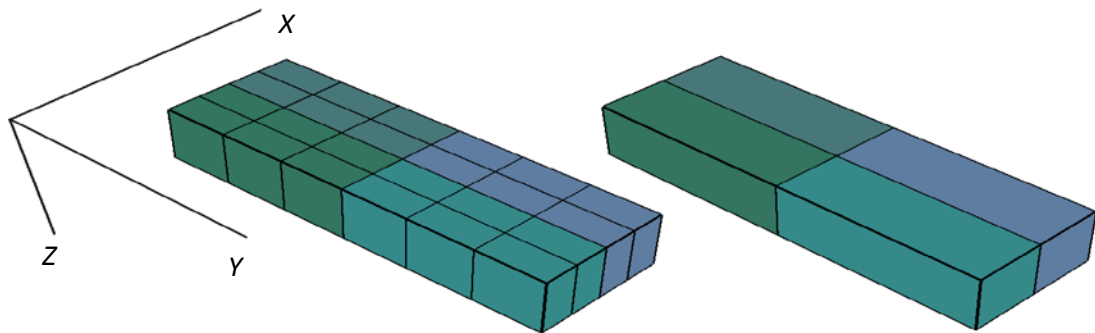
- Saturación (Agua, Aceite, Gas)
- Fracción Molar Global
- Fracción Molar de la fase gas
- Fracción Molar de la Fase Aceite
- Fracción Molar de la Fase Agua
- Temperatura

1.3.6. Parámetro de amalgamación. Este es parámetro que define la cantidad de celdas que serán amalgamadas dentro de una única celda madre; Puede ser diferente en cada dirección; por lo tanto existe parámetro de amalgamación en X, en Y y en Z. Estos parámetros definen los grupos o regiones de amalgamación y generalmente no superan un valor de 6. Si por ejemplo, se define una malla con parámetro de amalgamación en X igual a 2 y en Y e igual a 3, entonces se amalgamarán grupos de 6 celdas, 2 en x y 3 en Y (ver figura 4).

1.3.7. Número Mínimo de Intervalos de Tiempo Entre Revisiones para Cambio de Enmallado (NMITERCE)⁵. En la simulación con enmallado dinámico deben efectuarse revisiones periódicas entre pasos de tiempo para realizar cambio de enmallado; si este valor no se especifica, el valor por defecto es 1. Por lo general no es necesario realizar cambio de enmallado en cada paso de tiempo; cierto número de intervalos de tiempo puede especificarse para que estas revisiones sean efectuadas menos frecuentemente lográndose una disminución en el tiempo de cómputo.

⁵ En adelante el Número Mínimo de Intervalos de Tiempo Entre Revisiones para Cambio de Enmallado será abreviado NMITERCE.

Figura 4. Amalgamación bidimensional con parámetro igual a 2 en el eje X y 3 en el eje Y



Parámetro de Amalgamación en el eje X = 2

Parámetro de Amalgamación en el eje Y = 3

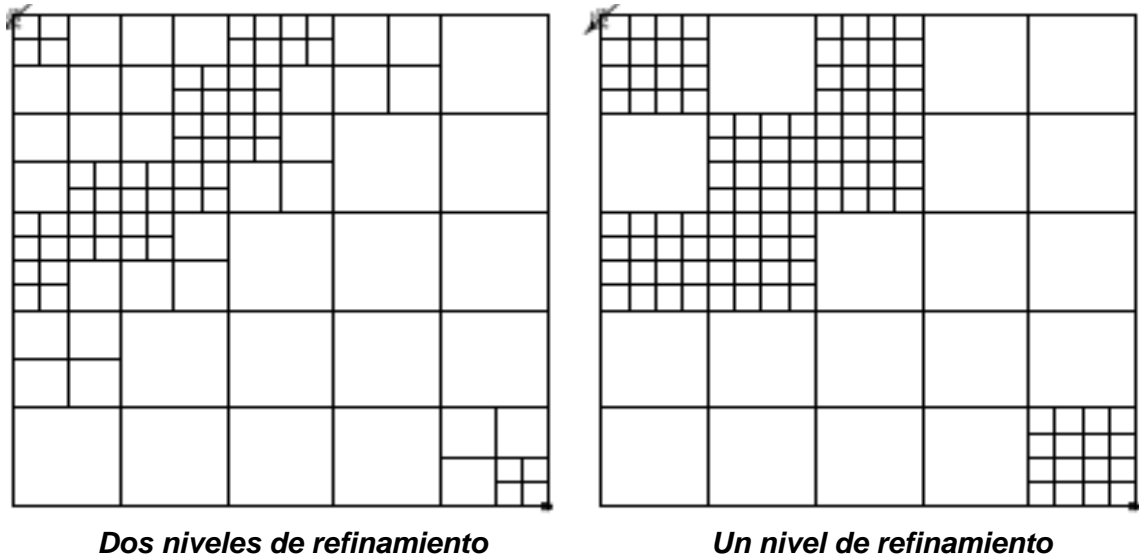
1.4. ANTECEDENTES DE LA APLICACIÓN DE ENMALLADO DINÁMICO A PROCESOS DE INYECCION DE AGUA

Realmente existen muy pocos antecedentes del uso de la técnica de enmallado dinámico para simular procesos de inyección de agua y ninguna aplicación reciente en simuladores comerciales está documentada. La aplicación de la técnica a inyección de agua sólo fue utilizada en un principio, durante el desarrollo mismo de la técnica y los esfuerzos y trabajos posteriores se han enfocado cada vez más hacia las técnicas EOR ⁽²⁾.

Cuatro trabajos se encontraron en la literatura que se refieren a la aplicación de enmallado dinámico a procesos de inyección de agua. Sin embargo, estos estudios no tienen una validez o aplicación práctica en la actualidad ni constituyen aplicaciones factibles sino que son meros experimentos ejecutados con el fin de exponer y mejorar el funcionamiento de la técnica. A continuación se resumen dichos trabajos.

1987. D.K. Han, D.L. Han y C.Z. Yan⁹; Plantearon flujo bifásico en un modelo homogéneo bidimensional. Obtuvieron reducciones de tiempo de 2 a 3, comparado con el enmallado fino y bajaron el error en el tiempo de ruptura de 12% del enmallado grueso a 0.84% del enmallado dinámico.

Figura 5. Primera aplicación de enmallado dinámico a un proceso de inyección de agua en 1987.



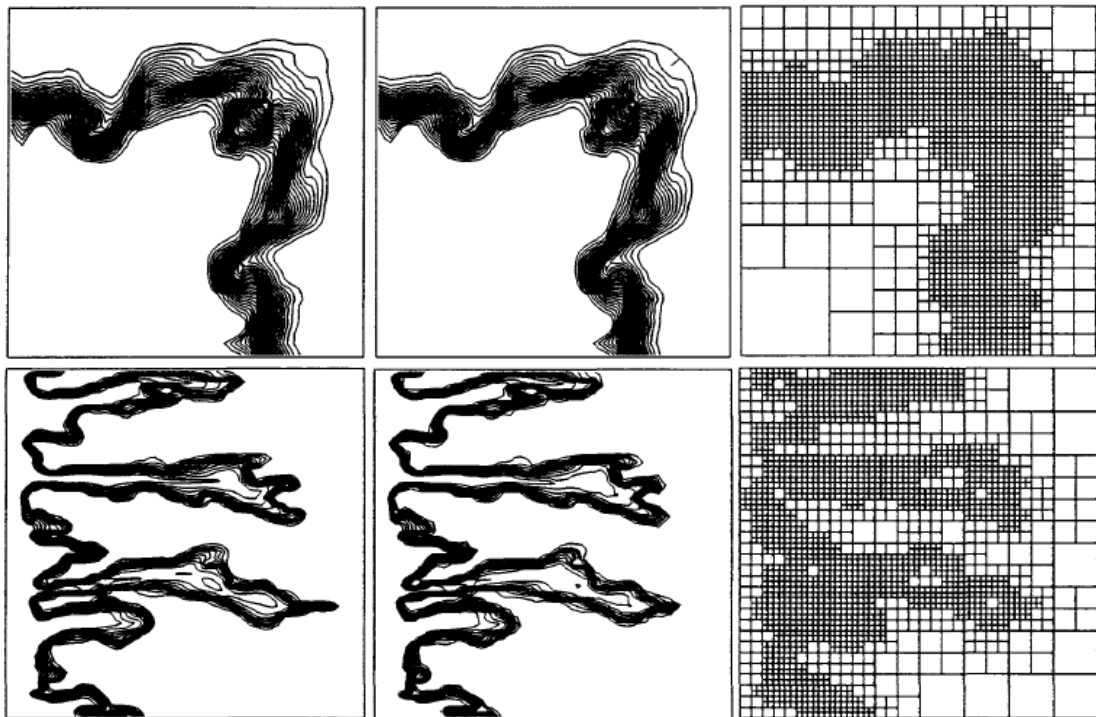
FUENTE: D.K. Han, D.L. Han y C.Z. Yan⁽¹⁰⁾

1993. Michael Edwards y M.A. Christie de BP¹⁰; Simularon flujo inestable en campos de permeabilidad aleatoriamente irregular y alta relación de movilidad. Utilizaron varios niveles de refinamiento y redujeron el tiempo de cómputo hasta 4 veces al reducir la cantidad de celdas a la mitad.

1993. Yu Ding y P.A. Lemonnier del Instituto Francés del Petróleo¹⁸; Determinaron la posición del frente a partir de la curva de flujo fraccional. Simularon flujo inestable en un campo de permeabilidad irregular (tablero ajedrezado), una sección transversal y un modelo 3D

1997. J. ManiK y T. Ertekin¹¹; estudian la conificación de agua en un yacimiento anticlinal con acuífero activo y geometría simple. Manejo mallas Guesa, Fina, Convencionalmente Refinada (CGR), Estáticamente Refina (SLGR) y Localmente Refinada (DLGR). La figura 5 muestra el RAP y la Tabla 1 muestra el tiempo de cómputo.

Figura 6. Flujo inestable en campos de permeabilidad aleatoriamente irregular con alta relación de movilidad simulado con enmallado dinámico.



FUENTE: Michael Edwards y M.A. Christie, BP ⁽⁷⁾

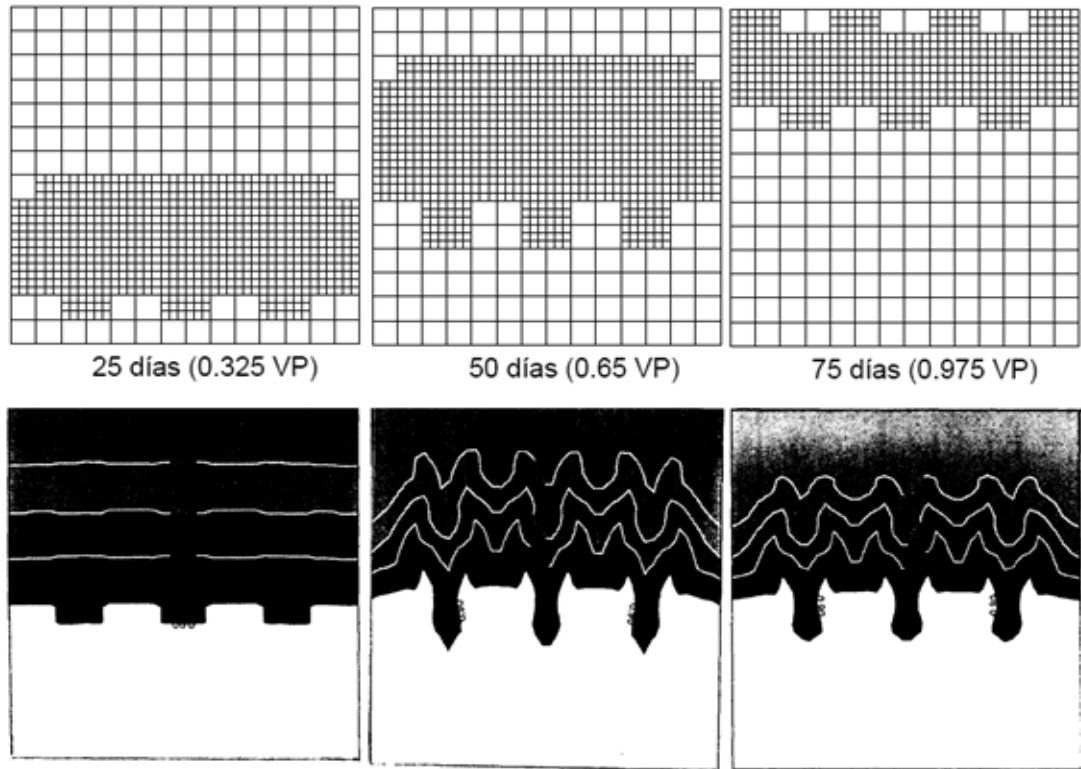
A pesar de que en todas estas simulaciones siempre se mostró una reducción en el tiempo de cómputo de la malla dinámica con respecto a la fina y mejores resultados para la malla dinámica comparada con la gruesa (hechos que además son de esperarse), en realidad no se realizaron estudios de fondo para evaluar la verdadera eficacia de la técnica, al menos a nivel de campo. A pesar de que estos estudios defienden la efectividad de las mallas dinámicas en su aplicación a procesos de inyección de agua, no existe verdadera evidencia de esto, puesto que no hay estudios apropiados al respecto.

Tabla 1. Tiempos de Cómputo de mallas Gruesa, Fina, Convencionalmente Refinada (CGR), Estáticamente Refina (SLGR) y Localmente Refinada (DLGR).

MALLA	GRUESA	FINA	CGR	SLGR	DLGR
TIEMPO DE COMPUTO	1	705	40	1,4	555

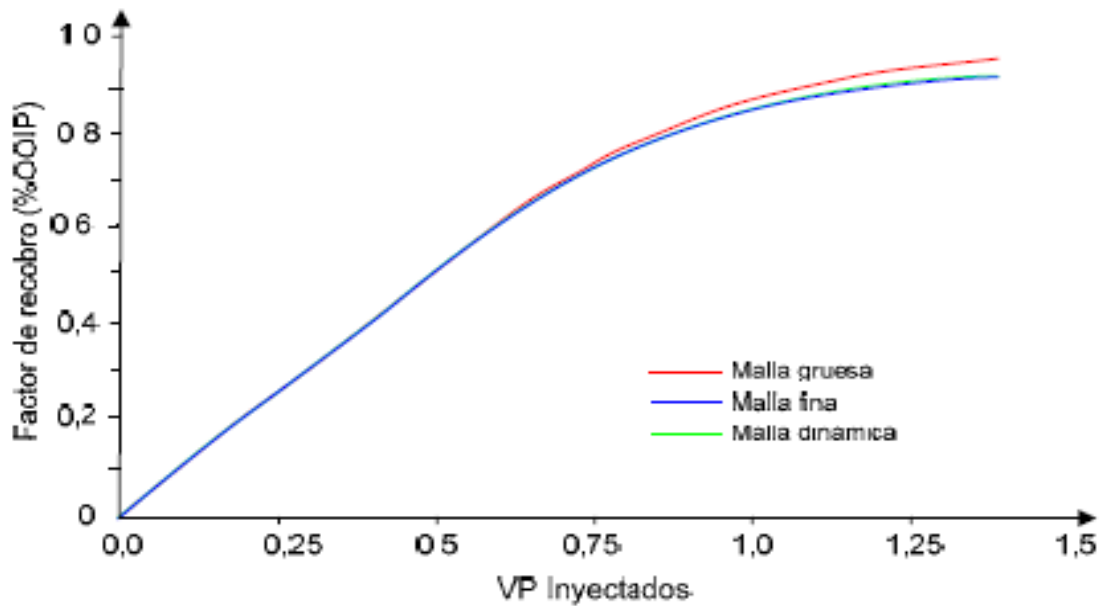
FUENTE: J. ManiK y T. Ertekin⁽¹²⁾

Figura 7. Proceso de inyección de agua simulado en un tablero ajedrezado de permeabilidad con enmallado dinámico.



FUENTE: Yu Ding y P.A. Lemonnier, Instituto Francés del Petróleo ⁽¹¹⁾

Figura 8. Factor de recobro de un proceso de inyección de agua en una sección transversal simulado con malla dinámica, malla gruesa y malla gruesa.



FUENTE: Yu Ding y P.A. Lemonnier, Instituto Francés del Petróleo ⁽¹¹⁾

2. ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS INVOLUCRADOS EN LA APLICACION DE ENMALLADO DINÁMICO A PROCESOS DE INYECCION DE AGUA

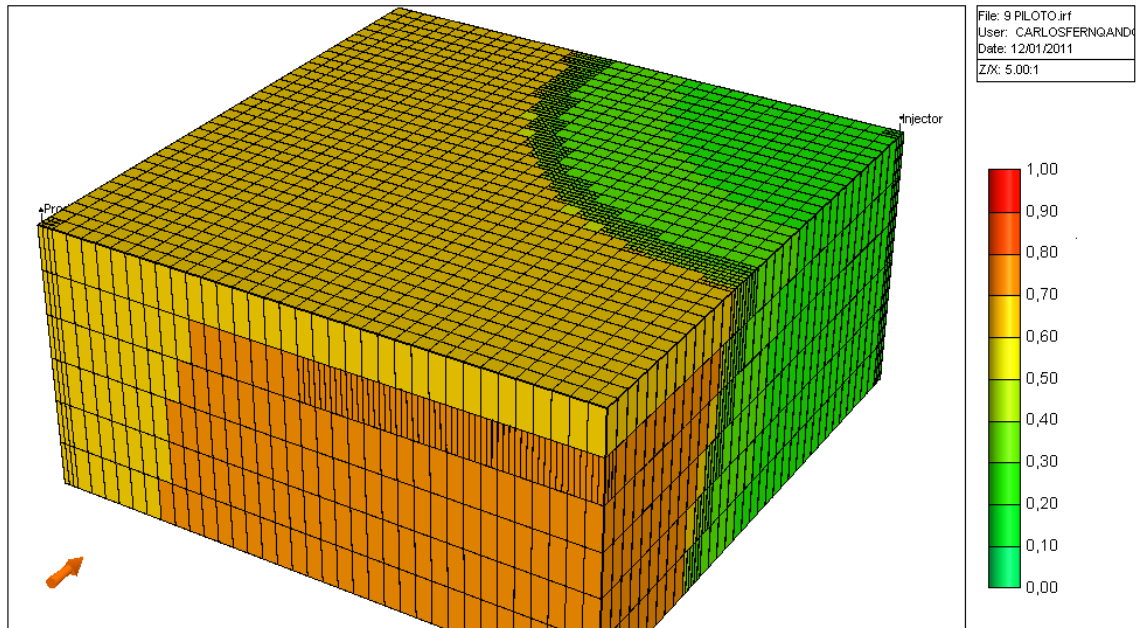
El objetivo de las mallas dinámicas es la eficiencia computacional en el proceso de simulación; esto es, bajo tiempo de cómputo y bajo error. Ciertos parámetros relacionados con su aplicación tienen una incidencia directa sobre la eficiencia; más específicamente, el Parámetro de Amalgamación, la Función de Adaptación y el NMITERCE. Otras variables también inciden sobre el funcionamiento de las mallas dinámicas como el tamaño de celda, el área del modelo o las propiedades de los fluidos. En esta primera parte del trabajo se determinó cómo impactan estos parámetros el desempeño de la malla, en cuanto a tiempo de cómputo y error. Al entender cómo influye cada parámetro sobre el funcionamiento de la malla, se puede aplicar de manera óptima.

El primer paso consistió en construir modelos de simulación con características típicas de procesos de inyección de agua simulados previamente en Colombia, con el fin de dar al trabajo validez y aplicabilidad. Para ello, se reunieron datos de yacimiento, fluidos, térmicos, operacionales y de malla, a partir de trabajos de grado de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, referentes a campos como Lisama, Caño Limón, Tibú, Tello, Llanito, Cira Infantas, Cusiana y otros, Se establecieron rangos de datos y promedios de los mismos; el anexo 2 es una tabla de rangos de aplicación y valores típicos.

Aunque no se utilizaron métodos avanzados en lo relacionado con la aplicación óptima de la técnica de inyección de agua, si fueron tenidos en cuenta criterios básicos de ingeniería como el cálculo de la presión de fractura, optimización del factor de recobro, formación de capa de gas, mantenimiento de presión, restricciones de pozo apropiadas, inyectividad, tiempo de ruptura, cortes de agua y otros.

2.1. PILOTO DE INYECCION HOMOGÉNEO CON TAMAÑO DE CELDA BASE 12 FT (MODELO A)

Figura 9. Piloto de inyección homogéneo con tamaño de celda base 12 ft, saturacion de aceite después de 4 años de inyección.

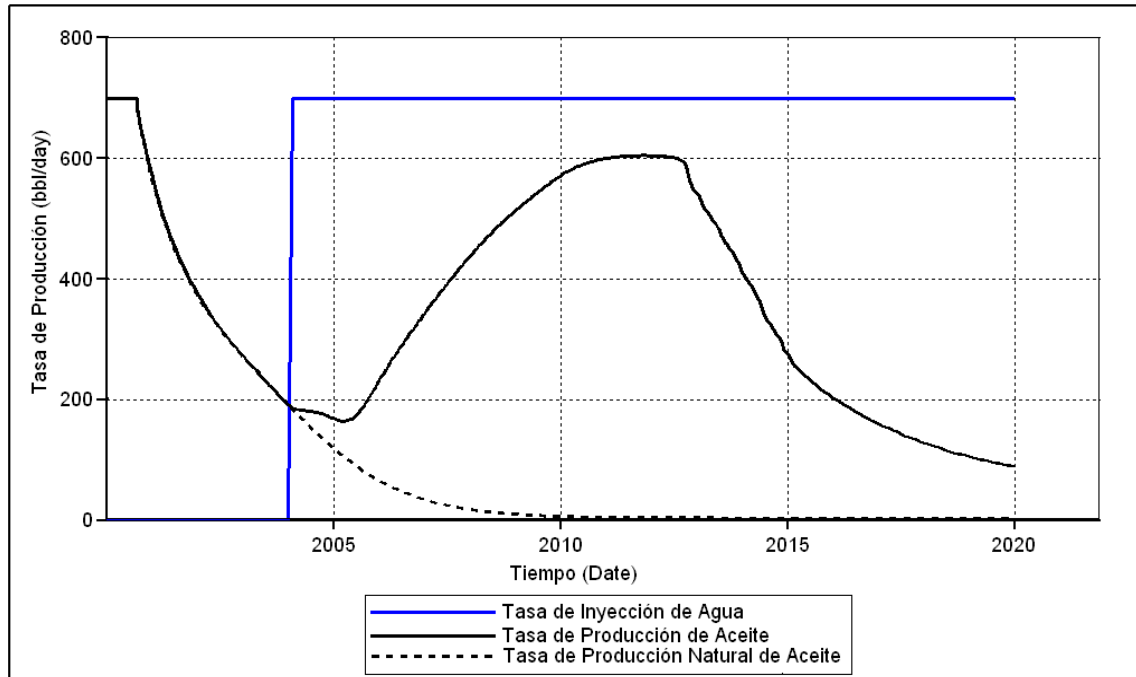


FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

2.1.1. Modelo de Simulación. Se trata de un cuarto de patrón de inyección de cinco puntos, con una porosidad homogénea de 21 % y permeabilidad horizontal por capas igual a 110, 120, 130, 140, 150 y 170 mD, de la capa superior a la inferior y permeabilidad vertical de 40 mD. El área es 32 acres y el espesor es 120 ft, descretizado en 6 capas de igual espesor. El tope se encuentra a 5500 ft de profundidad donde la temperatura es 160° F y la presión inicial es 2800 psi. El yacimiento está inicialmente saturado con 73% de aceite de 29 °API, GOR 210 ft³/bbl, viscosidad de 2,5 cP, factor volumétrico de formación 1,18 y Pb 1600 psi. El agua de inyección tiene una viscosidad de 0,66 cP y se inyecta a 70 °F. La roca es preferencialmente mojada por agua. El pozo productor tiene restricción de presión y de flujo; 700 psi y 700 bbl/d. El agua se inyecta a 700 bbl/día y con una presión de fondo máxima de 3600 ft.

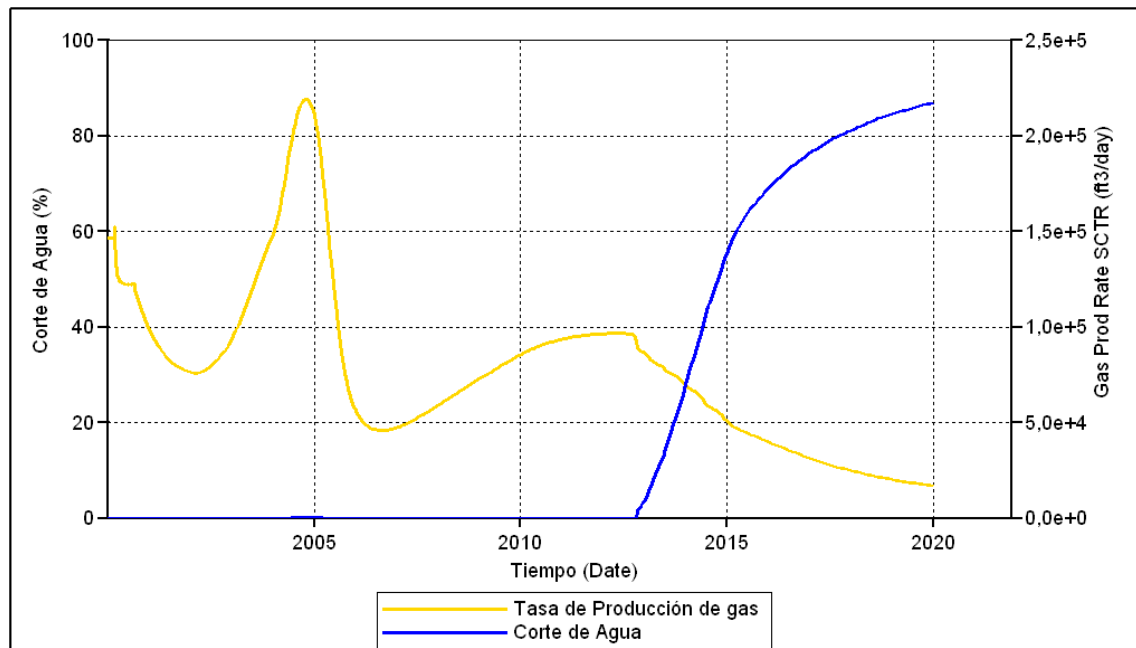
Las figuras 11, 12 y 13 muestran los resultados de la simulación. El factor de recobro alcanzado es 58 %.

Figura 10. Tasa de producción de aceite y tasa de inyección de agua, Modelo de simulación A.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

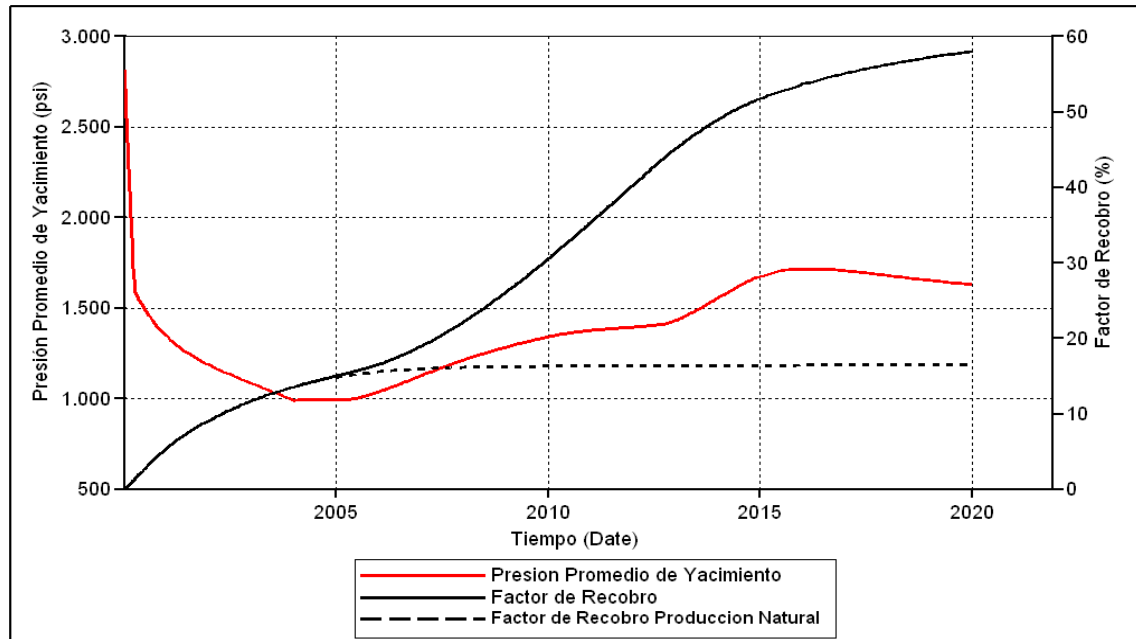
Figura 11. Tasa de producción de gas y corte de de agua, Modelo de simulación A.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

El tiempo de llenado es 1,5 años y la ruptura se dio a los 9 años de iniciada la inyección. El proceso tomó 16 años al final de los cuales el corte de agua fue de 87 %.

Figura 12. Factor de recobro y presión promedio de yacimiento, Modelo de simulación A.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

2.1.2. Experimento. Este experimento tuvo como finalidad cuantificar la reducción en el tiempo de cómputo y el error que implica el uso de la malla dinámica. Para ello, se discretizó el piloto de inyección del siguiente modo:

- **Caso base**, con celdas con de tamaño 12X12X20 ft para un total de 66.150 celdas; 105 en las direcciones Y y X y 6 en la dirección Z.
- **Casos Dinámicos**: Casos 1 a 15 en los cuales se varió el valor del parámetro de amalgamación y del NMITERCE (ver Tabla 2)

2.1.3. Ajuste de la Función de adaptación. En cada simulación con enmallado dinámico debe ajustarse el valor de la función de adaptación que permita el adecuado desempeño de la malla. Para cada uno de los casos dinámicos, fue necesario realizar una serie de simulaciones previas para determinar este valor

Tabla 2. Casos de Simulación, Modelo A.

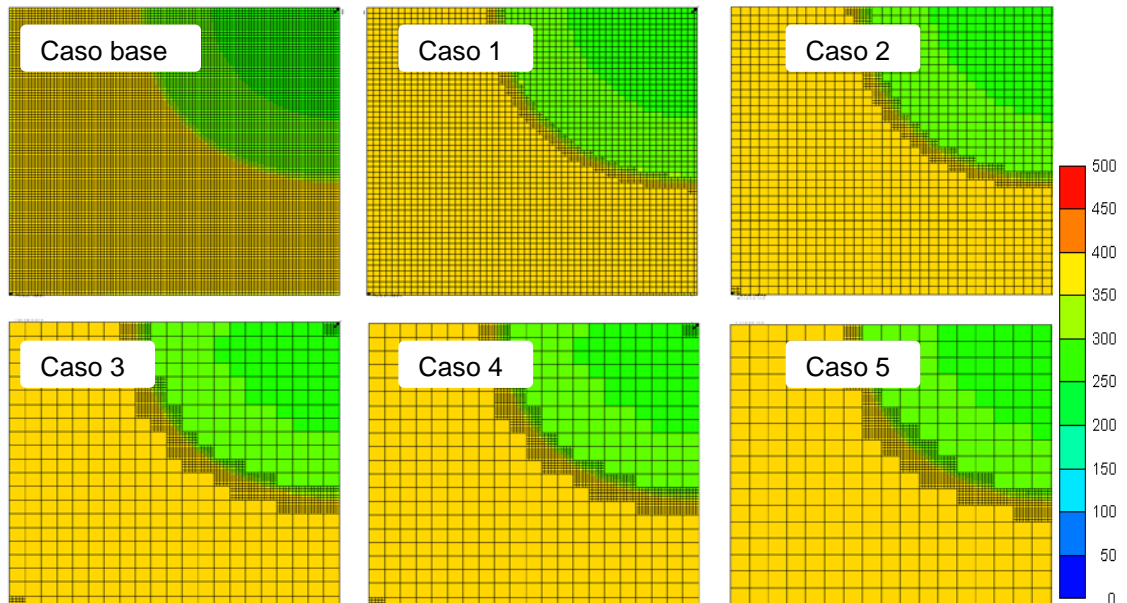
Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada (ft)
Base	*EST.	EST.	EST.	12	EST.
Caso 1	2	2	0.11	12	24
Caso 2	3	2	0.12	12	36
Caso 3	4	2	0.13	12	48
Caso 4	5	2	0.14	12	60
Caso 5	6	2	0.15	12	72
Caso 6	2	6	0.11	12	24
Caso 7	3	6	0.12	12	36
Caso 8	4	6	0.13	12	48
Caso 9	5	6	0.14	12	60
Caso 10	6	6	0.15	12	72
Caso 11	2	10	0.11	12	24
Caso 12	3	10	0.12	12	36
Caso 13	4	10	0.13	12	48
Caso 14	5	10	0.14	12	60
Caso 15	6	10	0.15	12	72

*EST=Enmallado Estático

Según la literatura, la Función de Adaptación debe ser un valor de yacimiento característico del frente y no depende de la malla usada, ni del parámetro de amalgamación¹⁷. Pero en este trabajo se ha observado que sí existe un grado de dependencia; en general, mayores tamaños de celda y mayores parámetros de amalgamación requieren el uso de mayores valores para la Función de Adaptación.

La función de adaptación es el criterio que permite decidir si algún gradiente de saturaciones suficientemente alto para requerir refinamiento. Por esta razón, la elección de éste parámetro se verá influenciada por cualquier cambio en la magnitud de estos gradientes y así mismo, cualquier variable que afecté la magnitud de los gradientes de saturación, afectará también la elección de la función. Durante este estudio se utilizaron valores en un rango de 0,04 a 0,17 pero se ha identificado un valor promedio de 0,1 en saturación de agua el cual se recomienda como inicial. Sin embargo, en todos los casos debe calibrarse.

Figura 13. Caso base y casos 1 a 5, saturación de Aceite. Modelo de simulación A.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

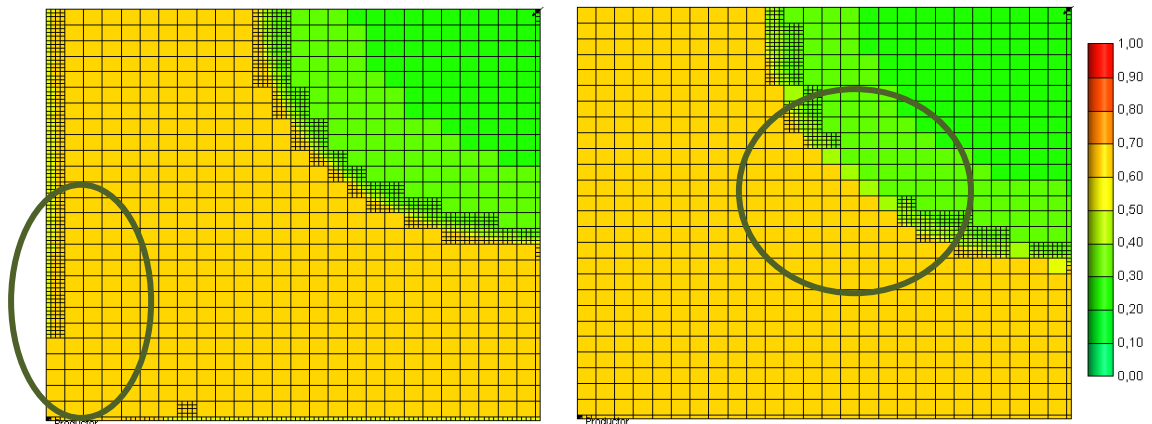
La figura 14 muestra los resultados de la simulación del caso 8, utilizando dos valores diferentes de función de adaptación; en la simulación (a) se utilizó un valor de función de adaptación demasiado bajo ($F = 0,08$) lo cual generó un exceso de celdas finas. En la simulación (b) se utilizó un parámetro demasiado alto ($F=0,16$) lo cual impidió un refinamiento adecuado, es decir, se presentó amalgamación excesivo. El caso 8 finalmente se simuló con un valor de Función de Adaptación 0,13, el cual permitió una descripción precisa del frente.

2.1.4. Resultados. Las figuras 16, y 17 muestran los resultados de la simulación para el caso base y los casos 6 a 10; los resultados en presión promedio de yacimiento, corte de agua y factor de recobro, para la malla fina y para las mallas dinámicas, son tan similares, que casi no se aprecia diferencia.

La figura 17 muestra el speed-up para todos los casos; se observa que en general, mayores parámetros de amalgamación generan mayor speed-up. También se puede ver que la mayor reducción en el tiempo de cómputo se da en los casos donde el parámetro de amalgamación es 5, por encima de

aquellos donde es 6. El mismo comportamiento se presentó con cualquier valor de NMITERCE. Esto indica que 5 es el parámetro de amalgamación óptimo para reducir el tiempo de cómputo.

Figura 14. Simulación con enmallado dinámico usando un valor de función de adaptación demasiado bajo (a) y demasiado alto (b).

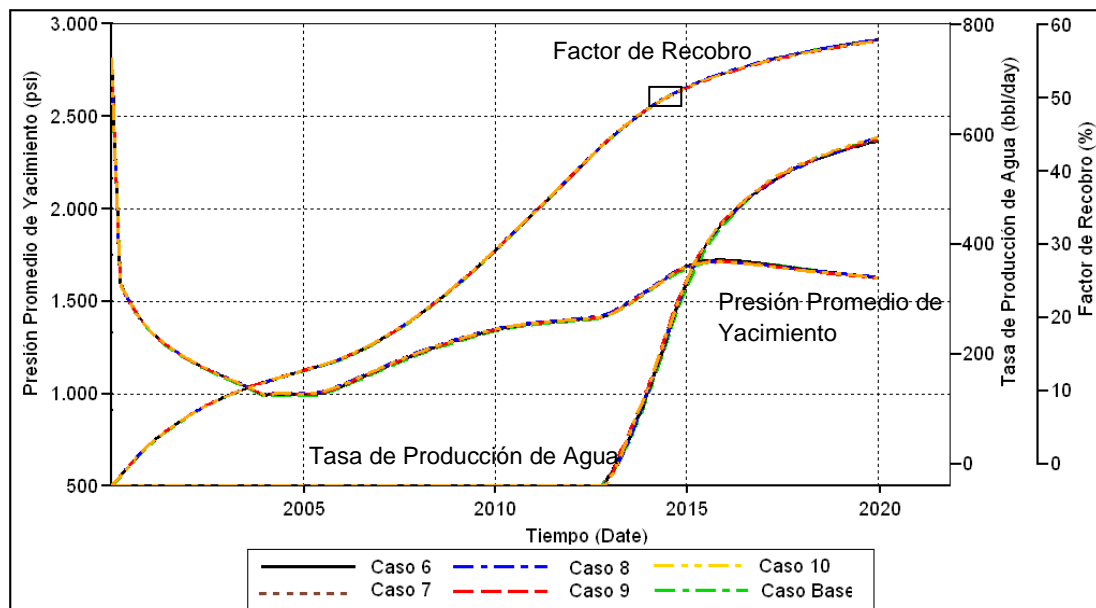


(a) Función de Adaptación = 0,08
 Un valor muy bajo genera refinamiento excesivo

(b) Función de Adaptación = 0,16.
 Un valor muy alto genera amalgamación excesiva

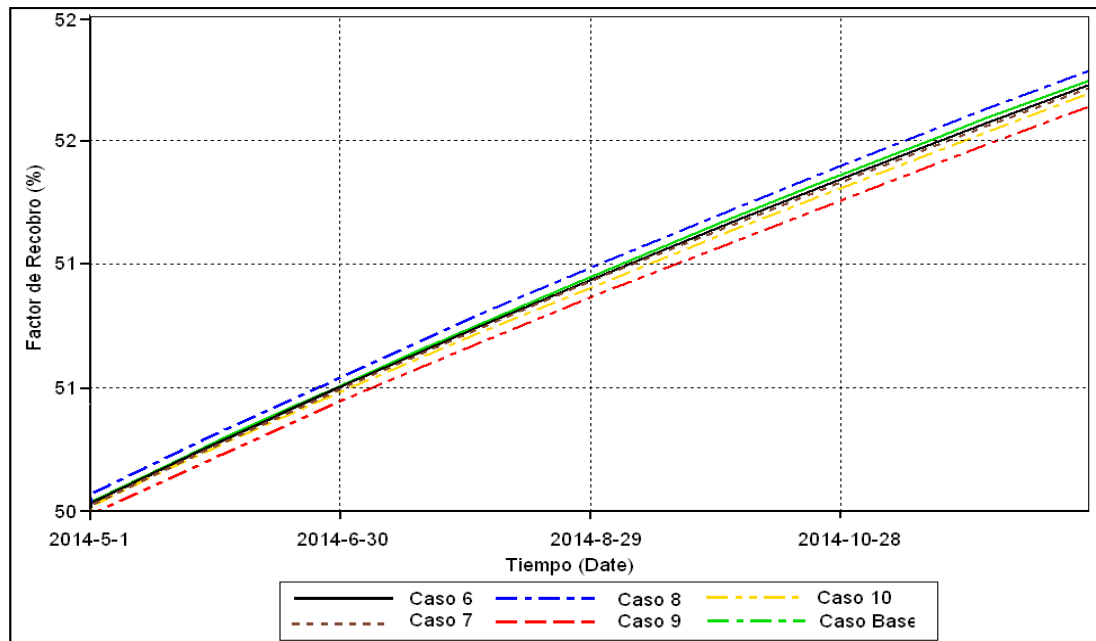
FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

Figura 15. Factor de recobro, tasa de producción de agua y presión promedio de yacimiento. Caso base y casos 6 a 10. Modelo de simulación A.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

Figura 16. Factor de recobro. Caso base y casos 6 a 10. Modelo de simulación A. Acercamiento.



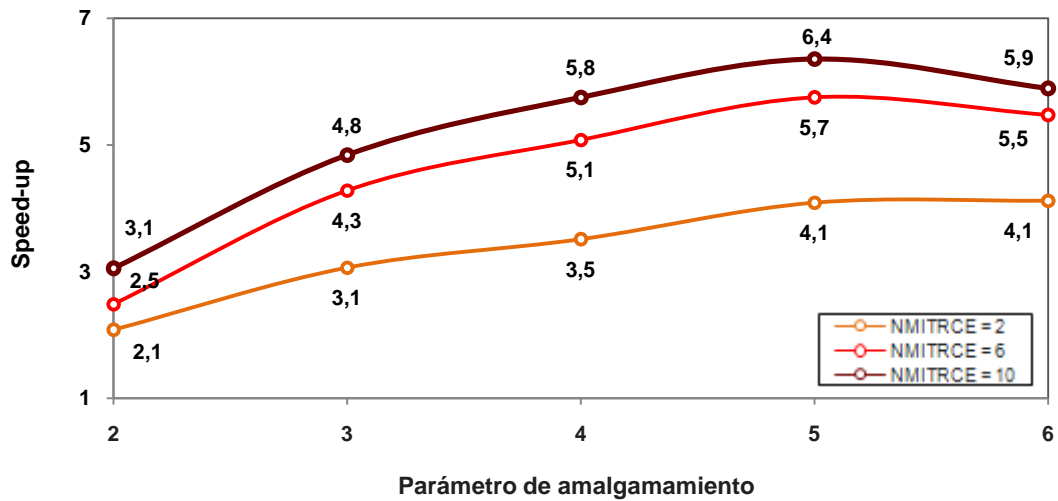
FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

Se observó también que al aumentar el valor del NMITERCE de 2 a 6, el speed aumentó muy significativamente. Pero al variar de 6 a 10, el speed no creció tanto, lo cual indica que utilizar valores por encima de 10 no tendrá un gran efecto sobre la velocidad y que la mejor selección está por debajo de 10.

En la figura 17 se aprecia que el speed-up alcanzado con el uso de la malla dinámica fue bastante alto; muestra que tanto la aplicación del parámetro de amalgamación como del NMITERCE son importantes para lograr estos resultados; el aumento en el speed-up al variar el parámetro de amalgamación va de 2 a 4 y el aumento al variar el NMITERCE de 2 a 10 es del orden de 2; esto indica que aplicando correctamente estos dos parámetros, se pueden lograr reducciones drásticas en el tiempo de cómputo.

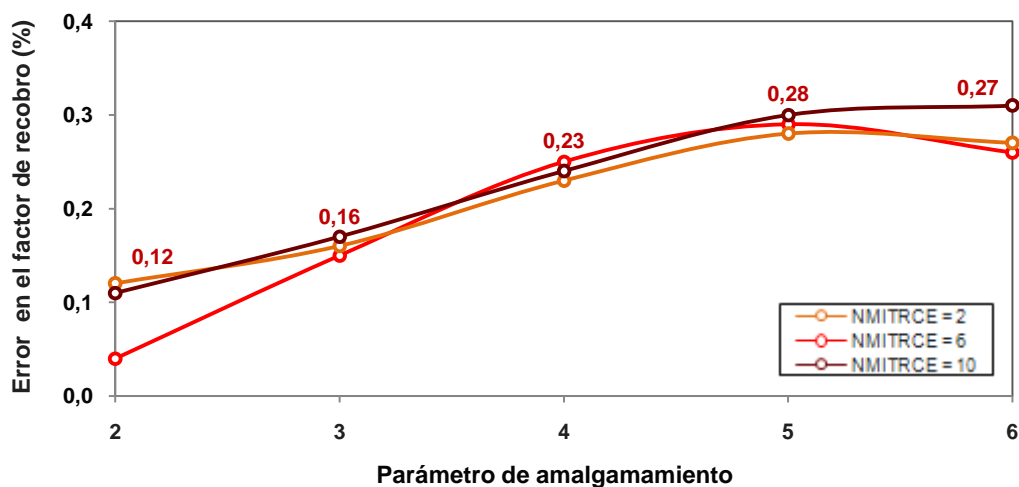
La figura 18 muestra el error en el factor de Recobro par todos los casos, el cual es 0,3 % en el caso más veloz. La figura 19 muestra el error en la presión promedio de yacimiento, el cual no superó el valor de 0,5 %.

Figura 17. Speed-up contra parámetro de amalgamación y NMITRCE. Modelo de simulación A.



FUENTE: El Autor

Figura 18. Error en el factor de recobro contra parámetro de amalgamación y NMITRCE, Modelo de simulación A

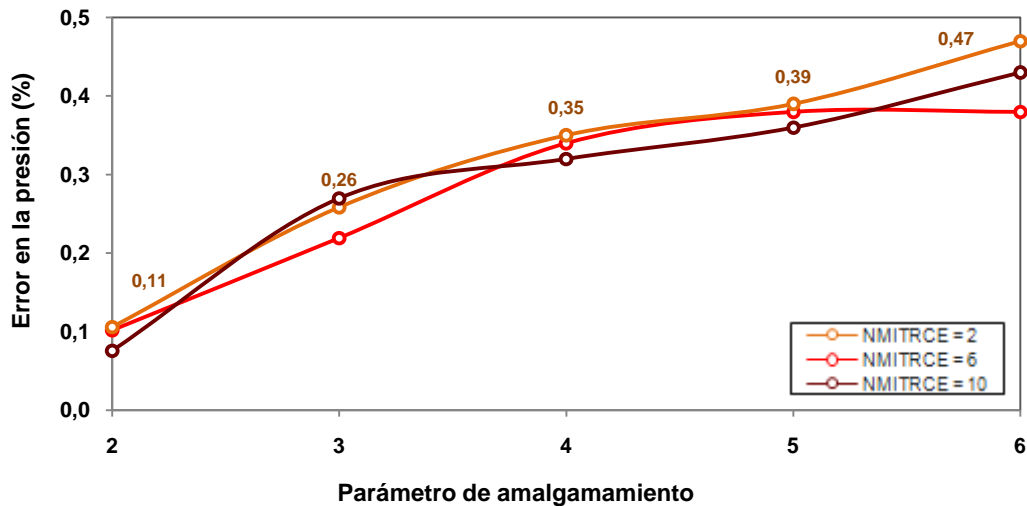


FUENTE: Autor

2.1.5. Parámetro de amalgamación óptimo. La figura 18 permite ver que los casos con parámetro de amalgamación igual a 5 (casos 4, 9 y 14) son los que presentan la mayor speed-up, para cualquier valor de NMITRCE utilizado, aún por encima de los casos con parámetro de amalgamación igual a 6 (casos 5, 10 y 15). La figura 20 muestra la malla base y los casos 11 a 15, después de 6 años de inyección. Allí se observa que cuando el parámetro de

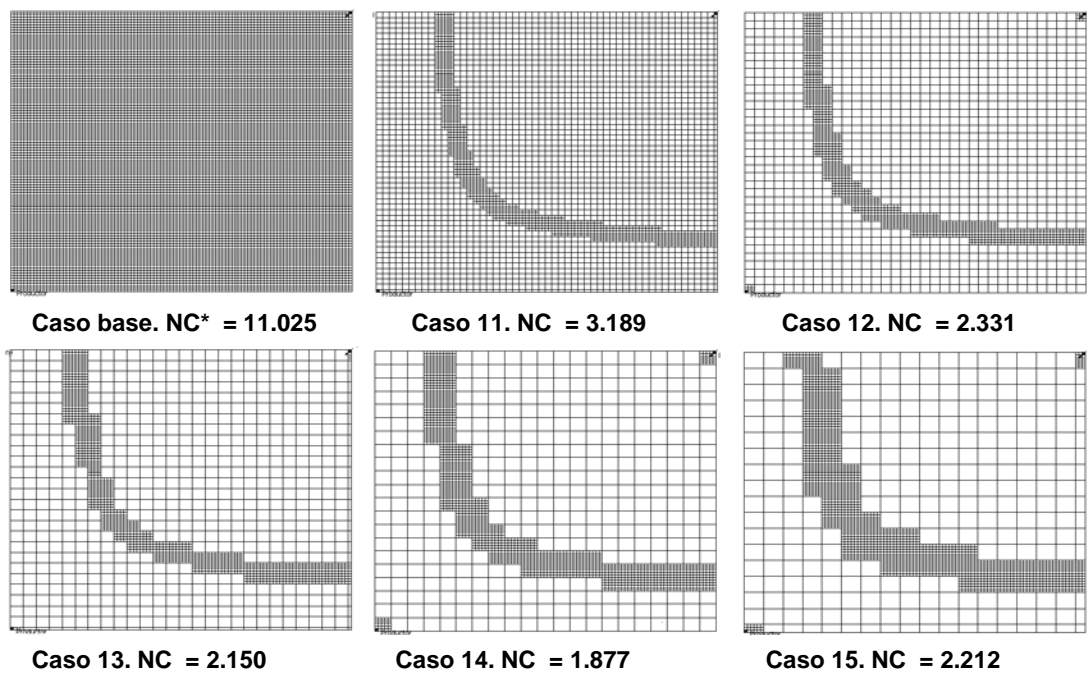
amalgamación aumenta hasta 5, el número total de celdas disminuye, pero cuando el parámetro de amalgamación es 6, el número total de celdas vuelve a aumentar; esto indica que no siempre utilizar parámetros de amalgamación altos generará mayores speed-ups

Figura 19. Error en la presión promedio de yacimiento contra parámetro de amalgamación y NMITRCE, Modelo de simulación A.



FUENTE: Autor

Figura 20. Número total de celdas, caso base y casos 11 a 15. Modelo de simulación A.



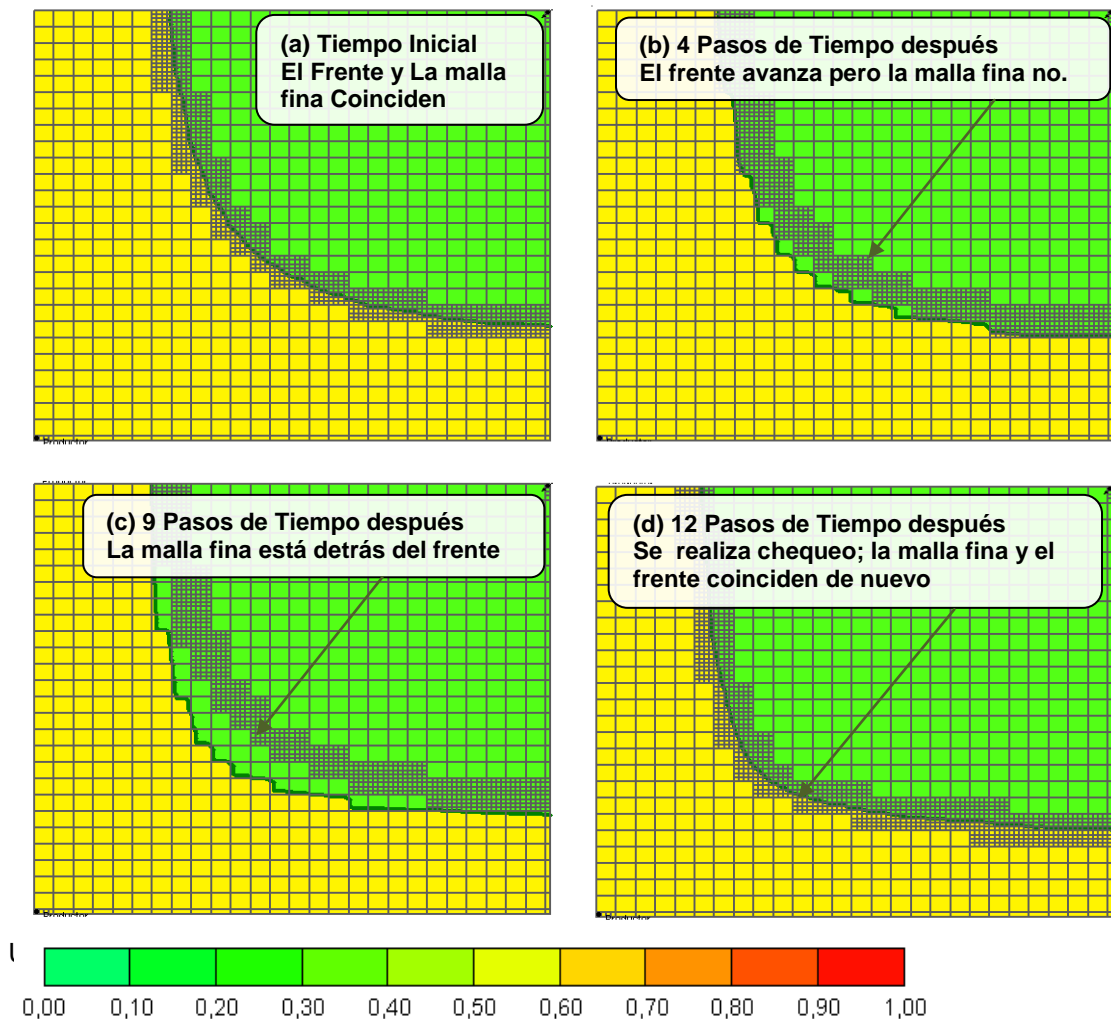
*NC = Número de celdas. FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D.

El Parámetro de Amalgamación define el tamaño de los grupos de celdas que serán fusionadas dentro de una celda madre. Mayores valores del parámetro de amalgamación generan mayor cantidad de celdas amalgamadas dentro de celdas madre en los alrededores del frente, pero igualmente, grupos más grandes de celdas permanecen finos en el frente. Dependiendo de varios parámetros como el tamaño de celda y la relación entre el área ocupada por el frente y el área total del modelo, existe un parámetro de amalgamación óptimo que permite la reducción máxima del número total de celdas. Cuando se excede este valor, los grupos de celdas sin amalgamar en el frente aumentan y la cantidad de celdas amalgamadas en los alrededores disminuye; el efecto neto es un aumento en el número total de celdas.

2.1.5. Número mínimo de intervalos de tiempo entre revisiones para cambio de enmallado (NMITERCE). En la figura 17 se observa que este parámetro tuvo una gran influencia sobre el speed-up al pasar de 2 a 6, aumentando el valor del speed-up en más de 1. Al pasar de 6 a 10, el speed-up también crece, pero el efecto no es tan fuerte. No se esperan mayores reducciones en el tiempo de cómputo al pasar el valor de 10 y se recomienda como valor límite. Sin embargo, no siempre puede usarse un valor cercano a 10 y los resultados deben chequearse en todos los casos.

La figura 21 muestra cuatro tiempos diferentes en una simulación en la que se aplicó un valor de NMITERCE de 12. En el paso de tiempo inicial (a), el frente de invasión y la malla fina coinciden; sin embargo, 4 intervalos de tiempo más tarde (b), el frente de simulación ha avanzado, pero aún no se realiza chequeo para cambio de enmallado, razón por la cual, la malla dinámicamente refinada permanece *retrasada*; lo mismo ocurre después de 9 intervalos de tiempo (c); a pesar de que el frente de invasión ha avanzado, la malla permanece estática. En el intervalo de tiempo número 12 (d), se realiza de nuevo el chequeo para cambio de enmallado y el frente es nuevamente refinado, pero el error se repetirá nuevamente.

Figura 21. Cuatro tiempos diferentes en una simulación con enmallado dinámico aplicando un valor de 12 para el NMITERCE.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

2.1.6. Conclusión, Modelo A. Se simuló un piloto típico de inyección de agua típico, con una malla base con tamaño de celda 12 ft y varias mallas dinámicas con parámetros de amalgamación 2, 3, 4, 5 y 6. El NMITERCE tomó valores de 2, 6 y 10.

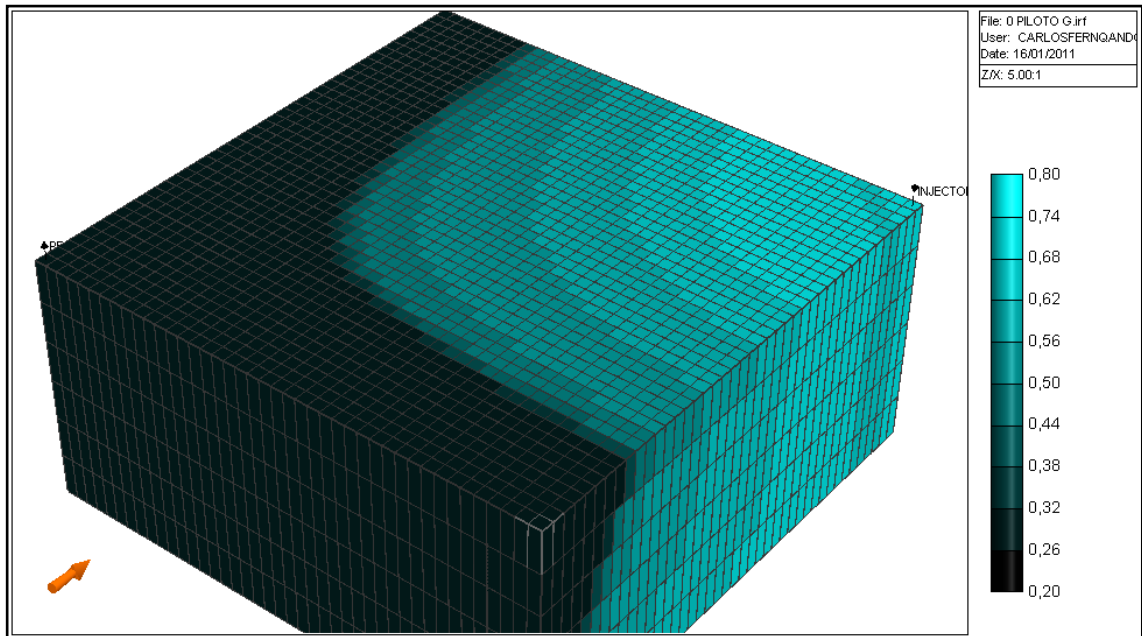
El mayor speed-up alcanzado fue 6,4 (mejor que los reportados en la literatura) utilizando un parámetro de amalgamación de 5 y NMITERCE igual a 10. El error máximo asociado al el uso de la malla dinámica fue de 0,3 % en el factor de recobro, 0,5 % en la presión y 0,8 % en la producción instantánea de agua.

Importantes observaciones fueron realizadas con respecto al uso de la malla dinámica;

- ✓ Cada caso dinámico tiene un valor apropiado de función de adaptación que permite la adecuada descripción del frente y que debe calibrarse; este parámetro no puede utilizarse para reducir el tiempo de cómputo; Si es muy bajo, genera un exceso de celdas finas y si es muy alto, genera amalgamación excesiva.
- ✓ No es cierto que al aumentar el parámetro de amalgamación, se producirá siempre una reducción en el tiempo de cómputo; cada caso de simulación tiene un parámetro de amalgamación óptimo que al aplicarlo genera las mayores aceleraciones.
- ✓ El NMITERCE tiene una gran influencia sobre el speed-up y una baja influencia sobre el error; sin embargo, no se recomienda exceder el valor de 10 ya que no se esperan mayores reducciones de tiempo de cómputo. Valores altos para este parámetro ocasionan una muy mala descripción del frente de avance.

2.2. PILOTO DE INYECCIÓN HOMOGÉNEO CON TAMAÑO DE CELDA BASE 30 FT (MODELO B)

Figura 22. Modelo de simulación B; Similar al modelo A, pero con tamaño de celda base igual a 30 ft. Saturación de agua después de 4 años de inyección.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

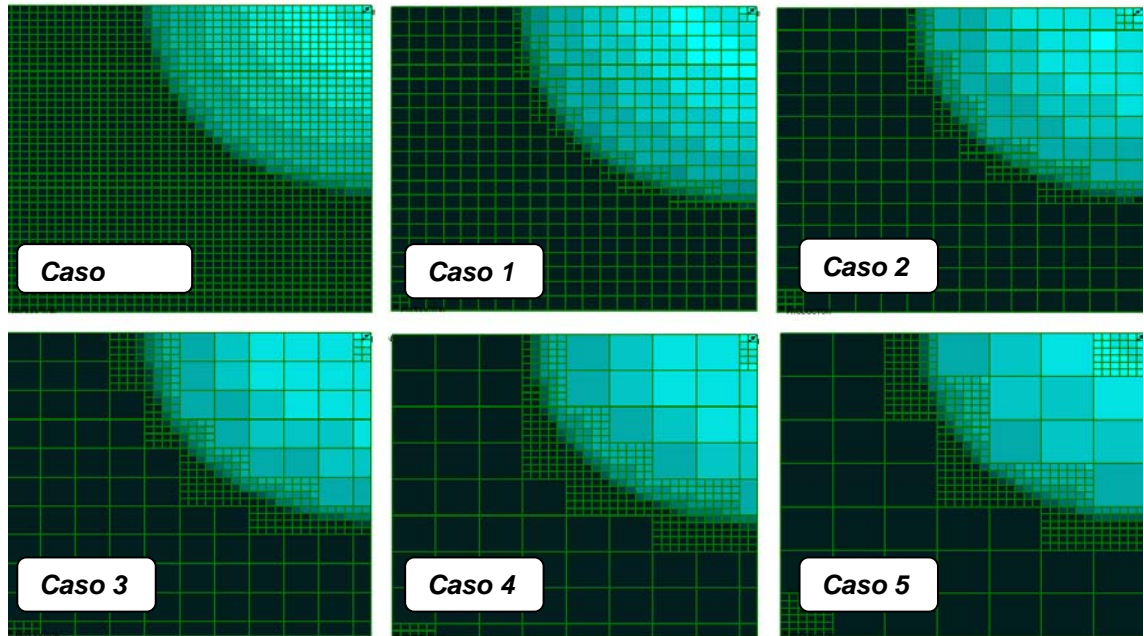
2.2.1. Modelo de simulación B. El Modelo B tiene características similares a las del modelo A, a diferencia de que éste se ha discretizado en 10.584 celdas; 42 en las direcciones X y Y y 6 en la dirección Z; es decir, se aumentó el tamaño de celda a 30X30X20 ft. .

2.2.2. Experimento. Sobre una malla base de 30 ft se realizaron 15 casos de simulación dinámica en los cuales se varió el parámetro de amalgamación de 2 a 6 y el NMITERCE tomó valores de 2, 6 y 10. La figura 23 muestra el caso base y los casos 1 a 5 y la Tabla 3 resume los 15 casos.

2.2.3. Resultados. La figura 24 muestra el factor de recobro y el corte de agua para el caso base y los casos 6 a 10; éstos son muy similares a los del caso base, especialmente en el factor de recobro lo que indica que aún

al aumentar el tamaño de celda base, las simulaciones dinámicas presentan resultados bastante similares a los del caso base.

Figura 23. Caso base y casos 1 a 5. Saturación de Agua, Modelo de simulación B.

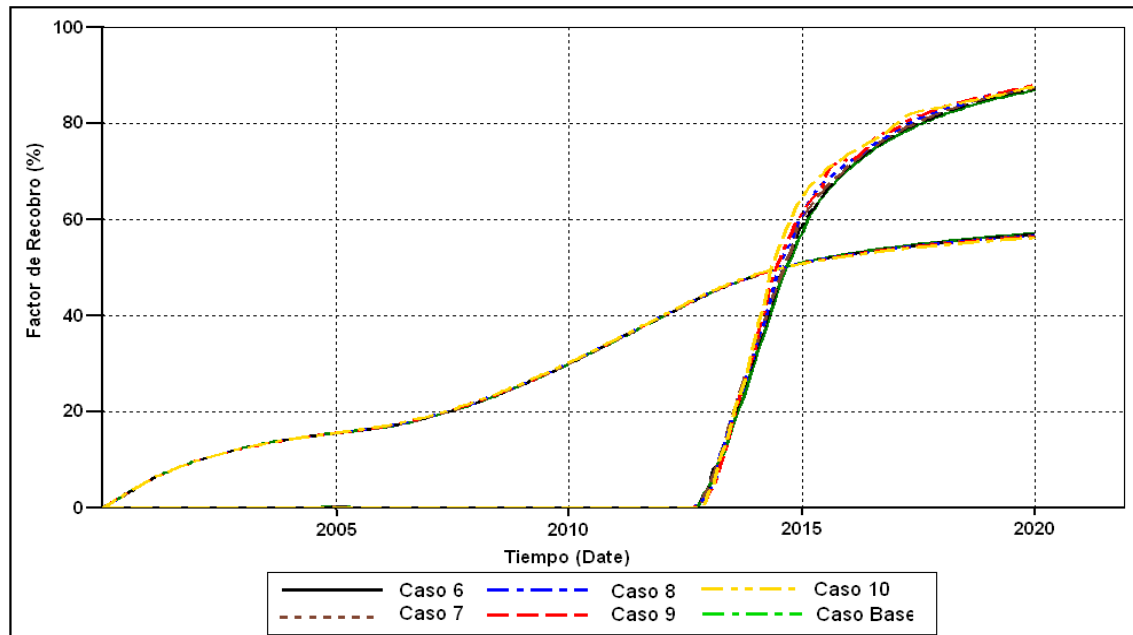


FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

Tabla 3. Casos de simulación. Modelo B

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada
Base	EST.	EST.	EST.	30	EST.
Caso 1	2	2	0,13	30	60 ft
Caso 2	3	2	0,14	30	90 ft
Caso 3	4	2	0,14	30	120 ft
Caso 4	5	2	0,15	30	150 ft
Caso 5	6	2	0,15	30	180 ft
Caso 6	2	6	0,13	30	60 ft
Caso 7	3	6	0,14	30	90 ft
Caso 8	4	6	0,14	30	120 ft
Caso 9	5	6	0,15	30	150 ft
Caso 10	6	6	0,15	30	180 ft
Caso 11	2	10	0,13	30	60 ft
Caso 12	3	10	0,14	30	90 ft
Caso 13	4	10	0,14	30	120 ft
Caso 14	5	10	0,15	30	150 ft
Caso 15	6	10	0,15	30	180 ft

Figura 24. Factor de recobro y corte de agua, caso base y casos 6 a 10 Modelo de simulación B.

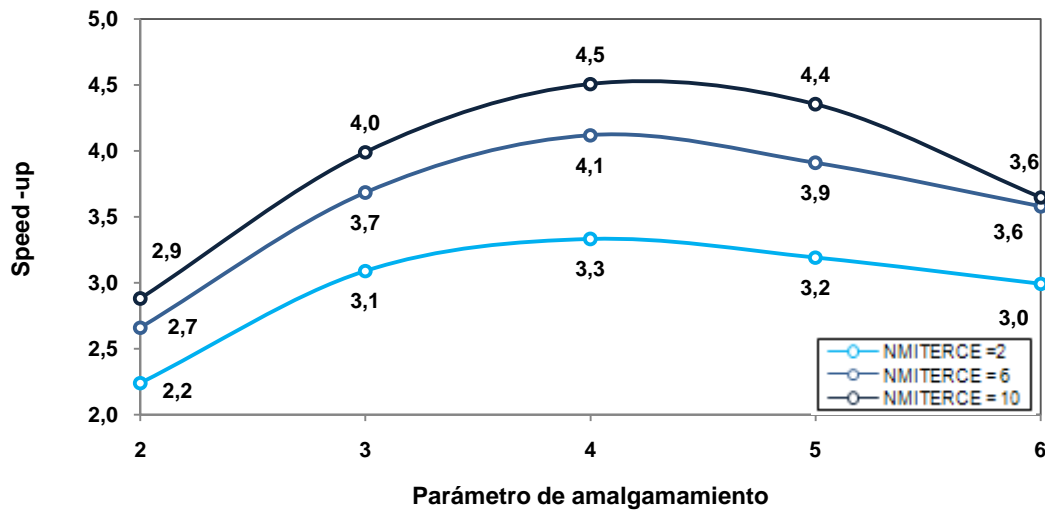


FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

La figura 25 muestra el speed-up logrado con las mallas dinámicas; se observa que las mayores velocidades se alcanzaron en los casos donde el parámetro de amalgamación es igual a 4 (casos 3, 8 y 13), por encima de los casos donde el parámetro de amalgamación es 5 o 6. Esto indica que el parámetro de amalgamación óptimo a esta escala de simulación es 4; también se observa que el mayor speed-up logrado fue 4,5, mucho menor comparándolo con el speed-up de 6,4 logrado con el modelo A; esto confirma que en general, se consiguen mejores reducciones de tiempo de cómputo a escalas más pequeñas de tamaño de celda.

El efecto del Número Mínimo de Intervalos de Tiempo entre Revisiones para Cambio de Enmallado fue el mismo que en el modelo A; al variar su valor de 2 a 6, se produjo un aumento muy importante de la velocidad de la simulación. Pero al pasar su valor de de 6 a 10 la reducción en el tiempo de cómputo no fue tan buena; esto indica que no es necesario sobrepasar el límite de 10, e incluso, utilizar un valor menor como 6 u 8 resulta muy apropiado.

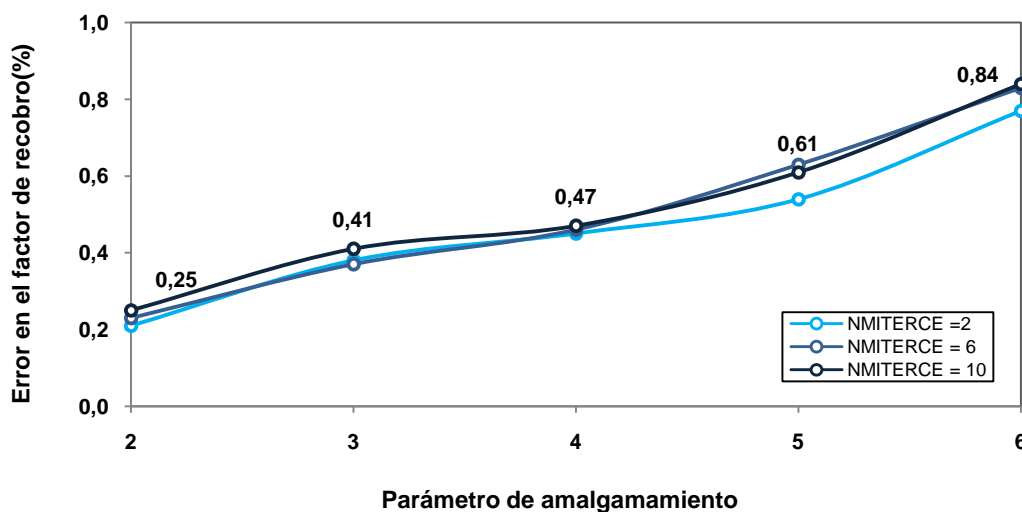
Figura 25. Speed-up contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, casos 1 a 15, Modelo de simulación B.



FUENTE: El Autor.

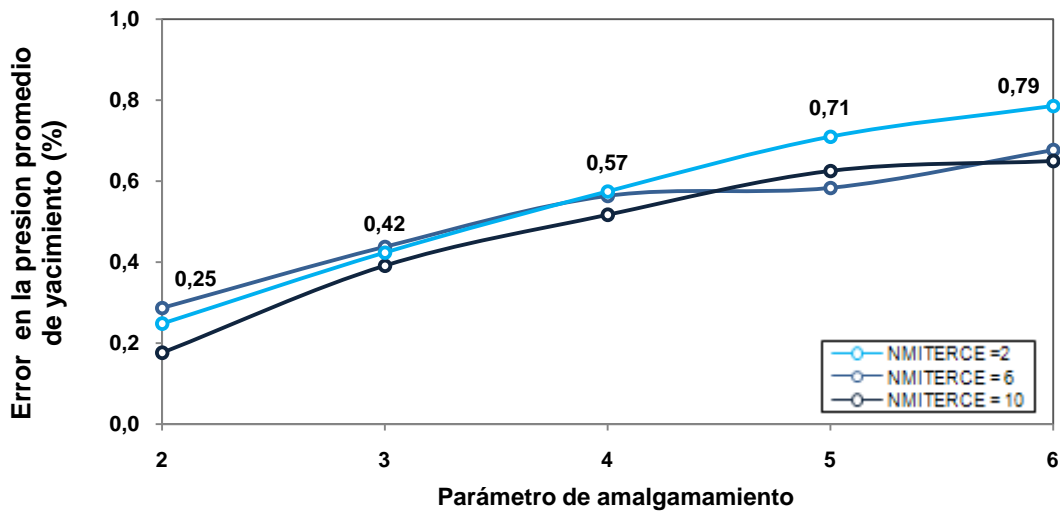
La figura 26 cuantifica el error en el Factor de Recobro; en ella se observa que el máximo error es 0,84 % utilizando un parámetro de amalgamación de 6. Pero la malla más rápida, que tiene parámetro de amalgamación 4 mostró un error de sólo 0,47 %. El error en la Presión promedio de yacimiento no sobrepasó el 0,8 %, lo cual es una marca excelente (figura 27).

Figura 26. Error en el factor de recobro contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, Casos 1 a 15. Modelo de simulación B.



FUENTE: El Autor

Figura 27. Error en la presión promedio de yacimiento contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, Casos 1 a 15. Modelo de simulación B



FUENTE: El Autor.

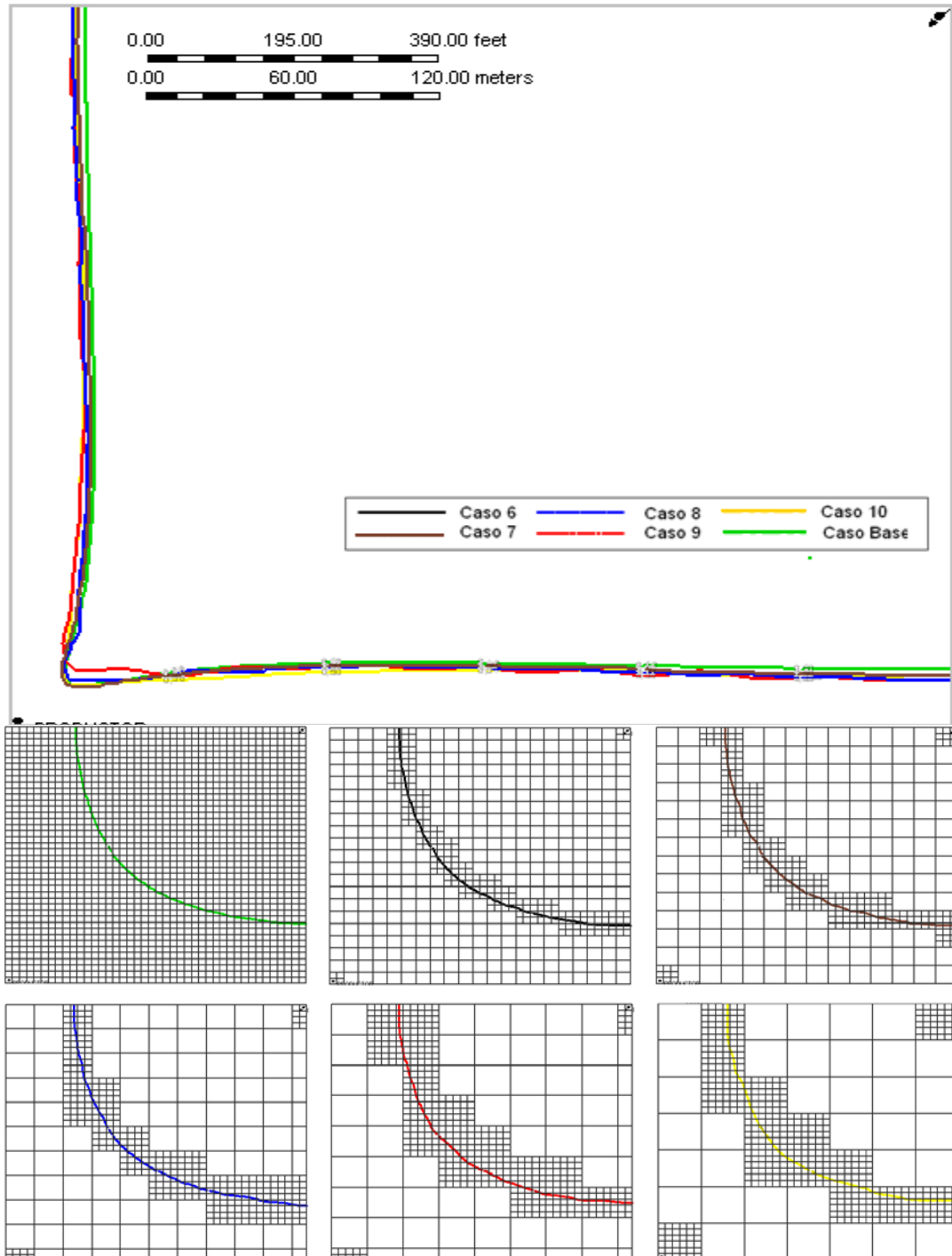
La figura 28 compara el frente de invasión en las mallas dinámicas (casos 6 a 10) con el de la malla base; el frente es casi idéntico en todos los casos; eso indica que la malla dinámica reproduce el frente de avance tan bien como la malla base.

2.2.4. Conclusión, Modelo B. Se simuló un piloto típico de inyección de agua con una malla base de tamaño de celda 30 ft y con varias mallas dinámicas tomando valores de parámetro de amalgamación de 2 a 6 y valores para el NMITERCE de 2, 6 y 10; Se observó que al aumentar el tamaño de celda base, se redujo el speed-up, cuyo valor máximo fue 4,5 (caso 13) utilizando un parámetro de amalgamación de 4 y NMITERCE igual a 10. También se redujo el parámetro de amalgamación óptimo a 4.

El NMITERCE tuvo un impacto bastante importante sobre el speed-up y no se encontró mucha relación de este parámetro con el error. Sin embargo, no se esperan grandes reducciones en el tiempo de cómputo al sobrepasar un valor de 10. El error en el Factor de Recobro y en la Presión Promedio de Yacimiento no superó en ningún caso el 1 %, tomando como referencia la malla base. Se concluye de ésta manera que para modelos homogéneos con tamaños de celda base de 12 a 30 ft, se puede aplicar enmallado dinámico y reducir así el

tiempo de cómputo en factores que van de 4 a 6, sin sobrepasar el 1% de error en los resultados para factor de recobro, presión promedio y corte de agua.

Figura 28. Curva de iso-saturación de agua, en el frente de avance, simulado con la malla base y con mallas dinámicas (casos 2 a 6), después de 12 años de inyección. Abajo, frente de avance después de 8 años de inyección.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

3. EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL ENMALLADO DINÁMICO APLICADO A PROCESOS DE INYECCION DE AGUA

Hasta el momento, se ha verificado que la malla dinámica permite altas reducciones en el tiempo de cómputo, en factores de 4 a 6. También se ha observado que el error por el uso de la malla en modelos homogéneos con tamaño de celda convencional no excede el 1 % en ninguna propiedad y se han obtenido valiosas conclusiones con respecto a su aplicación. Sin embargo, para determinar la verdadera efectividad del enmallado dinámico para simular procesos de inyección de agua, estas deben ser comparadas no sólo con la malla base, sino también con mallas estáticas de diferentes tamaños de celda, en especial con aquella malla estática que presente un tiempo de cómputo comparable con el empleado por la malla dinámica.

3.1. PILOTO HOMOGÉNEO CON TAMAÑO DE CELDA BASE 30 FT. (MODELO B (2))

3.1.1. Modelo de Simulación. Para realizar este experimento, se utilizó el modelo B, casos 6 a 10; estas son simulaciones dinámicas con tamaño de celda base igual a 30 ft y parámetro de amalgamación 2, 3, 4 5 y 6. El NMITERCE es 6 en todos los casos.

3.1.2. Experimento. Además de las simulaciones dinámicas mencionadas, se realizaron simulaciones estáticas con mallas de tamaño de celda 60, 90, 120, 150 y 180 ft (casos 1 a 5). Adicionalmente se discretizó una malla fina de 95.256 celdas, con celdas de tamaño 10X10X20 ft, la cual sirve como referencia para determinar el error. La Tabla 4 resume los casos simulados.

3.1.3. Resultados. La figura 29 muestra el error en el factor de recobro para los enmallados estáticos con tamaño de celda 30, 60, 90, 120, 150 y 180 ft

(caso base y casos 1 a 5) y los tiempos de cómputo. La figura 30 muestra el error en el factor de recobro para los enmallados dinámicos con tamaño de celda base 30 ft y parámetro de amalgamación 2, 3, 4, 5 y 6 (casos 6 a 10) y los tiempos de cómputo.

Tabla 4. Casos de Simulación, Modelo B (2).

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base	Tamaño de celda Amalgamada
Malla Más Fina	Estático	Estático	EST.	10 ft	Estático
Base	Estático	Estático	EST.	30	Estático
Caso 1	Estático	Estático	EST.	60 ft	Estático
Caso 2	Estático	Estático	EST.	90 ft	Estático
Caso 3	Estático	Estático	EST.	120 ft	Estático
Caso 4	Estático	Estático	EST.	150 ft	Estático
Caso 5	Estático	Estático	EST.	180 ft	Estático
Caso 6	2	6	0,13	30 ft	60 ft
Caso 7	3	6	0,14	30 ft	90 ft
Caso 8	4	6	0,14	30 ft	120 ft
Caso 9	5	6	0,15	30 ft	150 ft
Caso 10	6	6	0,15	30 ft	180 ft

FUENTE: El Autor.

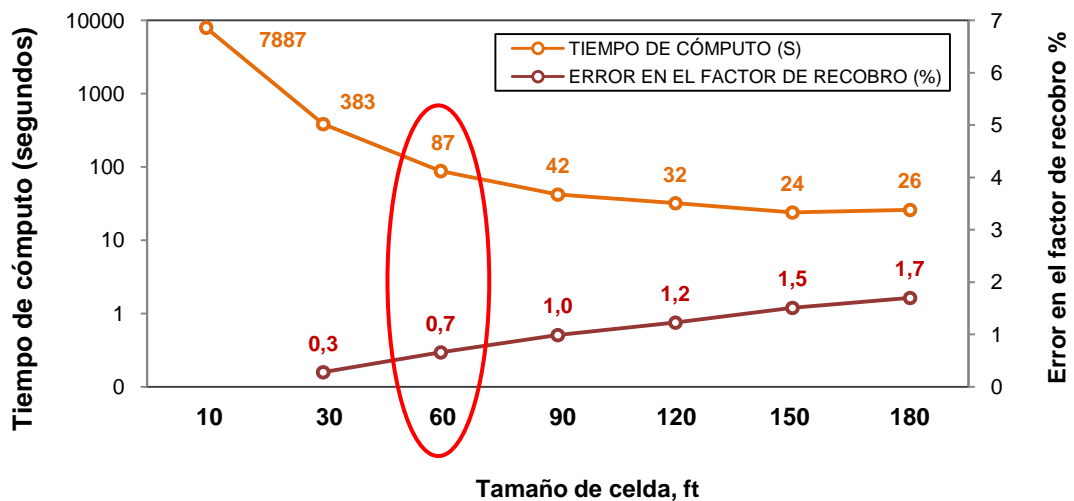
La figura 30 muestra los tiempos de cómputo de las mallas dinámicas; 114, 104, 93, 98 y 107 s. El tiempo de cómputo de la malla base es 383 s. Eso indica speed-ups de 2,7, 3,7, 4,1, 3,9 y 3,6, Al comparar el error de las mallas dinámicas, con el error de la malla base, la diferencia es de sólo 0,2%, 0,4%, 0,4%, 0,6% y 0,8%, errores muy bajos. No obstante, otras comparaciones deben realizarse para evaluar la efectividad real de las mallas dinámicas.

La primera apreciación importante se da al comparar el tiempo de cómputo de las mallas dinámicas y el de sus respectivas mallas gruesas; por ejemplo, el tiempo de cómputo empleado por la malla dinámica con tamaño de celda 30-150 ft (caso 9) es 98 s. Pero el tiempo de cómputo empleado por la malla estática con tamaño de celda 150 ft (caso 4) es tan sólo 24 s. Eso significa que aunque la malla dinámica muestra una gran reducción de tiempo con respecto

a la malla base, emplea tiempos realmente altos con respecto a su correspondiente malla estática gruesa.

La segunda apreciación importante se da al comparar el error de las mallas dinámicas con el error de sus respectivas mallas estáticas gruesas; por ejemplo, la malla estática con tamaño de celda 150 ft (caso 4) muestra un error de 1,6 % en el factor de recobro mientras que la malla dinámica con tamaño de celda 30-150 ft (caso 9) presenta un error de 0,9 %; eso es una reducción de 0,7 % en el Factor de Recobro al pasar de la malla gruesa a la malla dinámica.

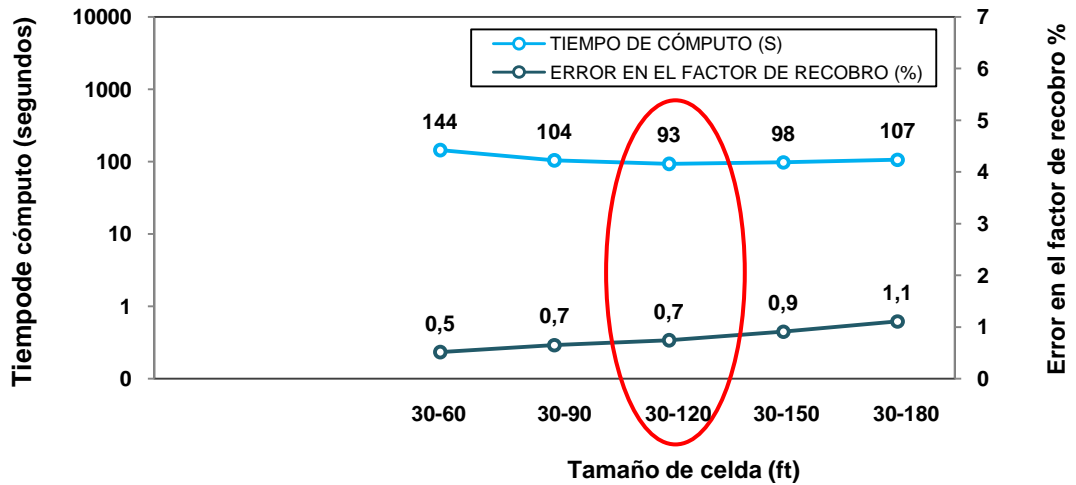
Figura 29. Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda para los casos estáticos; malla más fina, caso base y casos 1 a 5. Modelo B.



FUENTE: El Autor.

Pero la comparación más importante se da al contrastar la malla dinámica más rápida con una malla estática que tome el mismo tiempo de cómputo; la malla dinámica más rápida (caso 8) tiene un tiempo de cómputo igual a 93 s. y su error es 0,7% (ver figura 30); pero la malla estática con tamaño de celda 60 ft presenta un tiempo de cómputo de sólo 87 s y su error de 0,7 % (ver figura 30); esto significa que la malla estática con tamaño de celda 60 ft tiene el mismo error que la malla dinámica con tamaño de celda 30-120 ft, y toma un tiempo de cómputo similar, incluso menor.

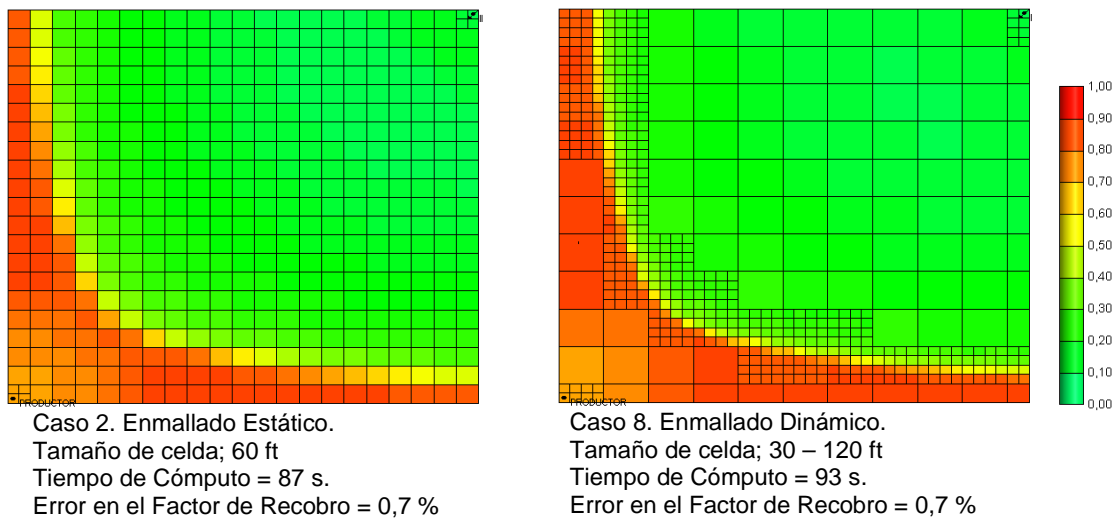
Figura 30. Error en el factor de recobro y tiempo de cómputo contra tamaño de celda para los casos dinámicos, 6 a 10. Modelo de simulación B.



FUENTE: EL Autor.

Se ha observado que la malla dinámica funciona bien, pero aún así no es la opción óptima. No obstante, debe tenerse en cuenta que primero, la malla dinámica ofrece la ventaja adicional de reducir del tamaño de celda con que es descrito el frente; en este caso, la malla dinámica permitió un tamaño de celda en el frente igual a 30 ft, mientras la malla estática tiene un tamaño de celda igual a 60 ft (ver figura 31). Y segundo, que todo lo anterior es cierto para un yacimiento con propiedades homogéneas y un frente completamente uniforme.

Figura 31. Saturación de aceite, casos 8 y 2.

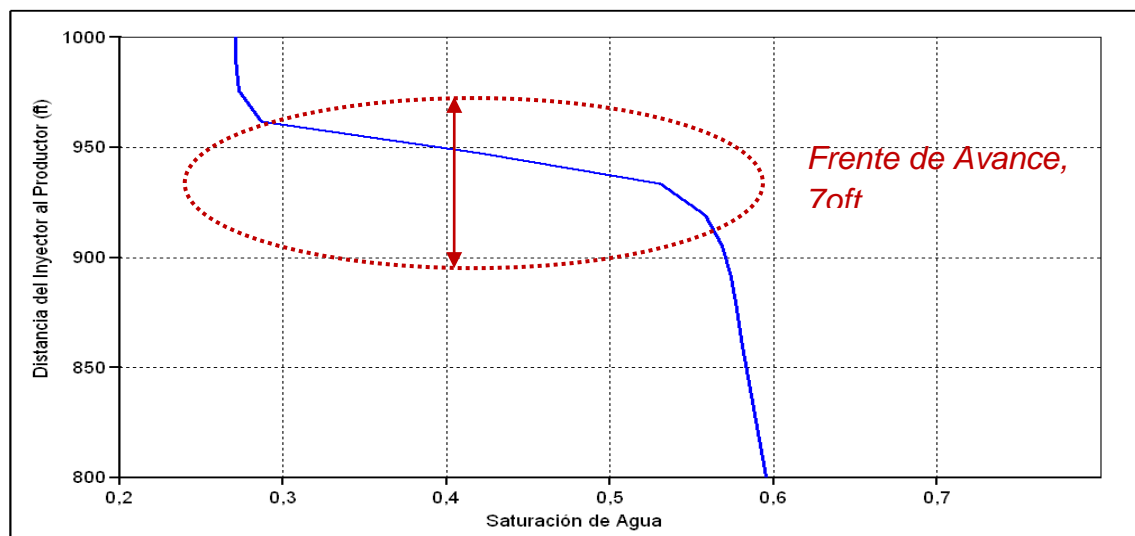


FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

Tres razones explican por qué la malla dinámica no es competitiva al aplicarla a un yacimiento con propiedades homogéneas, aún cuando se ha utilizado de modo óptimo.

La primera razón es que se trata de un frente donde el gradiente ocurre en una zona de gran tamaño, en comparación con el tamaño de celda convencional; la figura 32 muestra la saturación de agua contra la distancia desde el pozo inyector al pozo productor después de 6 años de iniciada la inyección; en ella se observa que el cambio drástico en saturación ocurre en una distancia de 70 ft. Esto indica que celdas con un tamaño medianamente grande podrán promediar las propiedades en el frente de manera adecuada. En otros procesos, el frente de avance se encuentra dentro de unos pocos pies y los gradientes son extremadamente altos.

Figura 32. Saturación de agua contra distancia desde el pozo inyector hasta el pozo productor, después de 6 años de iniciada la inyección.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

La segunda razón, es que la simulación del proceso de inyección de agua no implica un conjunto tan complejo de ecuaciones, como si ocurre con procesos térmicos o composicionales en donde la exactitud de los resultados y la adecuada simulación del fenómeno dependen ampliamente del tamaño de la

malla. En esos casos, un aumento deliberado en el tamaño de celda generará gran dispersión numérica.

La tercera razón por la cual una malla estática relativamente gruesa puede simular adecuadamente el proceso de inyección de agua en un yacimiento homogéneo es que se trata de un frente con geometría muy uniforme; si el frente tuviese una geometría irregular, sería necesario usar celdas de pequeño tamaño para reproducir cuidadosamente estos bordes. En este caso, una geometría tan sencilla no sufre un cambio abrupto al utilizar celdas gruesas.

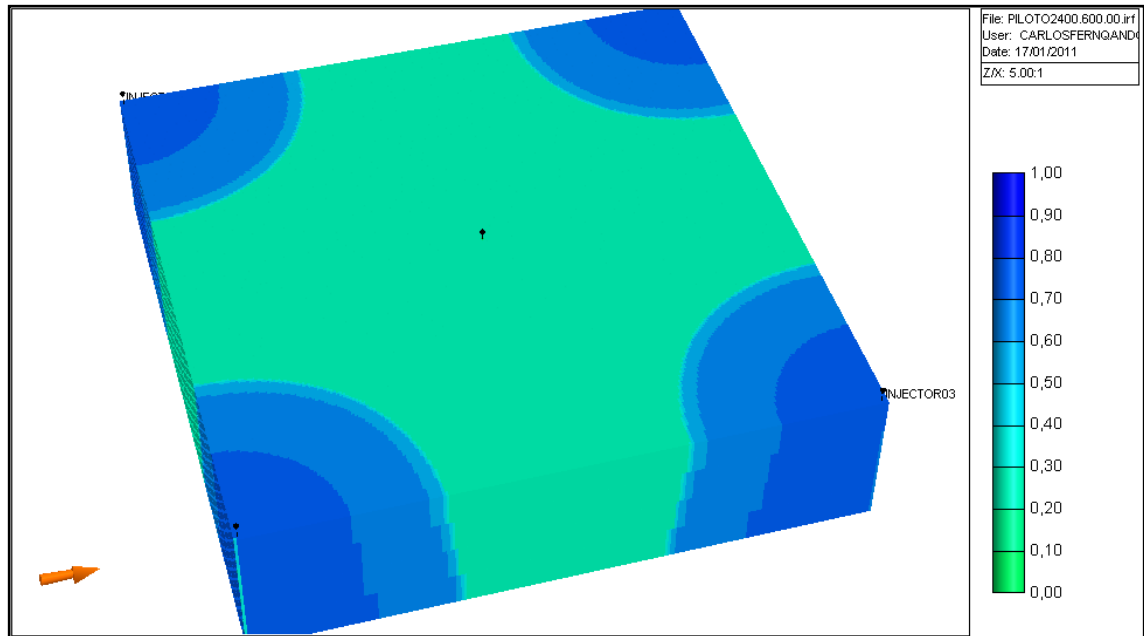
3.1.4. Conclusión modelo (B). Se utilizó una malla base con tamaño de celda 30 ft y mallas dinámicas con parámetro de amalgamación 2, 3, 4, 5, y 6 y con NMITERCE igual a 6. Se construyó una malla con tamaño de celda 10 ft para comparar los resultados y casos estáticos con diferentes tamaños de celda.

Al comparar los resultados se puede ver que, aunque las mallas dinámicas exhiben excelentes reducciones en el tiempo de cómputo, en relación con la malla base, éstas no demostraron ser la opción óptima, al compararlas con las mallas estáticas. La malla dinámica más rápida tuvo un error de 0,7% en el factor de recobro. La malla estática con tamaño de celda 60 ft mostró exactamente el mismo error, en un tiempo de cómputo similar. No obstante, La malla dinámica mostro la ventaja de reducir el tamaño de celda en el frente.

Lo anterior se debe a que el tamaño del fenómeno físico que busca ser descrito tiene un tamaño relativamente grande; esto permite que enmallados estáticos con mayores tamaños de celda describan apropiadamente el proceso en tiempos de cómputo pequeños. Adicionalmente, la forma uniforme del frente favorece la descripción adecuada del proceso por parte de las mallas estáticas.

3.2. PILOTO DE INYECCIÓN HOMOGÉNEO CON TAMAÑO DE CELDA BASE 40 FT (MODELO C)

Figura 33. Modelo de simulación C; Patron de inyeccion de 5 puntos homogéneo. Saturacion de agua después de 4 años de inyección

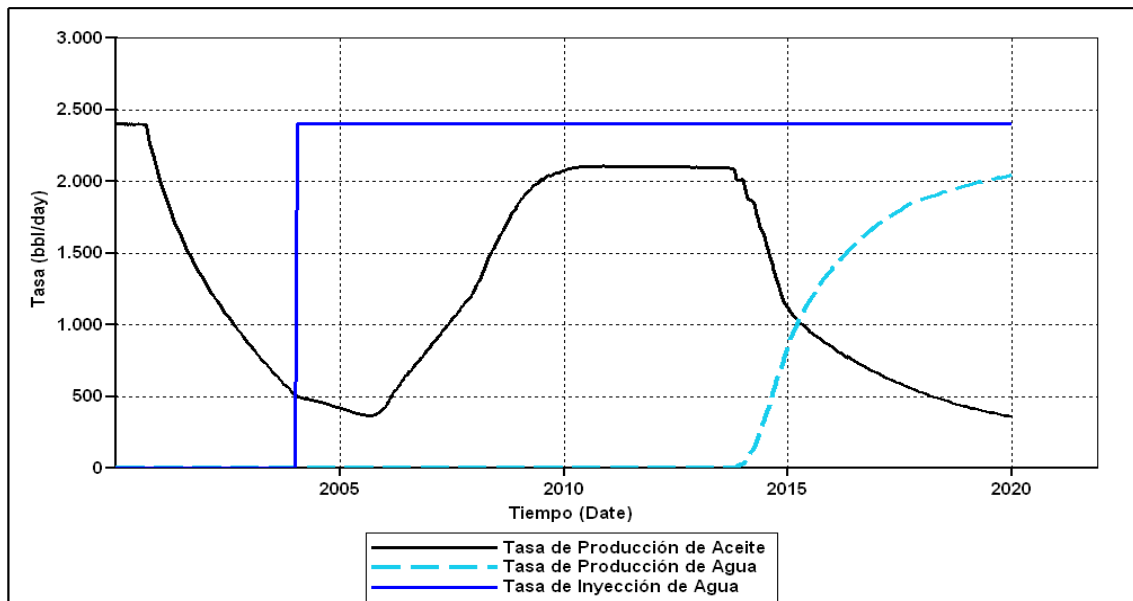


FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

3.2.1. Modelo de simulación. El modelo C es un Patrón de Inyección de cinco puntos con un área total de 132 acres, porosidad de 0,2, permeabilidad horizontal de 170 mD en todas las capas y permeabilidad vertical de 50 mD. Las características de los fluidos son similares a las del modelo A. El pozo productor tiene una restricción de flujo de 2400 bbl/día de líquido y 700 psia y los inyectores tienen una restricción de flujo de 600 bbl/día y presión de fondo máxima 3600 psia.

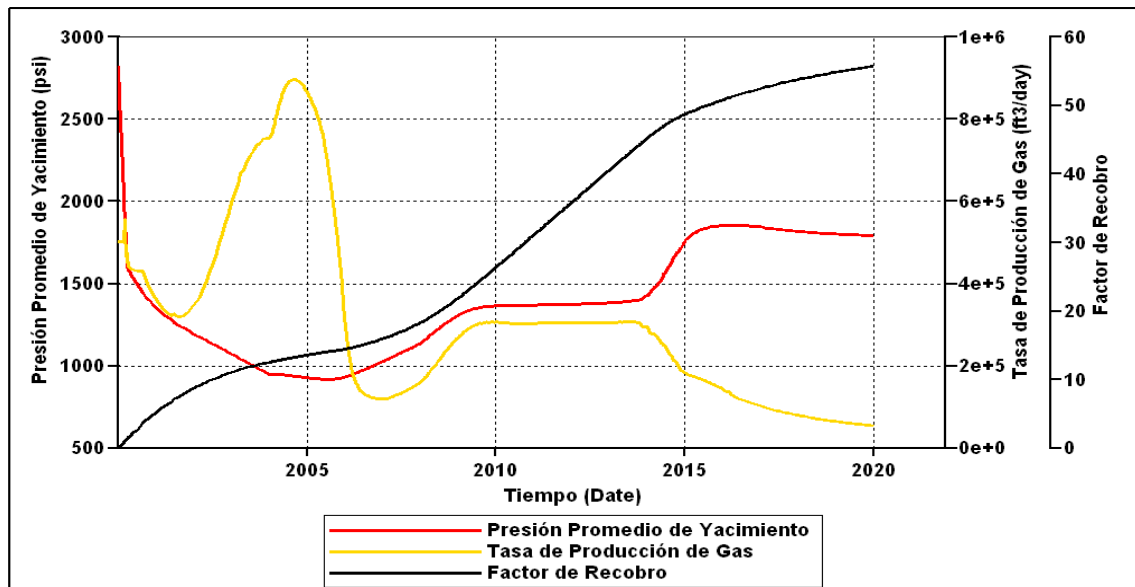
En el experimento anterior (Modelo B) se comprobó que aunque las mallas dinámicas muestran un buen funcionamiento en modelos homogéneos, no resultaron ser la opción óptima. En el modelo C se aumentó el tamaño de celda base a 40 ft para verificar este comportamiento a esta escala. Las figuras 35 y 36 muestran los resultados de la simulación.

Figura 34. Tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y tasa de producción de agua, Modelo de simulación C



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

Figura 35. Presión Promedio de Yacimiento, Tasa de Producción de Gas y Factor de Recobro, Modelo de simulación C



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

3.2.2. Experimento. En este experimento el experimento se elaboró una malla base, sobre la cual se realizaron los sucesivos amalgamaciones y una *Malla*

Más Fina que se tomo como referencia para comparar los resultados y varios casos dinámicos y estáticos. La malla base tiene 14.400 celdas de tamaño de 40X40X30 ft. La *Malla Más Fina* cuenta con 230.400 celdas de tamaño 10X10X30 ft. Las simulaciones estáticas (casos 1 a 5) con tamaños de celda 80, 120, 160, 200 y 240 ft y simulaciones dinámicas (casos 6 a 10) con tamaño de celda base 40 ft, parámetros de amalgamación 2, 3, 4, 5 y 6 NMITERCE igual a 8. La Tabla 5 resume los casos simulados.

Tabla 5. Casos de Simulación, Modelo C.

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base(ft)	Tamaño de celda Amalgamada (ft)
Malla Más Fina	Estático	Estático	EST.	10	Estático
Base	Estático	Estático	EST.	40	Estático
Caso 1	Estático	Estático	EST.	80	Estático
Caso 2	Estático	Estático	EST.	120	Estático
Caso 3	Estático	Estático	EST.	160	Estático
Caso 4	Estático	Estático	EST.	200	Estático
Caso 5	Estático	Estático	EST.	240	Estático
Caso 6	2	8	0,08	40	80
Caso 7	3	8	0,08	40	120
Caso 8	4	8	0,09	40	160
Caso 9	5	8	0,09	40	200
Caso 10	6	8	0,1	40	240

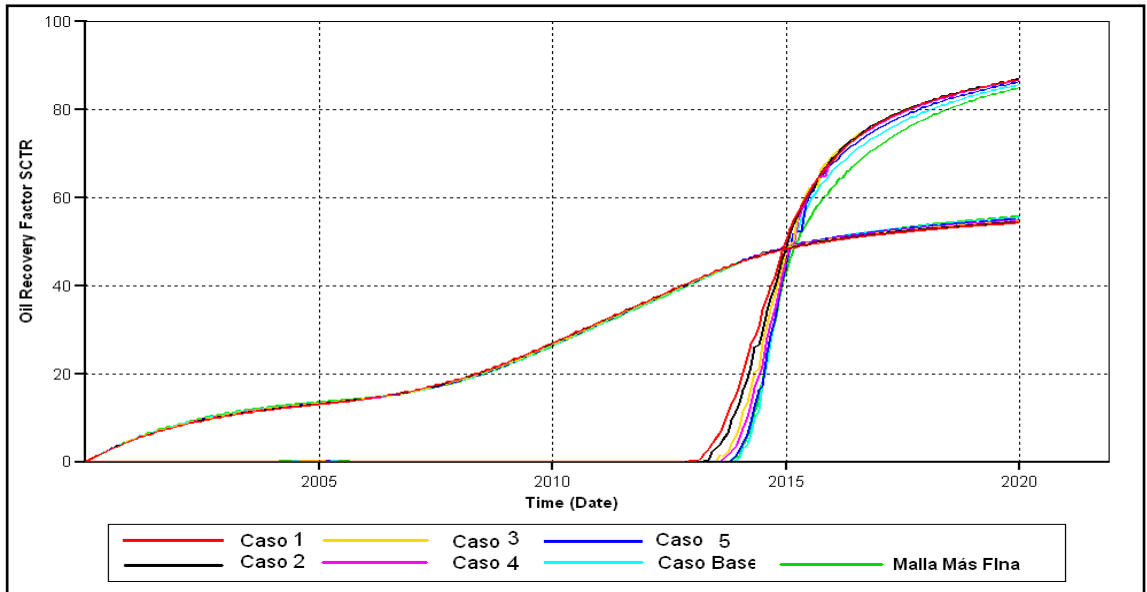
FUENTE: El Autor

3.2.3. Resultados. Las figuras 39 y 40 muestran el factor de recobro y el corte de agua para las mallas estáticas (Malla Más Fina, Caso base y casos 1 a 5) y para las mallas dinámicas (casos 6 a 10), respectivamente.

Las figura 38 muestra el error en el factor de recobro y el tiempo de cómputo para los casos estáticos y la figura 39 muestra lo mismo para los dinámicos. El caso dinámico con mayor speed-up, 3, fue el caso 8, con un tiempo de 169 s. y un error de 0,7% en el factor de recobro. El caso 1 es una malla estática con tamaño de celda 80 ft; este presento un error de 0,6% en el factor de recobro y

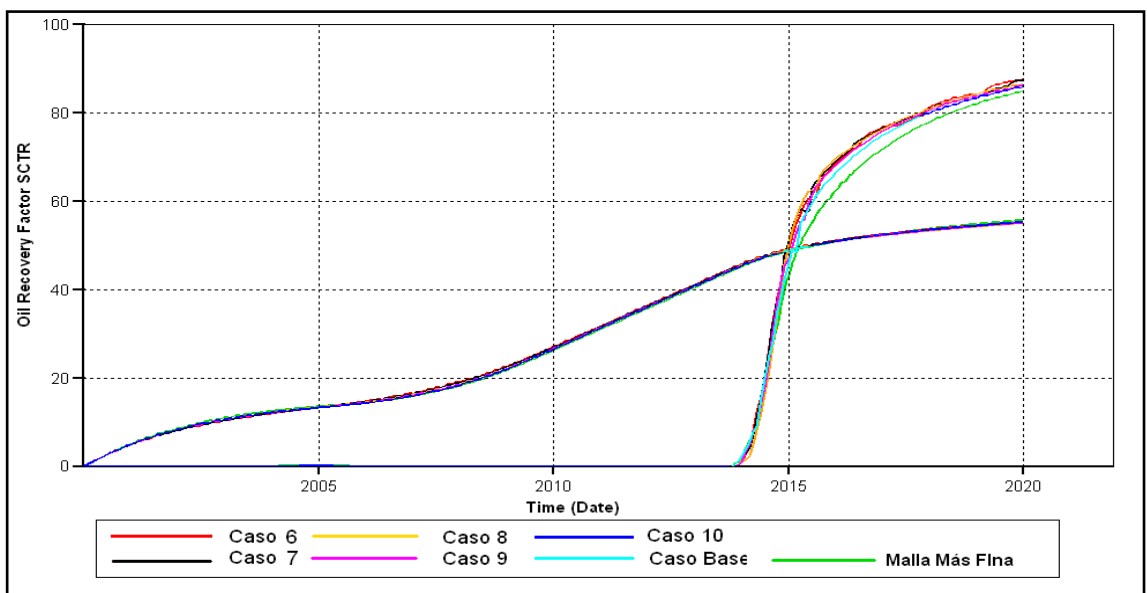
un tiempo de cómputo de 128 s. Esto significa que la malla estática mostró un error en el factor de recobro y un tiempo de cómputo menores que los de la malla dinámica más rápida.

Figura 36. Factor de recobro y corte de agua, Malla Más Fina, Caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación C.



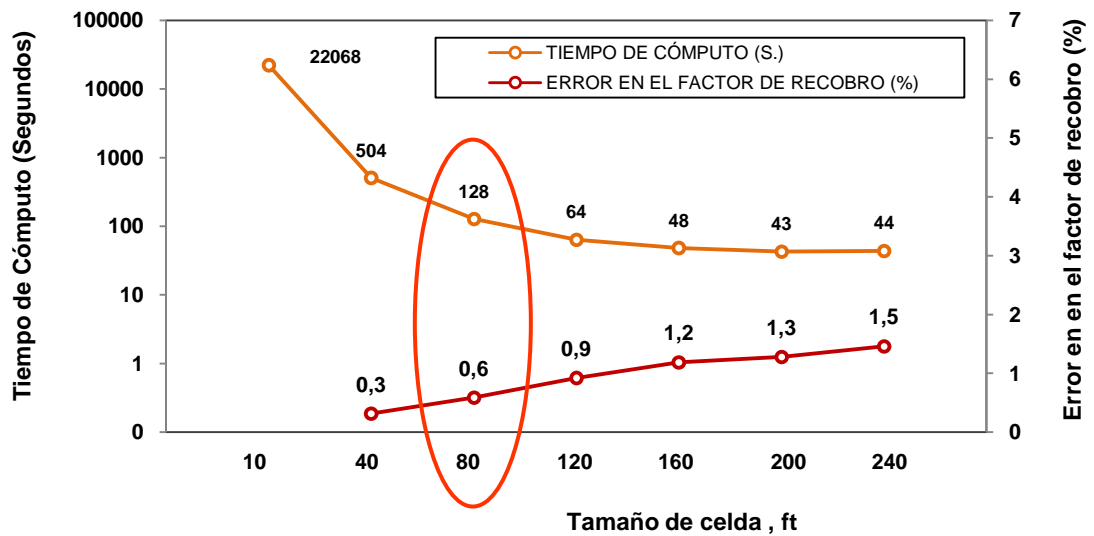
FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

Figura 37. Factor de recobro y corte de agua, Malla Más Fina, Caso base y casos 6 a 10. Modelo de simulación C.



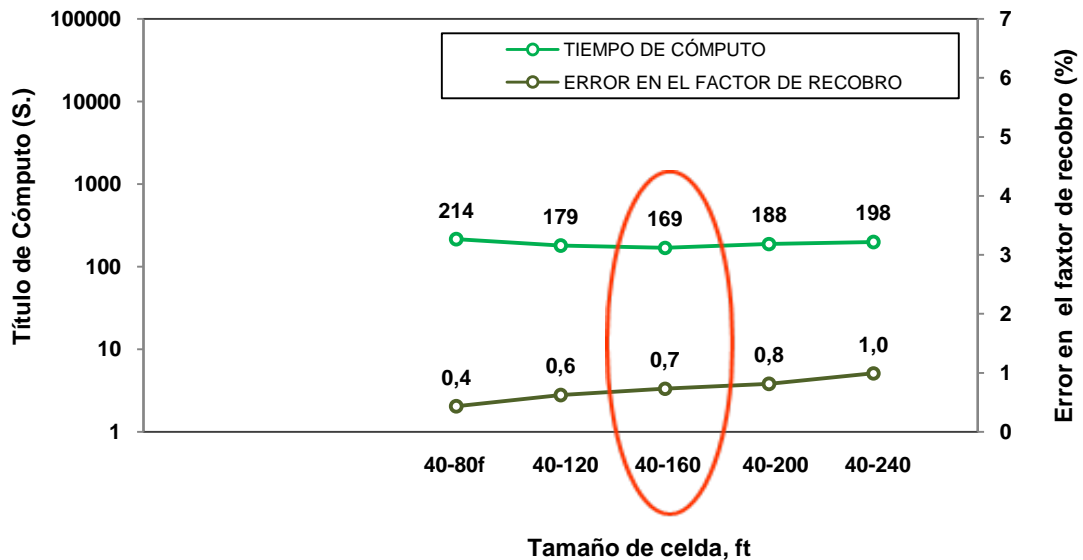
FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

Figura 38. Error en el factor de recobro y tiempo de cómputo contra tamaño de celda, enmallados estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación C.



FUENTE: El Autor

Figura 39. Error en el factor de recobro y tiempo de cómputo contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación C.

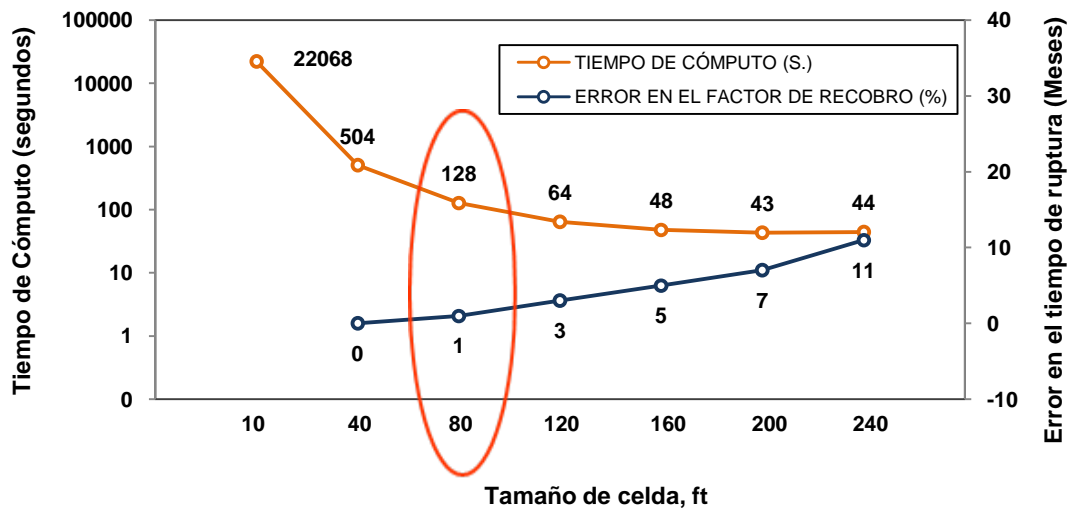


FUENTE: El Autor

La figura 40 muestra el error en el tiempo de ruptura (meses) y el tiempo de cómputo, para la Malla Más Fina, el Caso Base y los casos 1 a 5 y la figura 42 para los casos 6 a 10, respectivamente. El enmallado dinámico más rápido, el

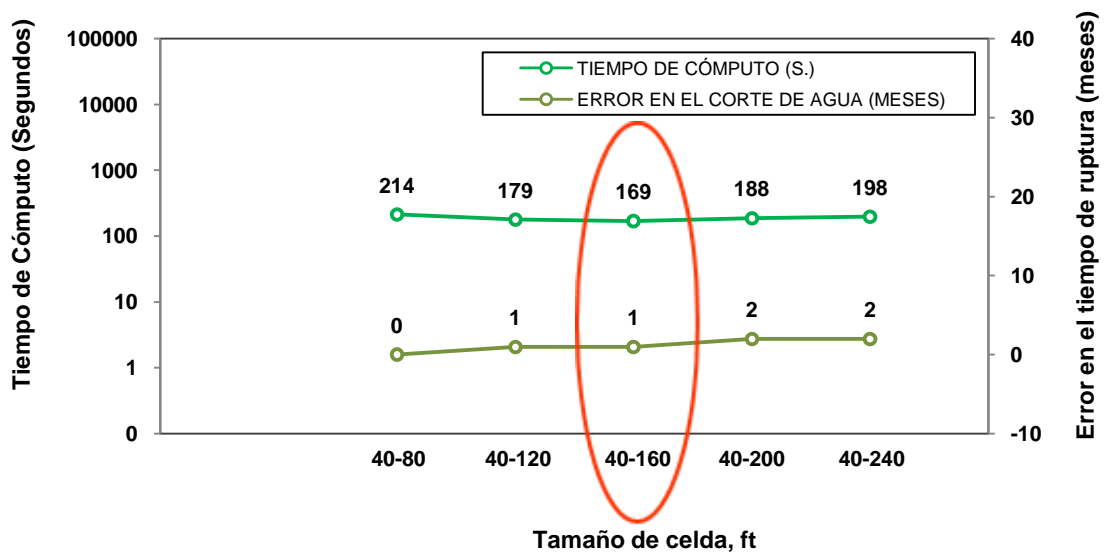
caso 8, mostró un error de sólo 1 mes en el tiempo de ruptura; el caso 1, también mostró un error de sólo 1 mes en el tiempo de ruptura, pero el tiempo de cómputo es mucho menor. Esto demuestra que en modelos homogéneos el enmallado dinámico a pesar de mostrar buen desempeño, no es competitivo con las mallas estáticas.

Figura 40. Error en el tiempo de ruptura y tiempo de cómputo contra tamaño de celda, casos estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación C.



FUENTE: El Autor

Figura 41. Error en el Tiempo de Ruptura (meses) y tiempo de cómputo contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación C.

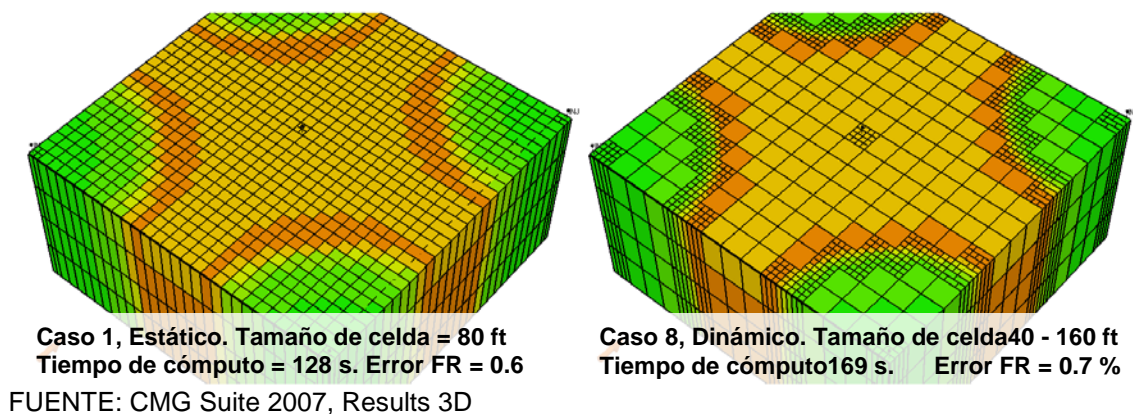


FUENTE: El Autor.

En este experimento se verificó la reducción del speed-up cuando se aumenta el tamaño de celda; esto está relacionado con el número total de celdas ocupadas por el frente de invasión y fue expuesto previamente.

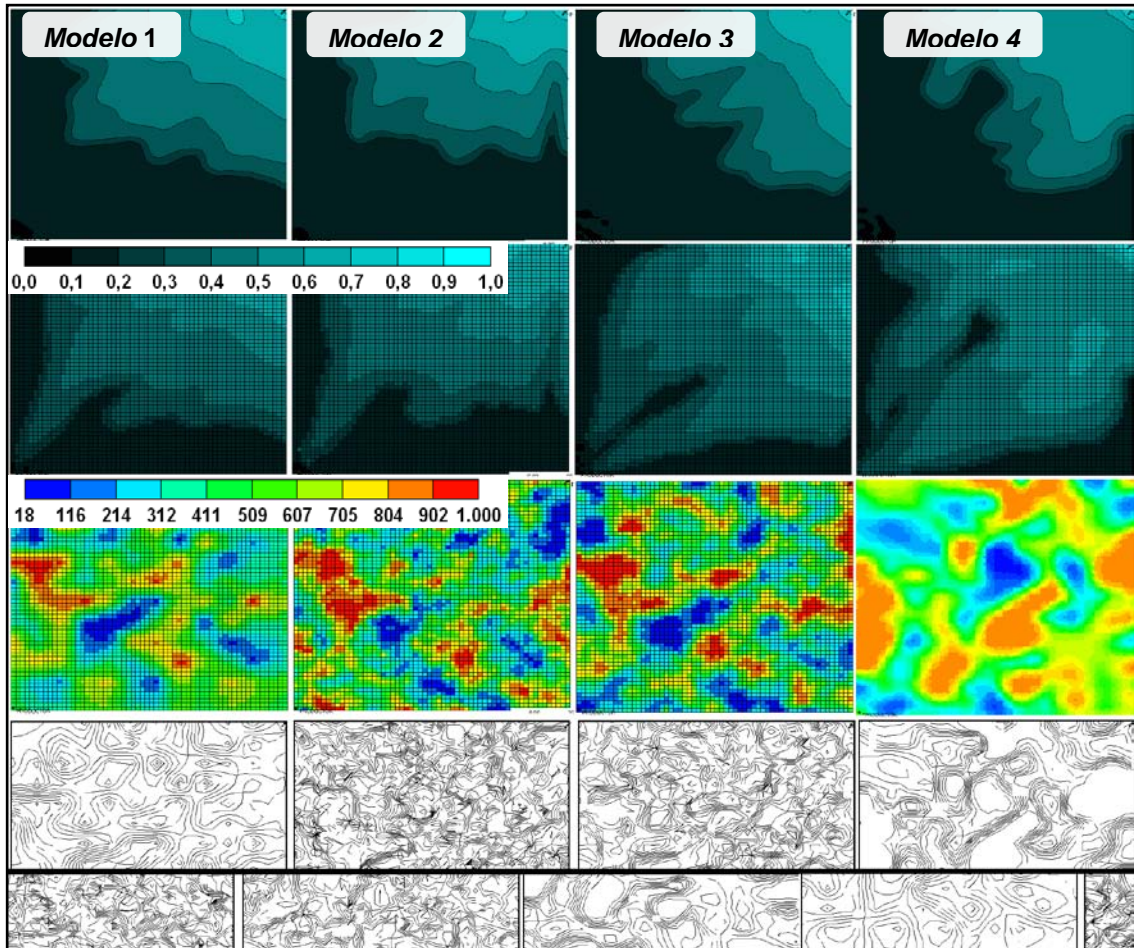
3.2.4. Conclusión modelo C. Se evaluó el comportamiento de la malla dinámica para describir un modelo con propiedades homogéneas; se construyó una malla base de 40 ft y realizaron casos dinámicos con parámetro de amalgamación de 2 a 6 y NMITERCE igual a 8. Se realizaron casos estáticos con diferentes tamaños de celda y una malla fina con tamaño de celda 10 ft para comparar los resultados. El speed up máximo alcanzado por una malla dinámica fue cercano a 3; esto confirma que el speed-up se reduce cuando aumenta en el tamaño de celda. Esta malla presentó un error de 0,7 % en el factor de recobro y 1 en el tiempo de ruptura. No obstante, una malla estática con tamaño de celda 80 ft mostró errores de 0,6% y 1 mes, respectivamente, en un tiempo de sólo 128 segundos, menor que los 169 segundos de la malla dinámica. Se concluye que la malla dinámica no demostró eficiencia, en comparación con las mallas estáticas en sus aplicaciones para modelos homogéneos y que su única ventaja fue mejorar la geometría del frente. (Ver figura 43). La razón de esto es el tamaño del frente del frente de avance; se trata de un fenómeno cuya magnitud permite que una malla relativamente gruesa aporte resultados con bajo error. Otro punto a favor de la malla estática es que el frente de avance tiene geometría uniforme; esto reduce el error de las mallas estáticas.

Figura 42. Casos 1, 3 y 8. Modelo de simulación C. Saturación de aceite.



3.3. MOPILOTO DE INYECCION CON PERMEABILIDAD HETEROGÉNEA (MODELO D)

Figura 43. Modelos con permeabilidad heterogénea. De arriba hacia abajo; saturación de agua durante la inyección, saturación en la ruptura, campo de permeabilidad y mapa de permeabilidad.

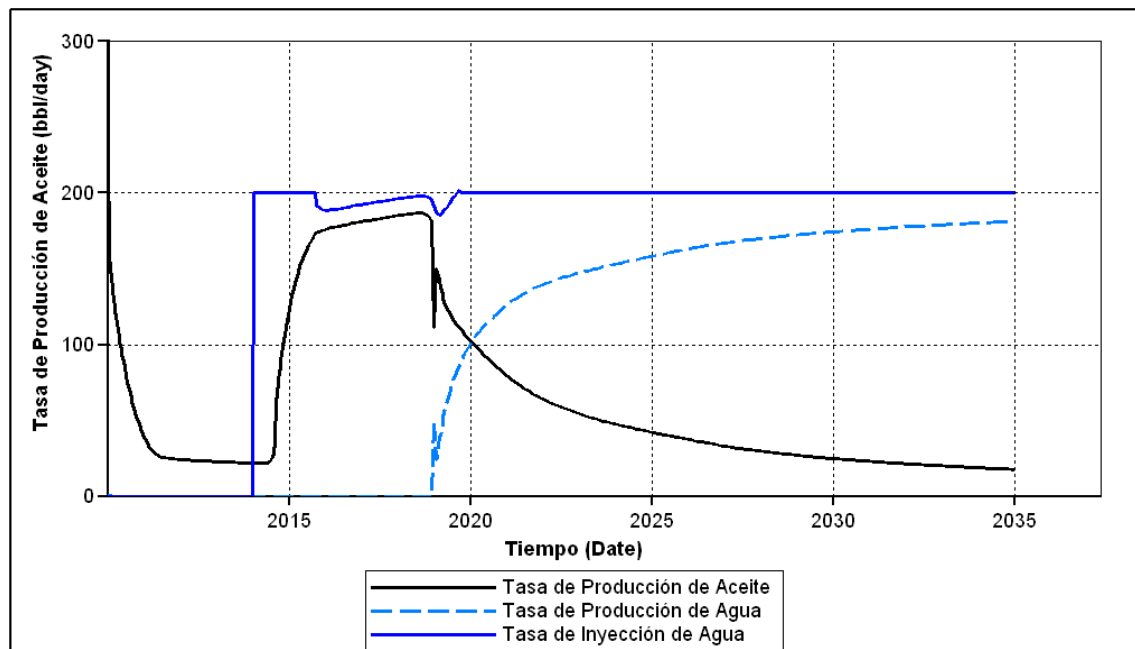


FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

3.3.1. Modelo de simulación. Para probar el funcionamiento de la malla dinámica en condiciones de permeabilidad heterogénea, se construyeron varios modelos con la herramienta de geoestadística. La figura 43 muestra cuatro de estos casos; Se utilizó el modelo 4 ya que los demás presentaban cambios a una escala demasiado pequeña.

El Modelo D es un cuarto de piloto de inyección de 5 puntos normal, con un área de 42 acres, una profundidad de 5500 ft, un espesor de 35 ft y una temperatura de 130 Psi. El aceite tiene una viscosidad de 50 cP, 20° API, un GOR de 97, B_o 1,07 y punto de burbuja igual a 700 Psi. Se produjo aceite con una restricción de presión de 200 Psi y se inyectó agua con una restricción de flujo de 200 bbl/día y 3600 Psi de presión de fondo máxima. La figura 44 muestra los resultados.

Figura 44. Tasa de inyección de agua, tasa de producción de aceite y corte de agua, Modelo de simulación D



FUENTE: CMG Suite 2007.11, Results Graph.

3.3.2. Experimento. Se simularon en total 17 casos; la Malla Más Fina utiliza celdas de 10 ft para discretizar el yacimiento y sus resultados se usaron para comparar. El caso base es una malla estática con tamaño de celda 30 ft. Los casos 1 a 5 son casos estáticos con tamaño de celda 60, 90, 120, 150 y 180 ft. Los casos 6 a 10 son mallas dinámicas con tamaño de celda base 30 ft, NMITERCE igual a 1 y parámetro de amalgamación 2, 3, 4, 5 y 6. Los casos 11 a 15 son iguales a los casos 6 a 10 pero utilizando un valor de 6 para el NMITERCE.

3.3.3. Resultados. La figura 45 muestra el speed-up para los casos 6 a 15; la figura 46 muestra el error en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura para los mismos casos. Se observa que cuando el NMITERCE varía de 1 a 6, el speed-up muestra un aumento muy importante; en cambio la influencia de éste parámetro sobre el error es casi nula; por esa razón, se escogieron los casos 11 a 15 para continuar con el análisis.

Tabla 6. Casos simulados, Modelo D

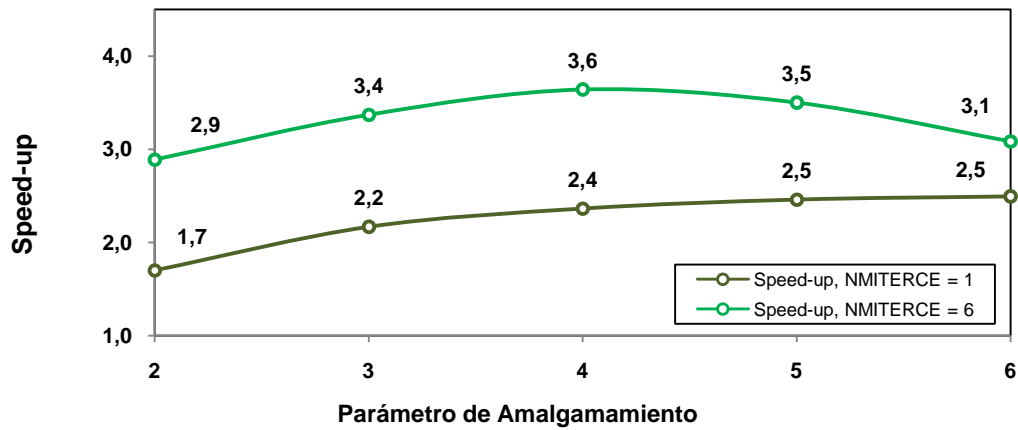
Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base	Tamaño de celda Amalgamada
Malla Más Fina	EST.	EST.	EST.	10 ft	EST.
Base	EST.	EST.	EST.	30	EST.
Caso 1	EST.	EST.	EST.	60 ft	EST.
Caso 2	EST.	EST.	EST.	90 ft	EST.
Caso 3	EST.	EST.	EST.	120 ft	EST.
Caso 4	EST.	EST.	EST.	150 ft	EST.
Caso 5	EST.	EST.	EST.	180 ft	EST.
Caso 6	2	1	0,05	30 ft	60 ft
Caso 7	3	1	0,05	30 ft	90 ft
Caso 8	4	1	0,055	30 ft	120 ft
Caso 9	5	1	0,055	30 ft	150 ft
Caso 10	6	1	0,06	30 ft	180 ft
Caso 11	2	6	0,05	30 ft	60 ft
Caso 12	3	6	0,05	30 ft	90 ft
Caso 13	4	6	0,055	30 ft	120 ft
Caso 14	5	6	0,055	30 ft	150 ft
Caso 15	6	6	0,06	30 ft	180 ft

FUENTE: El Autor.

En las figuras 48 a 51 se cuantifica el error para las mallas estáticas y dinámicas; en la figura 48 se observa que la malla dinámica con mayor speed-up es el caso 13, con parámetro de amalgamación igual a 4, error en el factor de recobro de 1,2 % y tiempo de cómputo es 50 s. En la figura 47 se observa que el caso 1, que muestra un tiempo de cómputo de 45 s., tiene un error de 1,4 %. Eso significa que el tiempo de cómputo de la malla estática es levemente menor que el de la dinámica, pero el error en el factor de recobro es

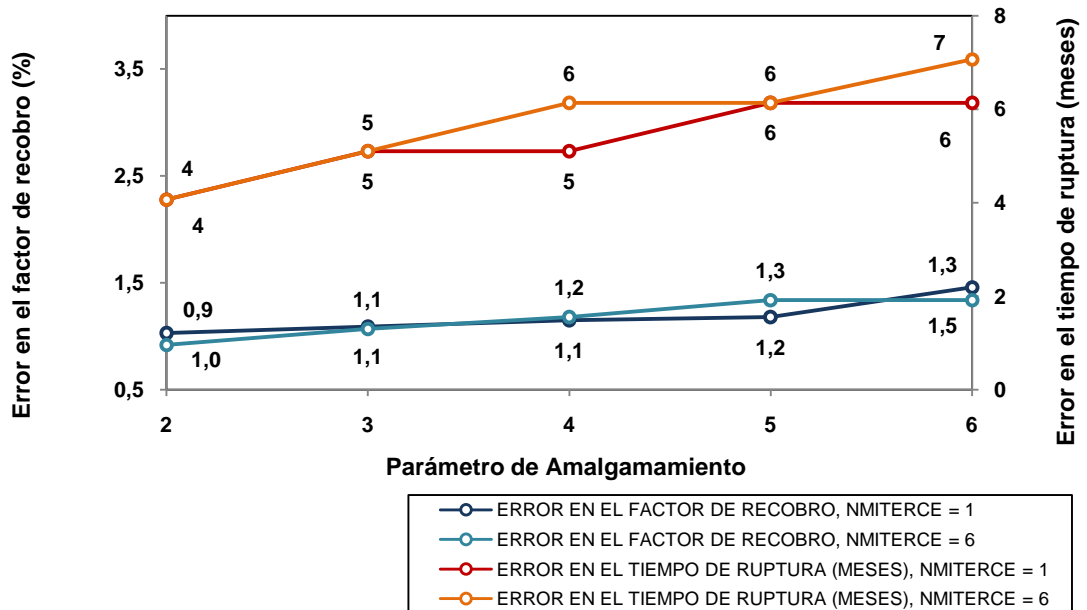
un poco mayor. Esto indica que las mallas dinámica y estática presentan un comportamiento similar en cuanto a error en el factor de recobro y tiempo de cómputo.

Figura 45. Speed-up contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, casos dinámicos, 6 a 15. Modelo de simulación D



FUENTE: El Autor.

Figura 46. Error en el factor de recobro y error en el tiempo de ruptura contra parámetro de amalgamación y NMITERCE, casos dinámicos 6 a 15. Modelo D

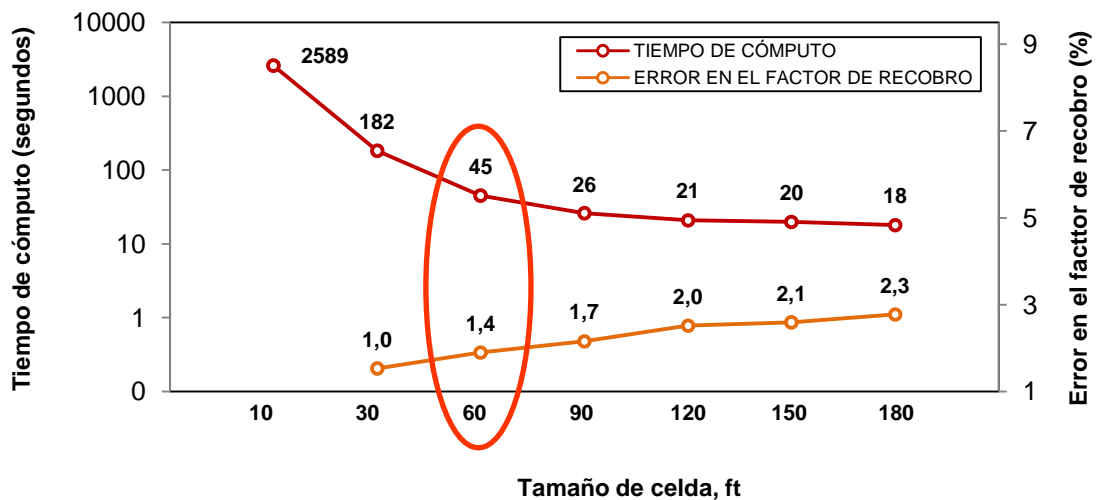


FUENTE: El Autor.

La figura 50 muestra que el error en el tiempo de ruptura para el caso 13 es de 6 meses; el caso 1 muestra un error de 7 meses en el tiempo de ruptura, un valor muy similar; esto significa que aunque la malla dinámica es acertada, ésta no representó una mejora en la simulación.

Aunque la malla dinámica no mostró capacidad para mejorar los resultados de la simulación ya que una malla estática muestra resultados similares, es importante mencionar que tampoco se observó un deterioro de los resultados por parte de ésta y por el contrario, sí se permitió una mejor descripción geométrica del frente; esto se puede ver en la figura 51; ésta muestra el frente de avance para la Malla Más Fina, para el caso base y para los casos 1, 3 y 13. En ella se observa que el caso 13 permite mejorar la descripción geométrica del frente de avance., comparándola con el caso 6.

Figura 47. Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, enmallados estáticos; casos 1 a 5. Modelo de simulación D

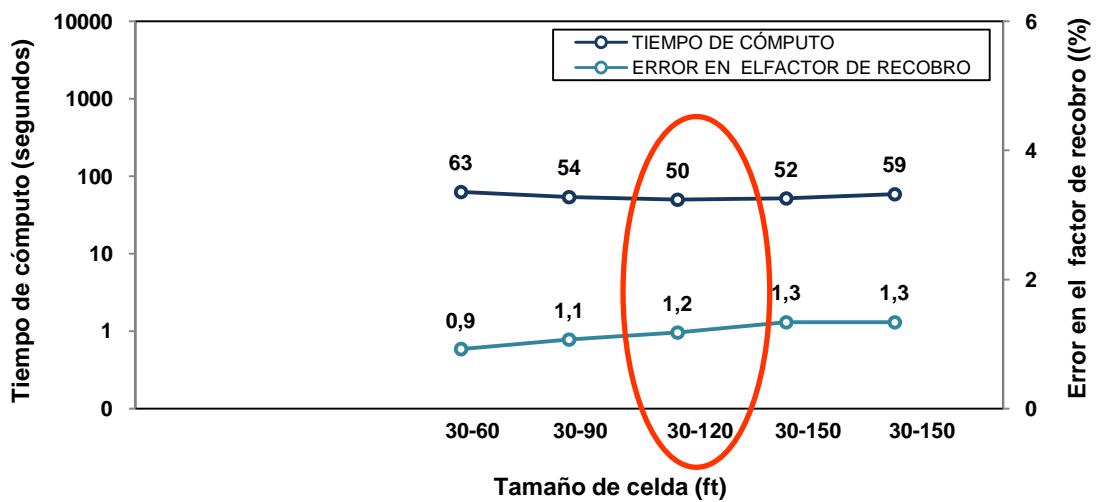


FUNETE: El Autor

3.3.4. Conclusión, Modelo D. Se simuló un modelo con permeabilidad heterogénea y tamaño de celda base igual a 30 ft. Se simuló casos dinámicos con parámetros de amalgamación de 2 a 6 y NMITERCE igual a 6. La malla dinámica más rápida logró un speed-up de 3,6 utilizando un parámetro

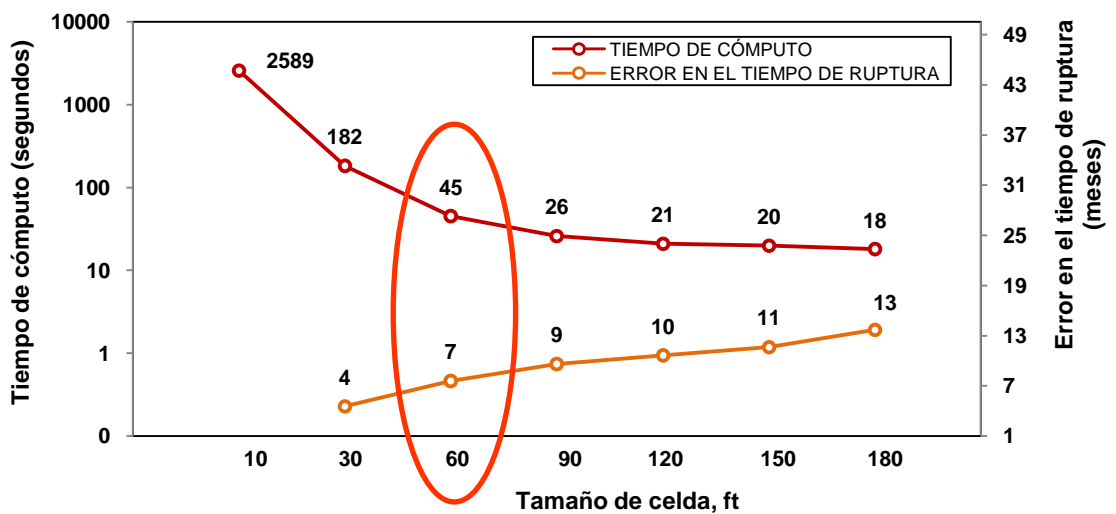
de amalgamación de 4. Esta malla presentó errores de 1,2% en factor de recobro y 6 meses en el tiempo de ruptura; el tiempo de cómputo fue 50 s. La malla estática con tamaño de celda 60 ft mostró un tiempo de cómputo de 45 s. y errores de 1,4 % en el factor de recobro y 7 meses en el tiempo de ruptura. Ambos resultados son muy similares y la única ventaja que mostró la malla dinámica fue reducir el tamaño de celda en el frente.

Figura 48. Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 11 a 15. Modelo de simulación D.



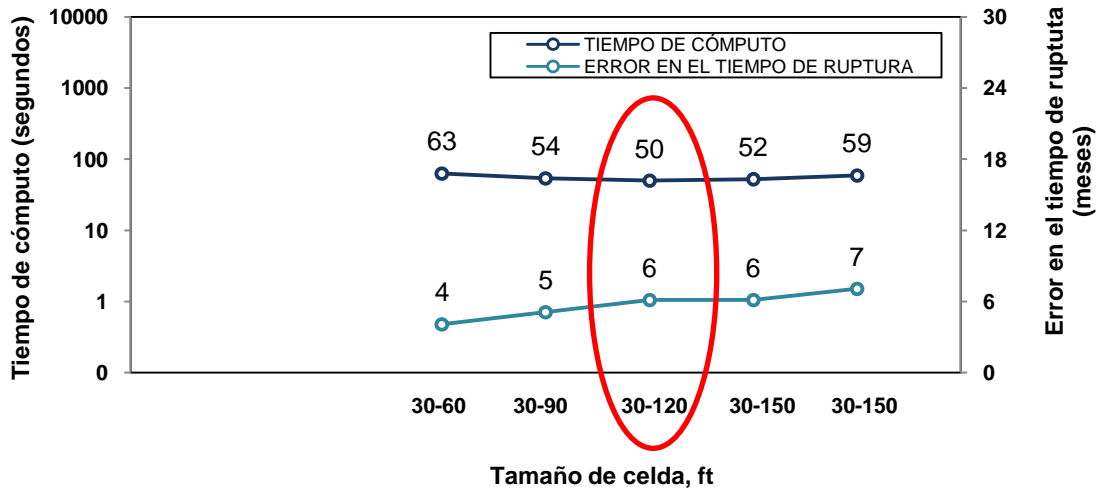
FUNETE: El Autor

Figura 49. Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura contra tamaño de celda, enmallados estáticos; casos 1 a 5. Modelo de simulación D.



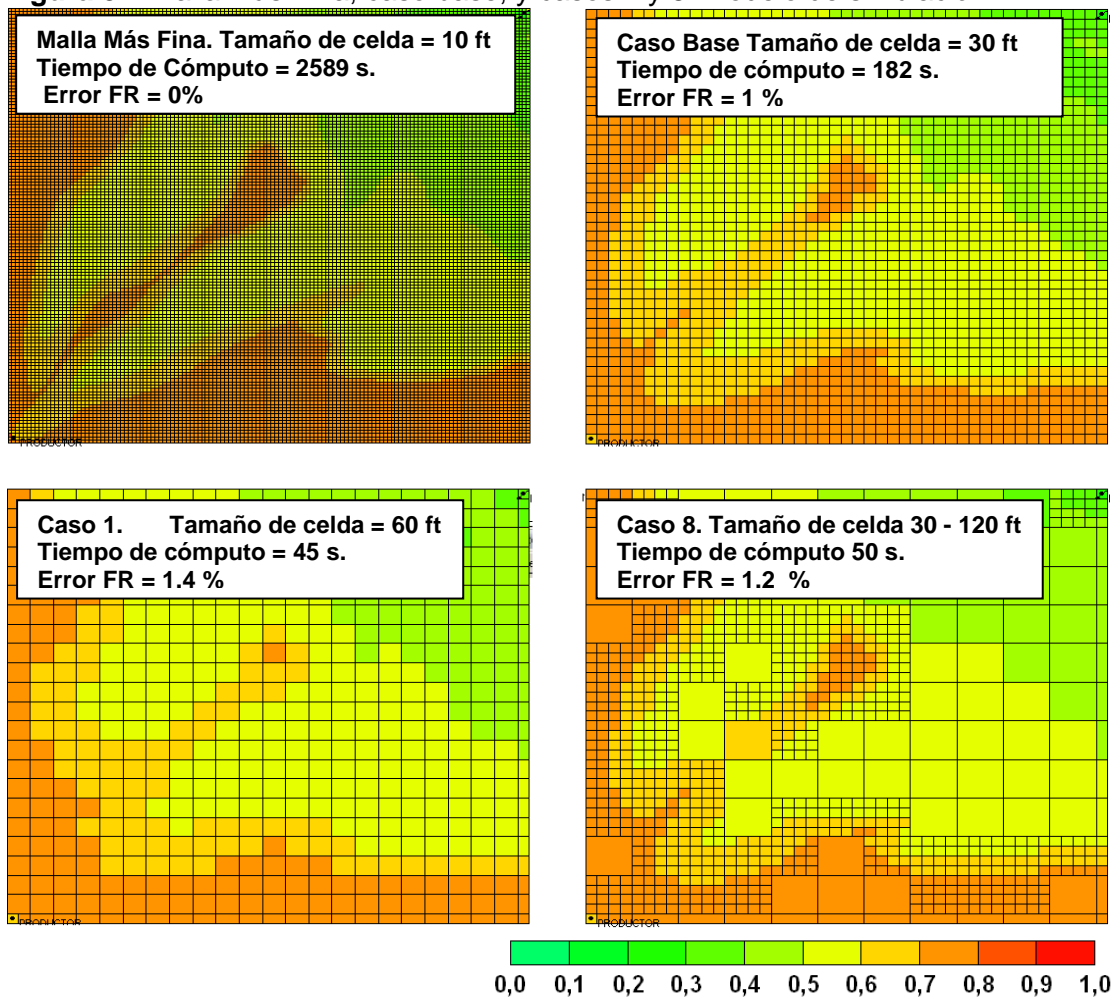
FUNETE: El Autor

Figura 50. Tiempo de Cómputo y Error en el Tiempo de Ruptura contra Tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 11 a 15. Modelo de simulación D.



FUENTE: El Autor

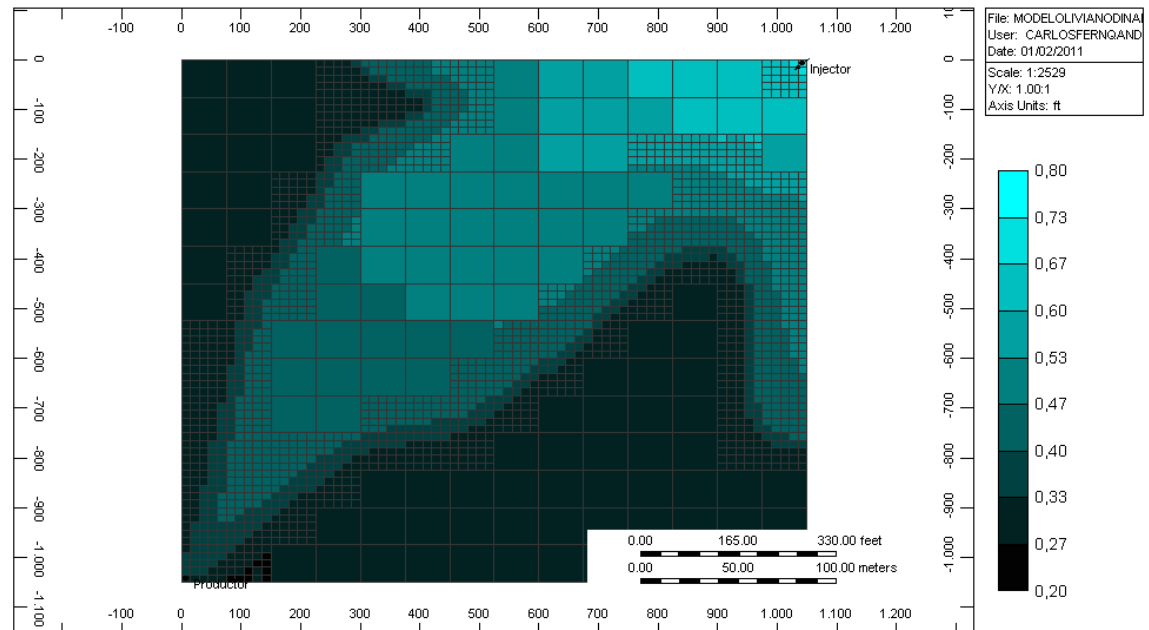
Figura 51. Malla Más Fina, caso base, y casos 1 y 8. Modelo de simulación D



FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

3.4. PILOTO DE INYECCIÓN CON PERMEABILIDAD HETEROGÉNEA (MODELO E)

Figura 52. Modelo de simulación E, cuarto de patrón de Inyección de cinco puntos con permeabilidad heterogénea. Saturación de agua en la ruptura.



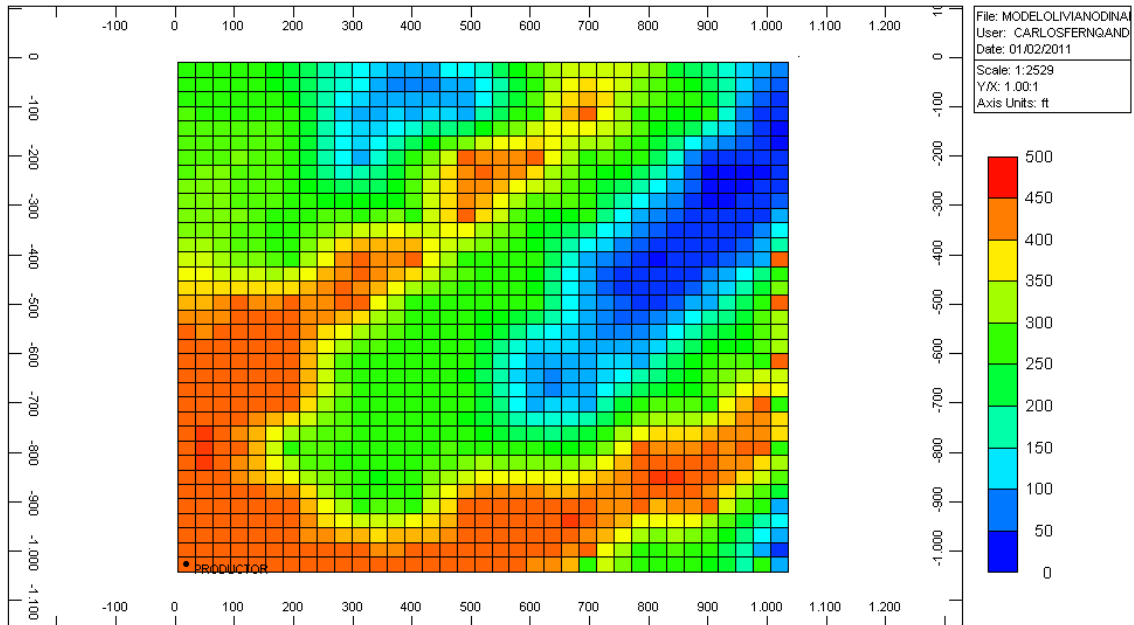
FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

3.4.1. Modelo de simulación. Se plantea un modelo con permeabilidad heterogénea en un rango de 20 a 500 mD, con un mayor grado de canalización que el modelo anterior para generar un frente más irregular; La porosidad es 0,25. El aceite tiene una viscosidad de 2.5 cP, GOR 200, B_o 1.18 y 26° API. El yacimiento está a una profundidad de 5000 ft y el área es 25 acres. La presión de fondo del pozo productor es 800 Psi y la tasa máxima es 100 bbl/día. La tasa de inyección de agua es 100 bbl/día y la presión máxima 3400 Psi.

3.4.2. Experimento 1. En la realización de éste experimento fueron ejecutadas varias simulaciones estáticas y dinámicas. Sólo se exponen las que fueron usadas para llegar a una conclusión importante. La Tabla 7 muestra los casos de simulación; el caso base con tamaño de celda 15 ft, el caso dinámico que

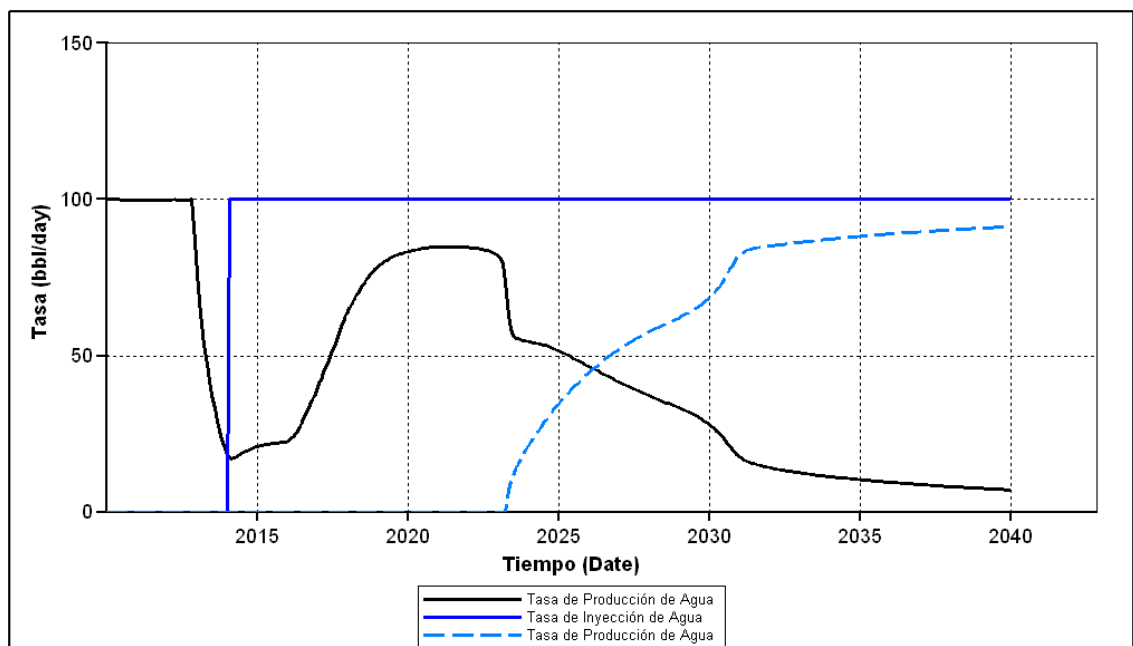
tiene un tamaño de celda base de 15 ft y parámetro de amalgamación 5, el caso 1 con tamaño de celda 30 ft y el caso 2 con tamaño de celda 75 ft.

Figura 53. Campo de permeabilidad, Modelo de simulacion E.



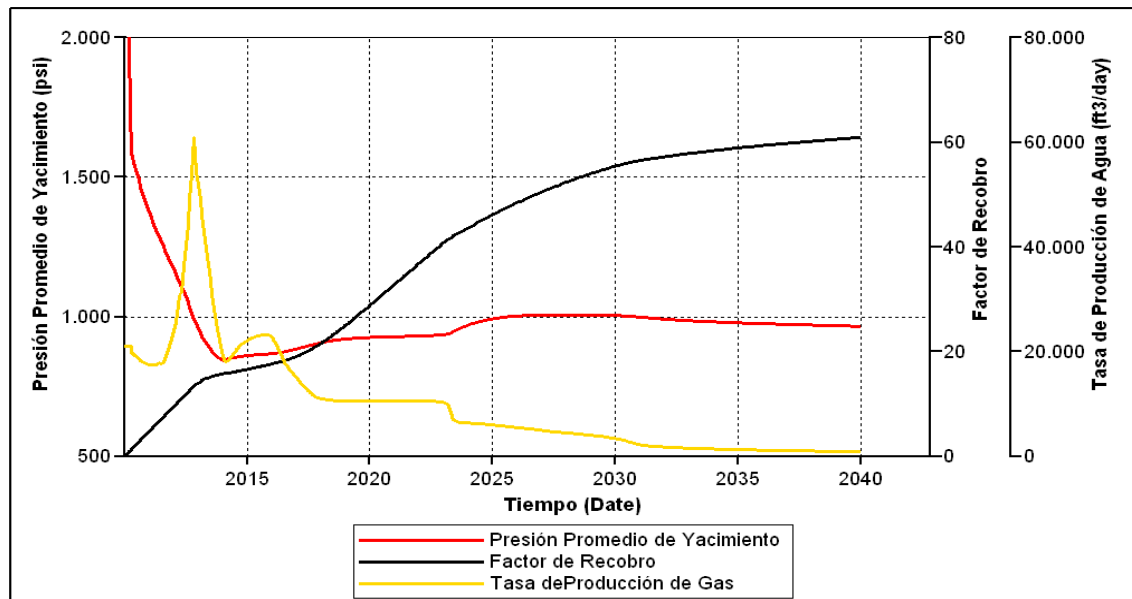
FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

Figura 54. Tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y tasa de producción de agua, Modelo de simulación E.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

Figura 55. Presión promedio de yacimiento, tasa de producción de gas y presión promedio de yacimiento, Modelo de simulación E.



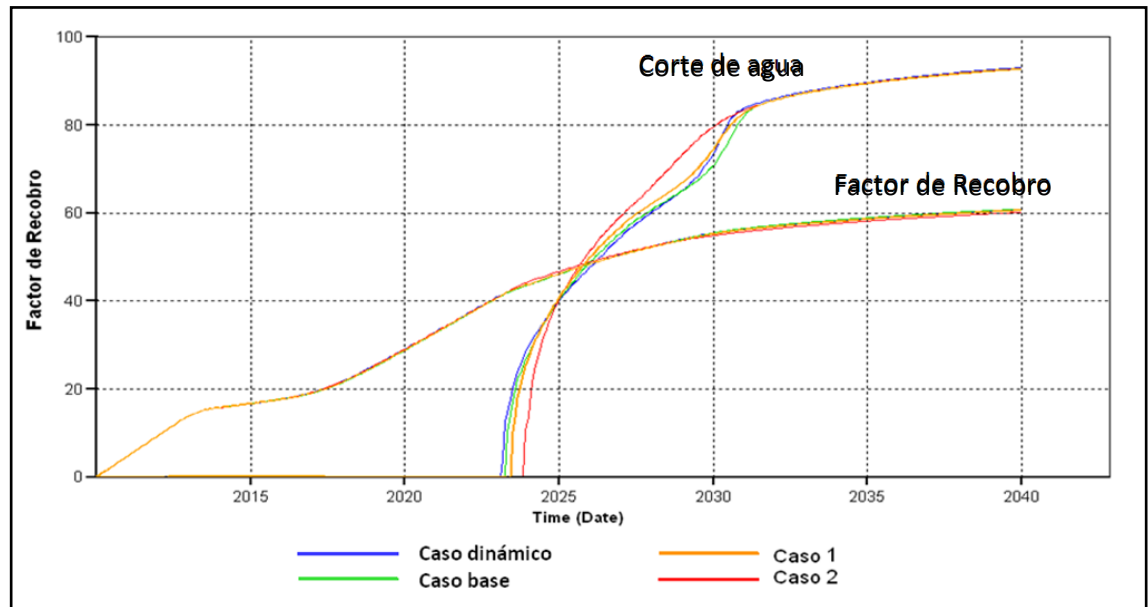
FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

3.4.3. Resultados experimento 1. La figura 59 muestra los resultados para los cuatro casos y la Tabla 7 cuantifica los resultados. Cuando se compara el tiempo de cómputo del enmallado dinámico con el tiempo de cómputo del caso base se observa un speed-up de 3. Igualmente, al comparar el error del enmallado dinámico con el del caso 2 (malla gruesa), se obtiene una gran reducción. No obstante, es mucho más importante comparar el enmallado dinámico con el caso 1, el cual tiene un tiempo de cómputo con la misma magnitud. El error en el factor de recobro para esta malla es 0,3 %, contra un 0.1 % de la malla dinámica. En la Tabla 7 también se puede observar la reducción en el tiempo de ruptura; el caso 1 muestra un error de 5 meses, mientras que el enmallado dinámico muestra un error de sólo 1 mes. Esto significa que la malla dinámica es la mejor opción, al tener en cuenta el error y el tiempo de cómputo.

La figura 57 muestra las mallas después de 11 años de iniciada la inyección. La malla base aporta una descripción bastante detallada del frente pero el tiempo de cómputo es muy alto; la malla dinámica muestra un frente casi idéntico al de

la malla base. El caso 1 también aporta una buena descripción pero como se vio anteriormente genera mayor error. El caso 2 tiene un tiempo de cómputo bastante bajo, pero la descripción del frente es muy deficiente.

Figura 56. Factor de recobro y corte de agua, caso base, caso dinámico y casos 1 y 2.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

Tabla 7. Resultados experimento 1. Modelo de simulación E

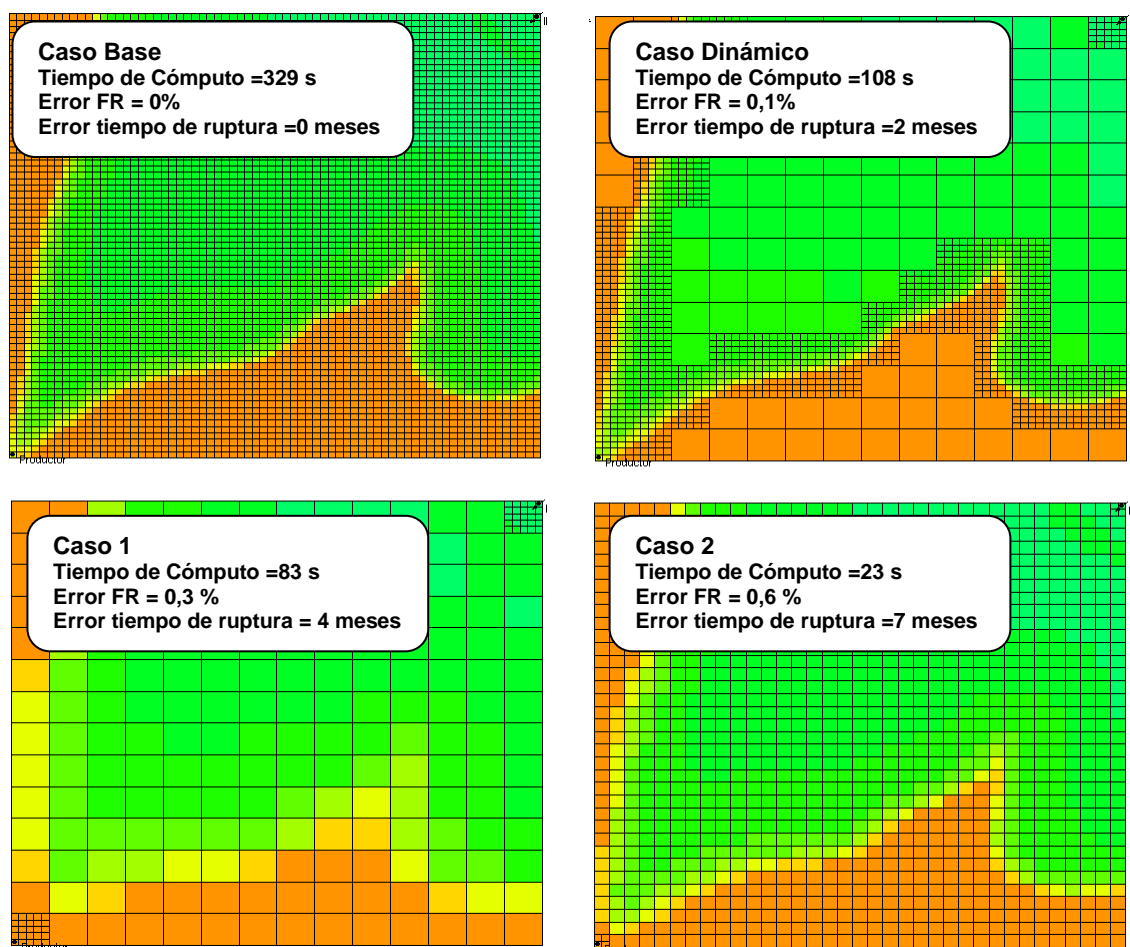
Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada	Tiempo de cómputo (s)	Error en el factor de recobro, % (año 2020)	Desfase en el tiempo de ruptura (meses)
Base	EST.	EST.	EST.	15	EST.	329	0,0	0
Caso Dinámico	5	6	0,05	15	75	108	0,1	2
Caso 1	EST.	EST.	EST.	30	EST.	83	0,3	4
Caso 2	EST.	EST.	EST.	75	EST.	23	0,6	7

FUNTE: El Autor

3.4.4. Conclusión Experimento 1, Modelo E. Se simuló un frente irregular en un campo heterogéneo de permeabilidad tomando un tamaño de celda base de

15 ft. Se realizaron simulaciones estáticas con tamaños de celda 30 y 75 ft. La malla dinámica con tamaño de celda 15 – 75 ft mostró ser la mejor opción porque al compararla con la malla estática con tamaño de celda 30 ft, ésta presentó un tiempo de cómputo comparable, pero errores de 0,1% en el factor de recobro y 2 meses en el tiempo de ruptura, mientras que la malla estática tuvo errores de 0,3 % en el factor de recobro y 4 meses en el tiempo de ruptura. Por lo tanto, la malla dinámica fue la mejor opción en este caso.

Figura 57. Caso base, caso dinámico y casos 1 y 2, Experimento 1, Modelo E.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

3.4.5. Experimento 2. Se realizó el mismo experimento anterior, con variables de yacimiento, malla y fluidos iguales, excepto por la viscosidad del aceite que se subió a 50 cP para afectar la relación de movilidad y favorecer el avance del agua. Son cuatro casos; el caso base con celdas de tamaño 15 ft, el caso dinámico, con celdas de tamaño 15 – 75 ft, el caso 1, con celdas de tamaño 30

ft y el caso 2 con celdas de tamaño 75 ft. La Tabla 8 muestra los resultados del experimento.

3.4.6. Resultados experimento 2. La figura 58 muestra los resultados de los casos simulados. La Tabla 8 permite ver que el caso dinámico presenta un speed-up de 2,5 y errores en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura de 0,1% y 1 mes, respectivamente; el tiempo de cómputo es 90 s. El caso 1 es una malla estática con tamaño de celda 30 ft. Su tiempo de cómputo es 98 s. y el error en el factor de recobro es 0,4 % y en el tiempo de ruptura es 5 meses; aunque la malla dinámica y el caso 1 tienen tiempos de cómputo muy similares, la malla dinámica mostró mejores resultados; la reducción en error en el factor de recobro de 0,3 % y la reducción en el tiempo de ruptura es de 4 meses. Además de mejorar el error y el tiempo de cómputo, la malla dinámica permite una mejor descripción y visualización del frente de avance (figura 59)

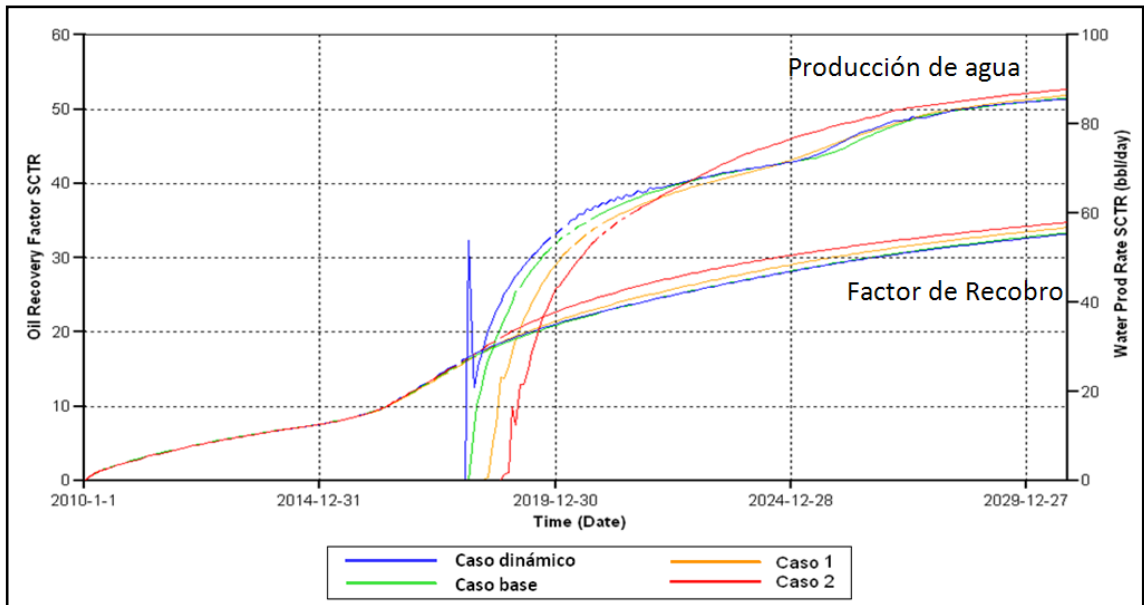
Tabla 8. Resultados experimento 2, Modelo de simulación E,

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITECE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada	Tiempo de cómputo (s)	Error en factor de recobro (año 2020)	Desfase en el tiempo de ruptura (meses)
Base	EST.	EST.	EST.	15	EST.	229	0,0	0
Caso Dinámico	5	6	0,07	15	75	90	0,1	1
Caso 1	EST.	EST.	EST.	30	EST.	98	0,4	5
Caso 2	EST.	EST.	EST.	75	EST.	18	0,6	13

FUENTE: El Autor

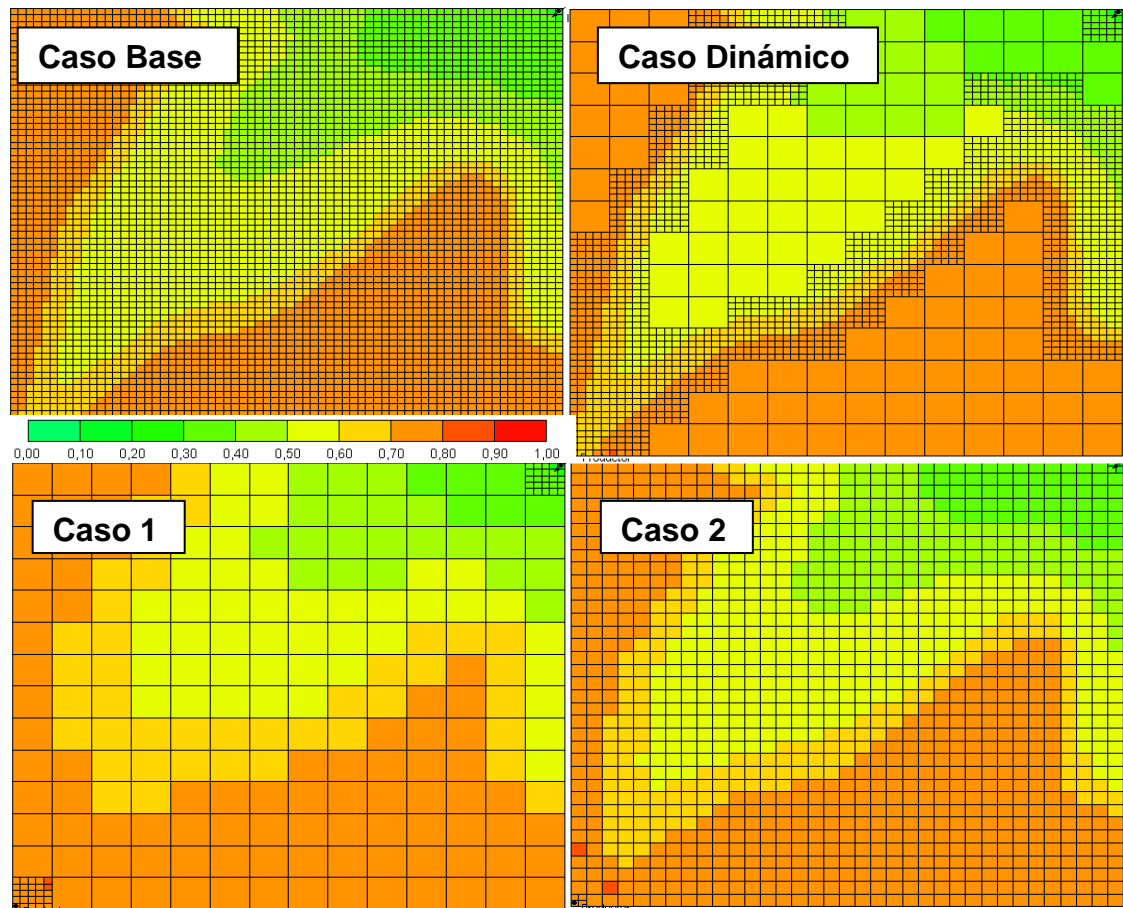
3.4.6. Conclusión Experimento 2, Modelo E. Se simuló un piloto de inyección en un campo heterogéneo de permeabilidad con un aceite de alta viscosidad 50 cP; la malla dinámica fue la opción óptima en cuanto a tiempo de cómputo y error. Adicionalmente se mejoró el tamaño de celda con que se describe el frente, así como la geometría del mismo.

Figura 58. Factor de recobro y corte de agua, caso base, caso dinámico y casos 1 y 2. Experimento 2, Modelo de simulación E.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

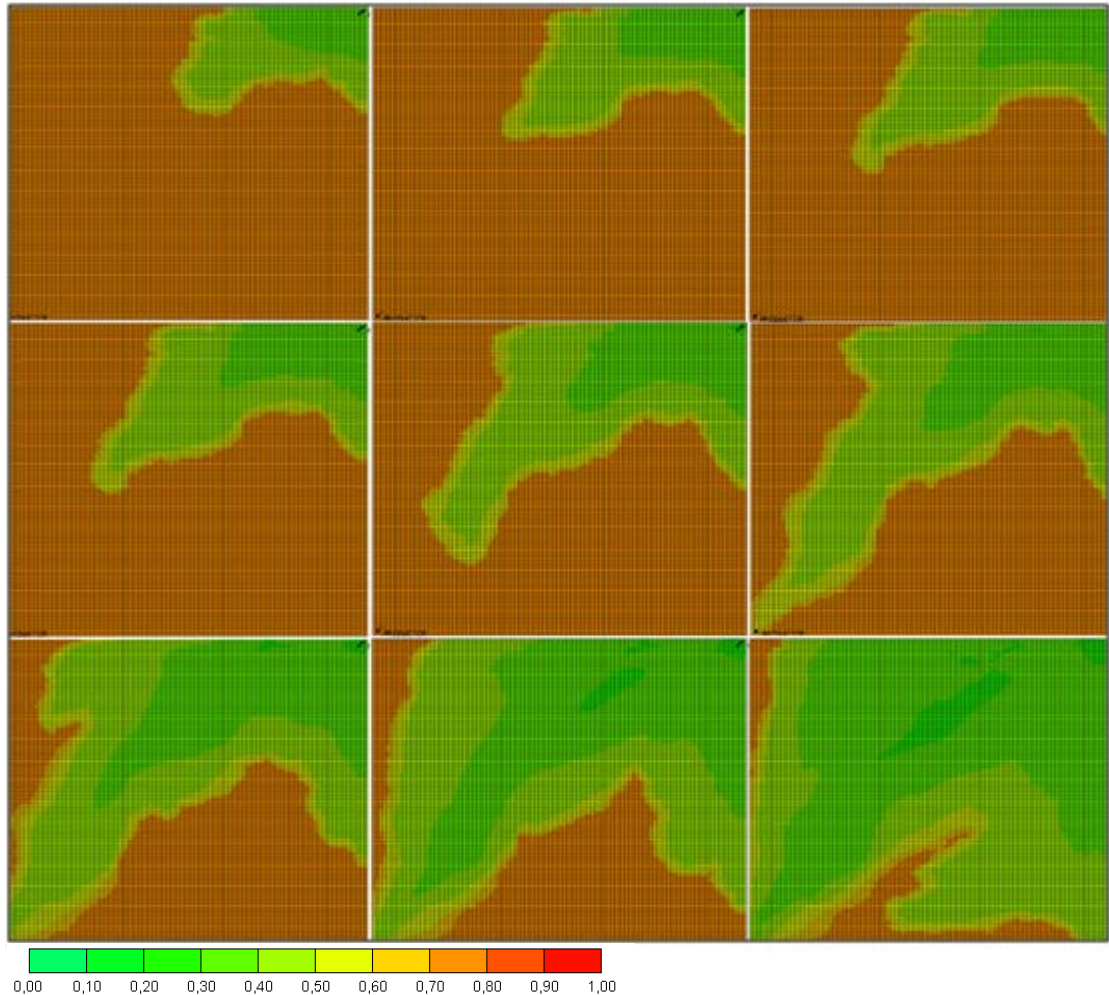
Figura 59. Caso Base, caso dinámico y casos 1 y 2. Experimento 2. Modelo E



FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

3.5. CANAL DE PERMEABILIDAD PREFERENCIAL DE 800 mD (MODELO F)

Figura 60. Modelo de simulación F. Canal de permeabilidad preferencial de 800 mD. Saturación de aceite a diferentes tiempos de cómputo.

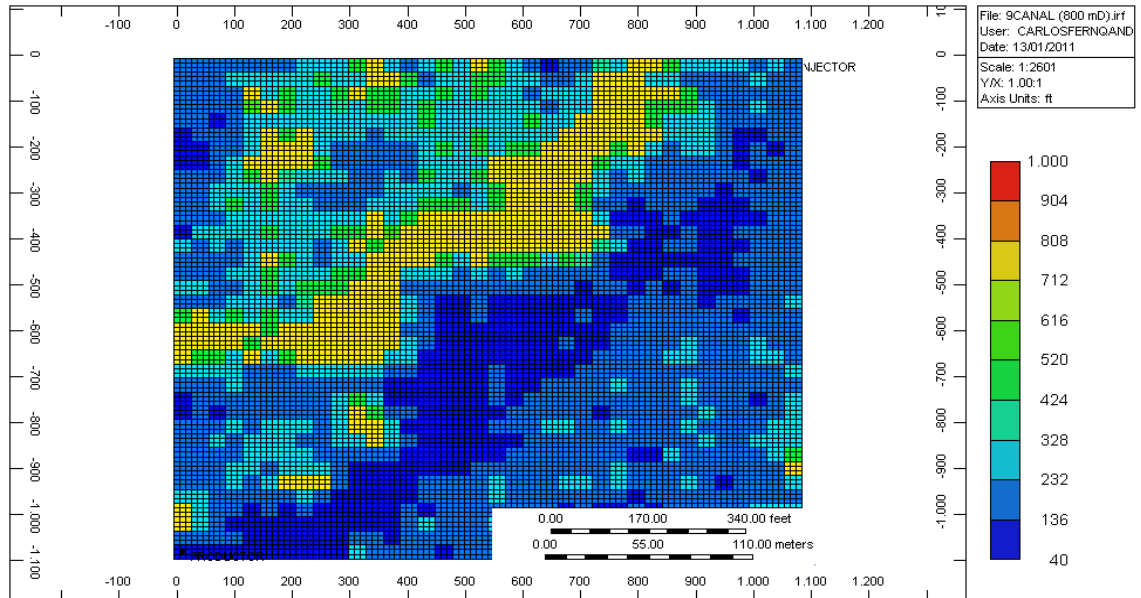


FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

3.5.1. Modelo de simulación. Este es un cuarto de patrón de inyección de cinco puntos en un campo de permeabilidad que reproduce un canal preferencial de 800 mD. El campo de permeabilidad se construyó con la herramienta Geoestadística. El crudo recuperado tiene una viscosidad de 12,2 cP, es de 22 °API, GOR de 98 ft³/bbl, FVF 1,1 y 700 Psia de Presión de Burbuja. El modelo tiene un área de 42 acres. La porosidad es 0,24 %, el espesor es 40 ft y la profundidad es 4500 ft. Se produce a una tasa máxima de 100 bbl/d de líquido a un Presión de fondo de 200 psi y se inyecta 100 bbl/d

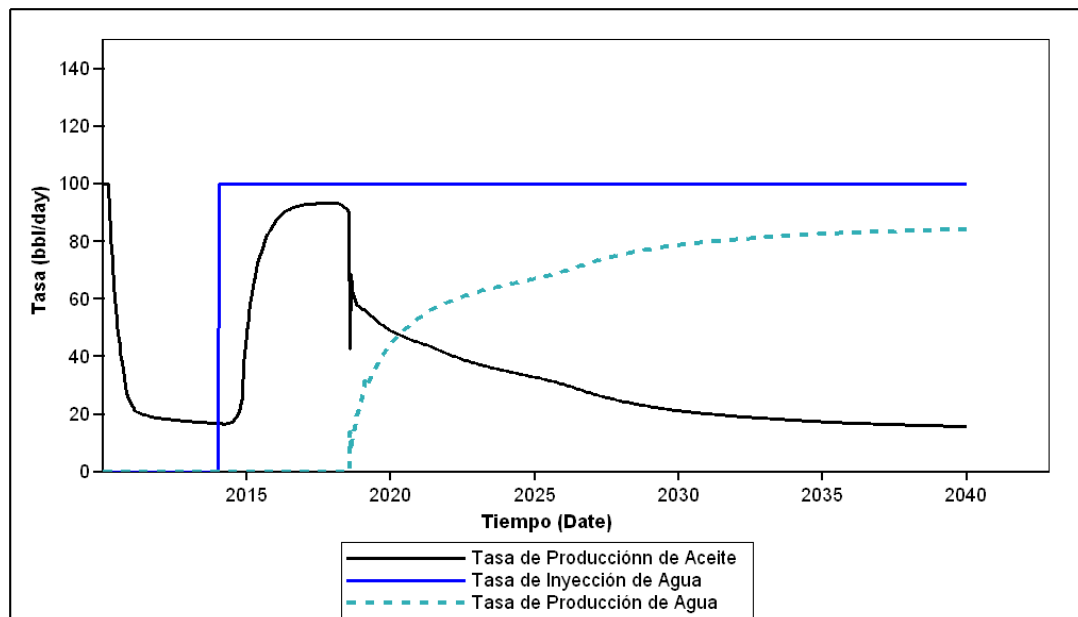
con una presión de fondo máxima de 3600 psi. La figura 61 muestra el campo de permeabilidad, la figura 62 las tasas de producción de aceite de y de agua y la tasa de inyección de agua.

Figura 61. Campo de permeabilidad, Modelo de simulación F.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

Figura 62. Tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y tasa de producción de agua. Modelo de simulación F.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

3.5.2. Experimento. El experimento consistió en 7 casos estáticos y 5 dinámicos; El caso base es una malla con un tamaño de celda igual a 30 ft. Los casos 1 a 5 son mallas estáticas con tamaños de celda 60, 90, 120, 150 y 180 ft. La Malla Más Fina tiene un tamaño de celda igual a 10 ft y se toma como referencia para comparar los resultados. Los casos 6 a 10 son mallas dinámicas; tienen tamaño de celda base 30 ft y parámetro de amalgamación 2, 3, 4, 5 y 6, La Tabla 9 resume todos los casos.

3.5.3. Resultados. La figura 63 muestra el corte de agua y el factor de recobro para los enmallados dinámicos, es decir, los casos 6 a 10. La figura 64 muestra los mismos resultados para los enmallados estáticos, es decir, Malla Más Fina, Caso Base y Casos 1 a 5. En estas figuras se aprecia que en general, el error para los casos estáticos es mucho mayor que para los casos dinámicos. Las figuras 66 y 67 cuantifican el error.

Tabla 9. Casos simulados, Modelo F

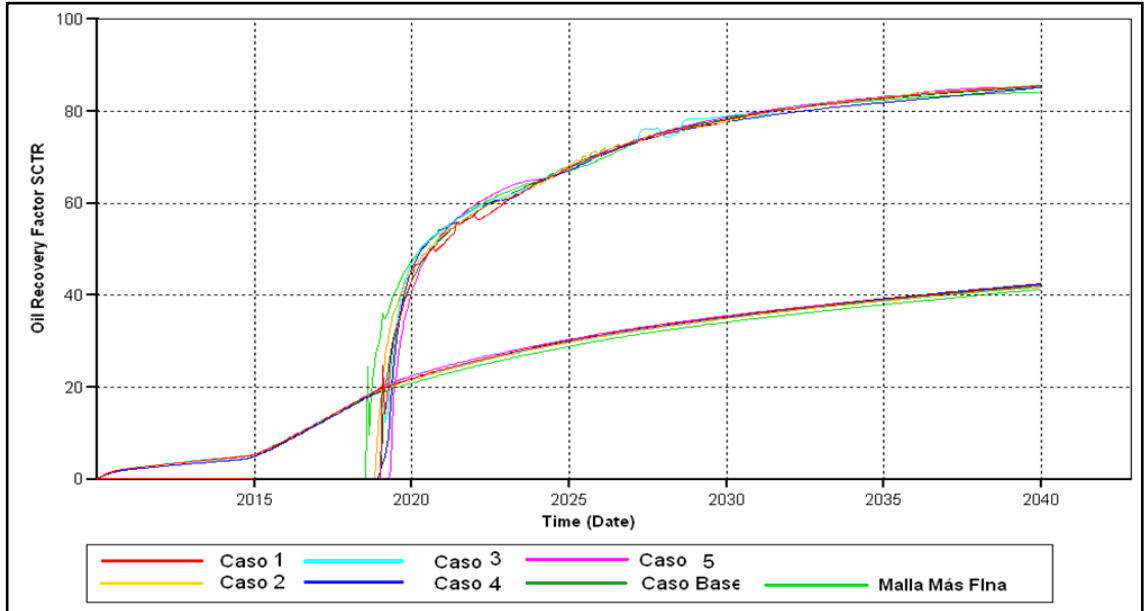
Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base	Tamaño de celda Amalgamada
Malla Más Fina	Estático	Estático	EST.	10 ft	Estático
Base	Estático	Estático	EST.	30	Estático
Caso 1	Estático	Estático	EST.	60 ft	Estático
Caso 2	Estático	Estático	EST.	90 ft	Estático
Caso 3	Estático	Estático	EST.	120 ft	Estático
Caso 4	Estático	Estático	EST.	150 ft	Estático
Caso 5	Estático	Estático	EST.	180 ft	Estático
Caso 6	2	8	0,08	30 ft	60 ft
Caso 7	3	8	0,08	30 ft	90 ft
Caso 8	4	8	0,09	30 ft	120 ft
Caso 9	5	8	0,09	30 ft	150 ft
Caso 10	6	8	0,1	30 ft	180 ft

FUENTE: El Autor.

La figura 65 permite observar que en los casos estáticos, el error en el factor de recobro aumenta considerablemente al aumentar el tamaño de malla, llegando a un valor de 5,1 % para la malla estática con tamaño de celda 180 ft. La figura

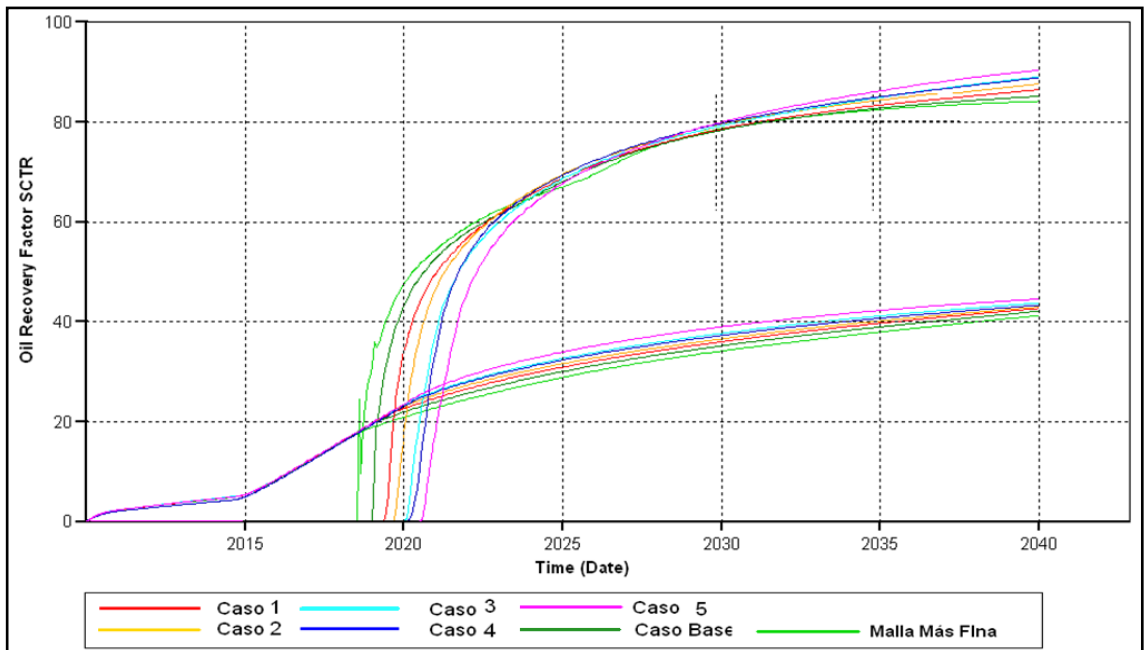
70 muestra que el error en el factor de recobro para las mallas dinámicas es mucho menor, llegando a un valor máximo de 1,8 %.

Figura 63. Factor de recobro y corte de agua para los enmallado dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación F.



FUENTE: CMG Suite 2007, Results Graph

Figura 64. Factor de recobro y corte de agua, Malla Más Fina, caso base y casos 1 a 5. Mdeolo de simulación F.

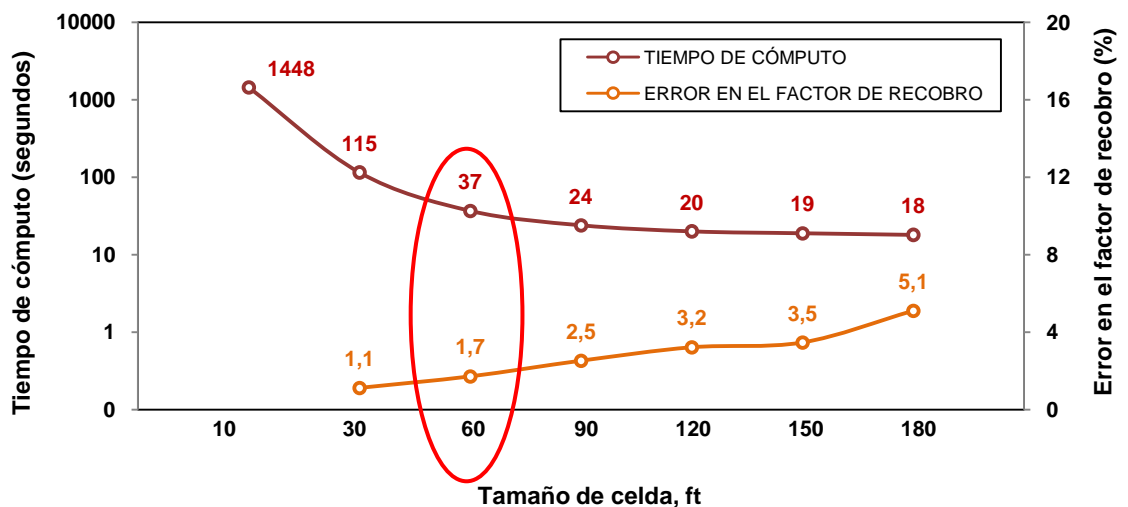


FUENTE: El Autor.

El caso 7 es una malla dinámica con tamaño de celda 30-90 ft, con un error de 1,5 % en el factor de recobro y tiempo de cómputo 37 s (figura 66). El caso 2 es una malla estática con tamaño de celda 90 ft, error en el factor de recobro es igual a 2,5 % y tiempo de cómputo 24 s (figura 65). Al compararlas se puede ver que la malla dinámica redujo el error de la malla gruesa en un 0,9%, pero también hubo un aumento en el tiempo de cómputo de 24 a 40 s.

El caso 1 es una malla estática con tamaño de celda 60ft; ésta registra un error en el factor de recobro de 1,7 % y su tiempo de cómputo es 37 s. Este tiempo es igual al de la malla dinámica más veloz cuyo error en el factor de recobro es 1,5%. Esto significa que ambas tienen un desempeño muy similar y que la malla dinámica mostró una leve reducción en el error en el factor de recobro

Figura 65. Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, Enmallados estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación F

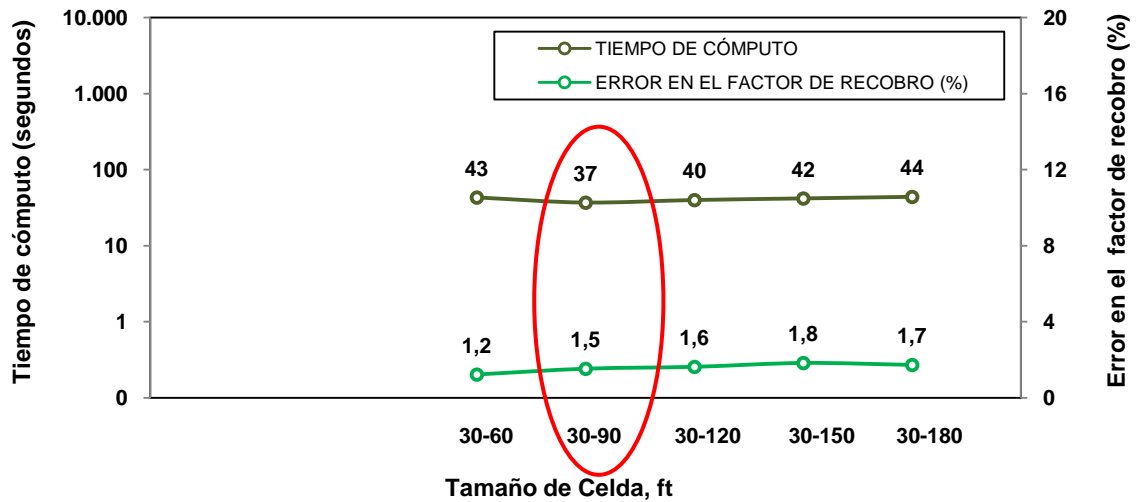


FUENTE: El Autor

La figura 67 muestra el speed-up de los casos 6 a 10 en función del parámetro de amalgamación. Observe que en el parámetro de amalgamación óptimo es 3; La figura 68 muestra la saturación de aceite para dichas mallas después de 5 años de iniciada la inyección. En ella se ve que al utilizar parámetros de amalgamación mayores a 3, el número total de celdas aumente, en vez de

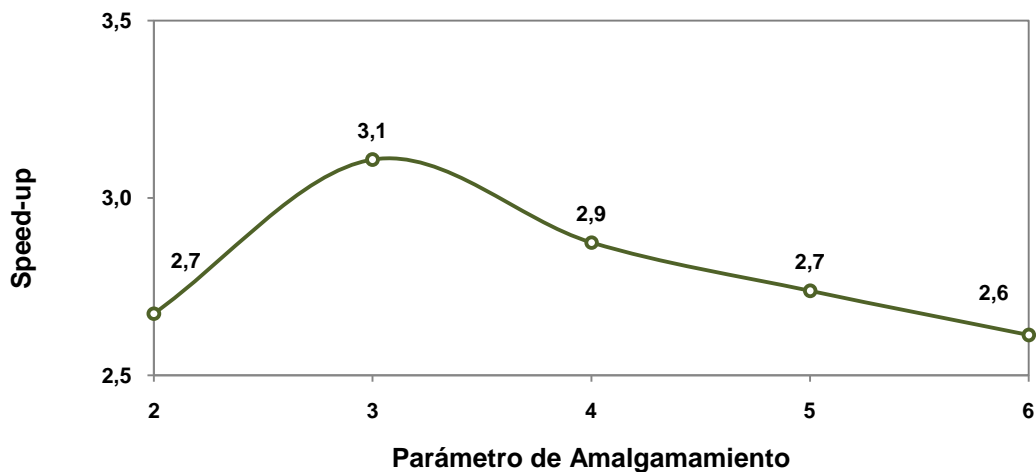
disminuir; la geometría de éste frente es tan irregular que el número de celdas ocupado es mayor, en comparación con frentes con geometría uniforme. Esto desmejora el rendimiento de la malla dinámica en modelos heterogéneos.

Figura 66. Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación F.



FUENTE: El Autor.

Figura 67. Speed-up contra parámetro de amalgamación, casos 6 a 10. Modelo de simulación F.

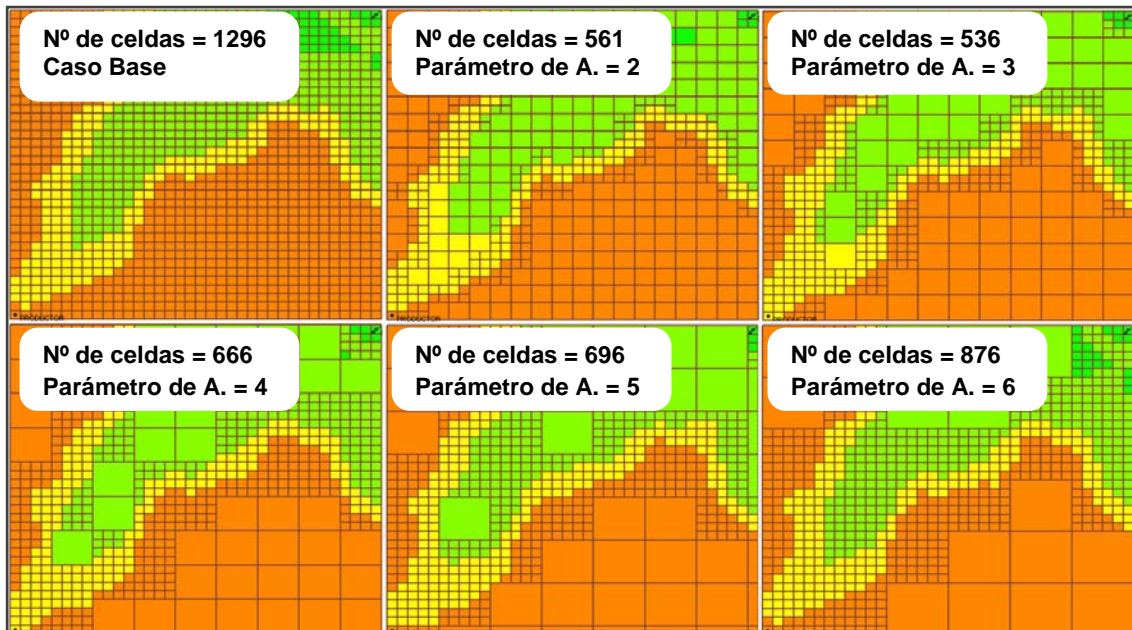


FUENTE: El Autor.

Las figuras 70 y 71 cuantifican el desfase en el tiempo de ruptura, en meses. En la figura 69 se observa que el error en el tiempo de ruptura para las mallas

estáticas es bastante alto; la malla con tamaño de celda 180 ft (caso 5) muestra un error de 24,8 meses y la malla estática con tamaño de celda 150 ft (caso 4) muestra un error de 20,8 meses. La figura 35 muestra que las mallas dinámicas tienen errores menores. La malla dinámica con tamaño de celda 30-180 ft (caso 10), por ejemplo, presenta un error de 9,6 meses y la malla dinámica con tamaño de celda 30-150 ft (caso 9) tiene un error de 6 meses.

Figura 68. Número total de celdas, caso base y casos 6 a 10; Modelo de simulación F.



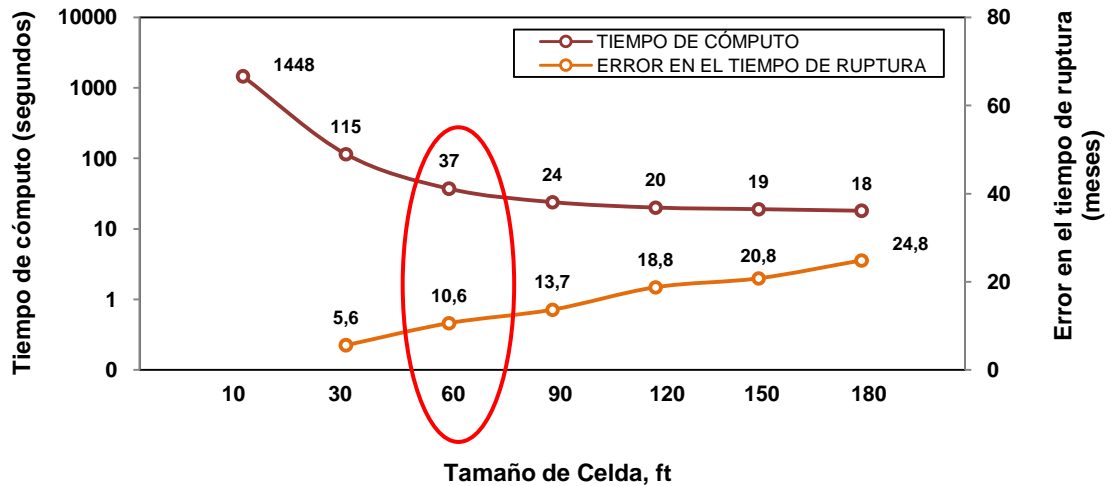
FUENTE: CMG Suite 2007, Results 3D

Los casos 7 y 1 también deben ser comparados por el error en el tiempo de ruptura. El caso 7 (malla dinámica) presenta un error de 5 meses y el caso 1 (malla estática) tiene un desfase de 10,6 meses. Ambas emplean el mismo tiempo de cómputo, 37 segundos. Esto convierte a la malla dinámica en la mejor opción porque usando el mismo tiempo de cómputo, pudo reducir el error en el corte de agua en 5,6 meses.

La figura 71 muestra los frentes de avance utilizando la Malla Más Fina, el caso Base y los casos 1, 5 y 7. A pesar de que los casos 1 y 7 emplean tiempos de cómputo iguales, el caso 7 (malla dinámica) ofrece una mejor definición del frente. La Malla Más Fina muestra una descripción perfecta del frente, pero el

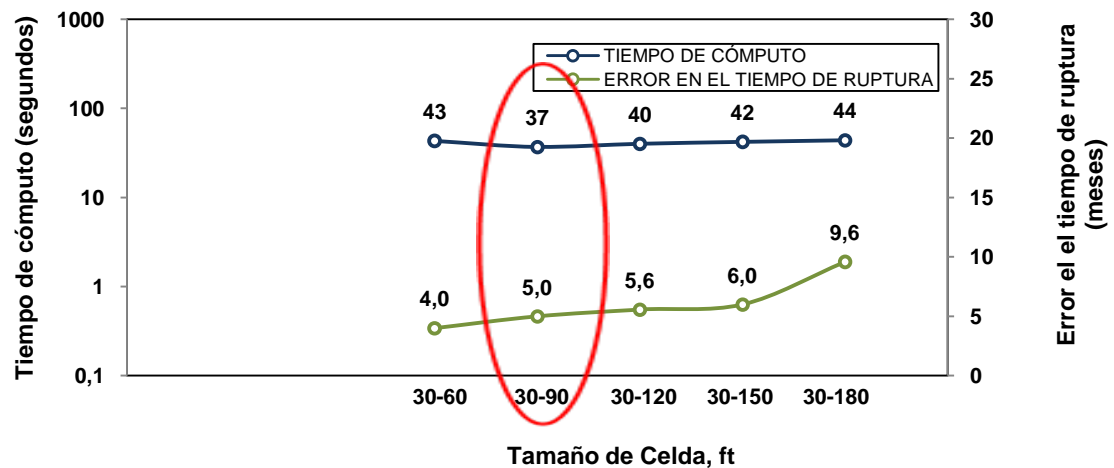
tiempo de cómputo es excesivamente alto; el caso base también ofrece una descripción apropiada pero aún el tiempo de cómputo es muy alto; el caso 5, malla gruesa tiene un tiempo de cómputo muy bajo, pero la descripción del frente es pésima.

Figura 69. Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura contra tamaño de celda, Casos estáticos; Malla Más Fina, caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación F.



FUENTE: El Autor.

Figura 70. Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura contra tamaño de celda, casos dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación F.

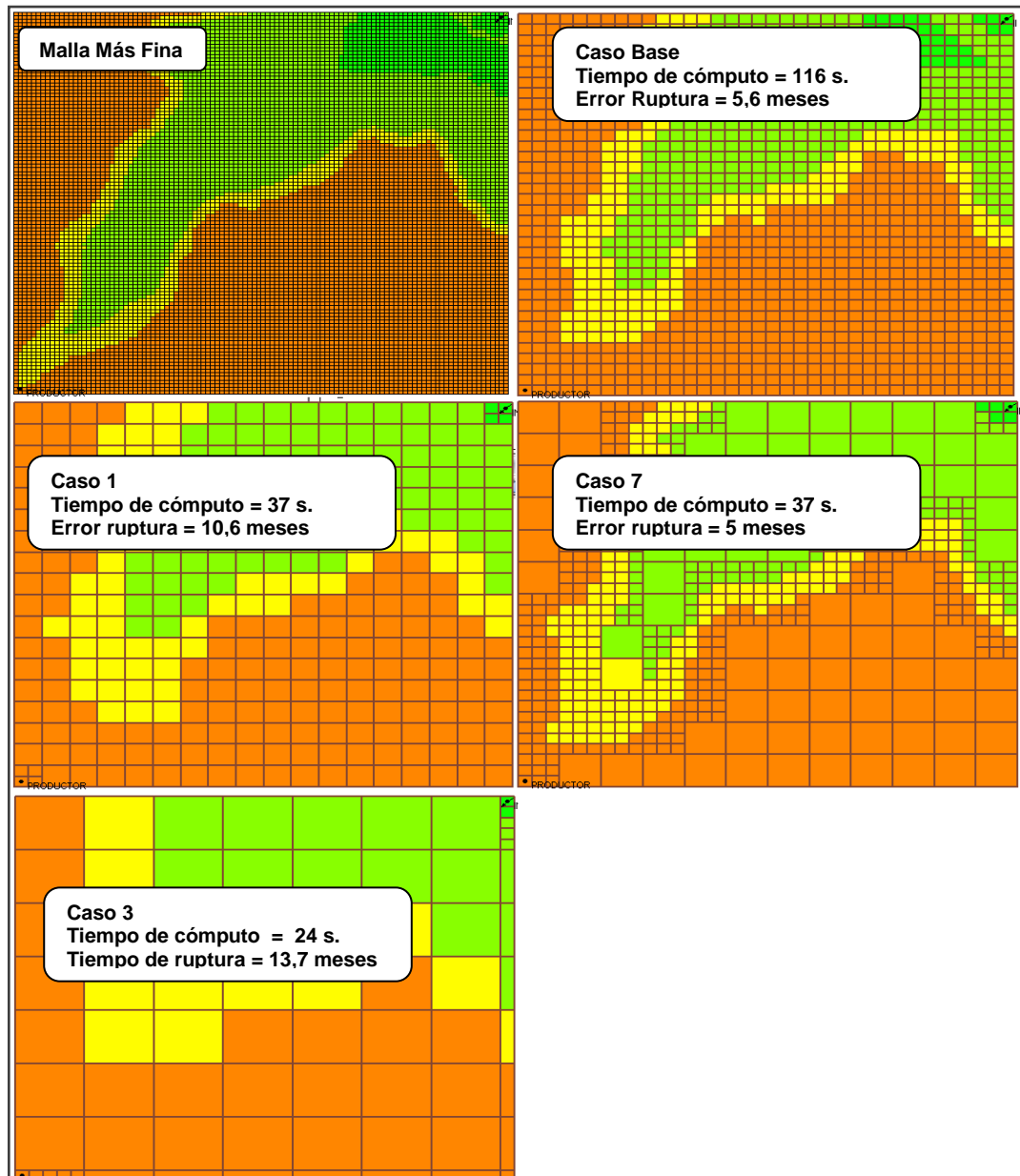


FUENTE: El Autor.

3.5.4. Conclusión, Modelo F. Se aplicó el enmallado dinámico para simular un modelo con canal de permeabilidad preferencial de 800 mD. Se utilizó una malla con tamaño de celda 30 ft como base y mallas dinámicas con parámetro

de amalgamación 2, 3, 4, 5 y 6 y NMITERCE 8. Se simularon casos estáticos de diferente tamaño de celda. Se compararon los resultados de la malla dinámica más rápida con una malla estática con el mismo tiempo de cómputo. La malla dinámica tuvo un error de 1,5% y 5 meses en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura, respectivamente, mientras que la malla estática presentó errores de 1,5 % y 10,6. Esto indica que la malla dinámica es la mejor opción.

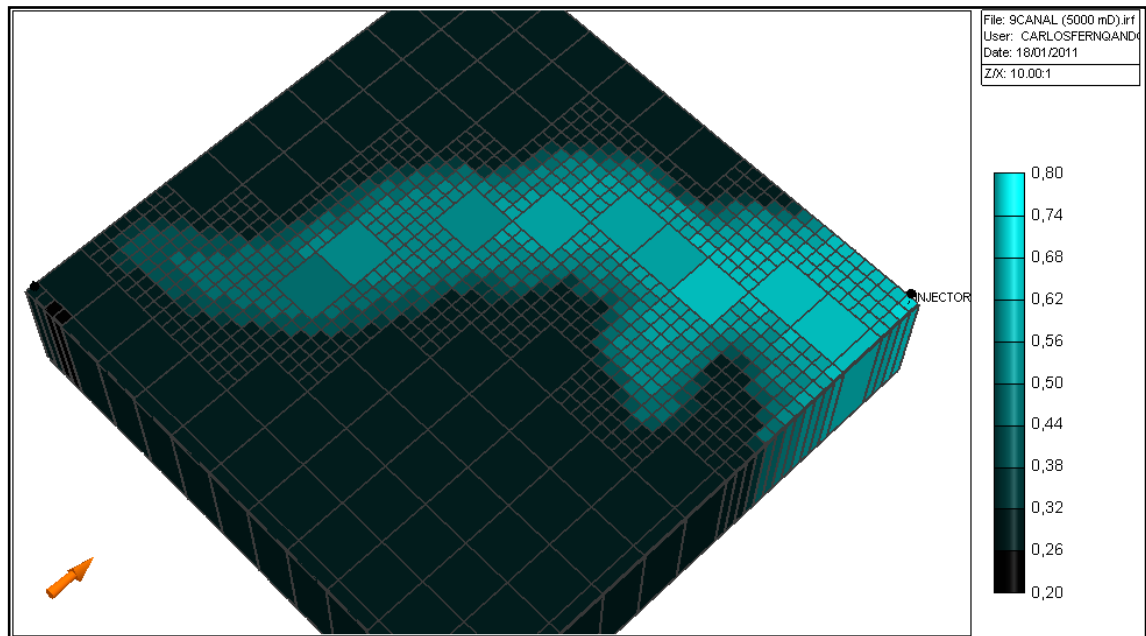
Figura 71. Malla Más Fina, Caso base y Casos 1, 2 y 7. Modelo de simulación F.



FUENTE: CMG Suite 200.117, Results 3D

3.6. CANAL DE PERMEABILIDAD PREFERENCIAL DE 5000 mD (MODELO G)

Figura 72. Piloto de inyección con canal de permeabilidad preferencial de 5000 mD. Saturación de agua antes de la ruptura. Modelo de simulación G.

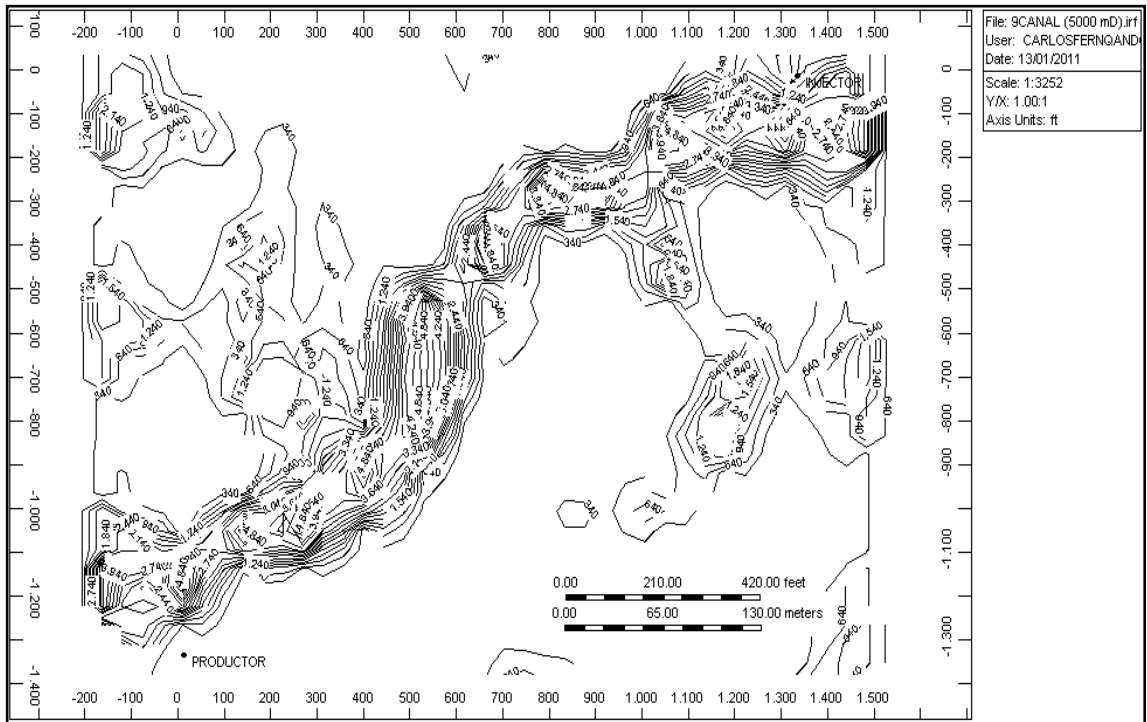


FUENTE: CMG Suite 200.117, Results 3D

3.6.1. Modelo de simulación. El modelo E es un cuarto de piloto de inyección de cinco puntos con una porosidad de 0,23 y un campo de permeabilidad que simula un canal de permeabilidad de 5000 mD, el cual se construyó con geoestadística (ver figuras 74 y 75). El tope se encuentra a 5500 ft y el espesor es de 35 ft. El área del patrón es 45 acres y la distancia entre inyector y productor es 1900 ft. El aceite tiene 20 °API y 12 cP de viscosidad. El GOR es 98, el FVF es 1.07 y el punto de Burbuja es 700 Psi. La temperatura de yacimiento es 130 °F.

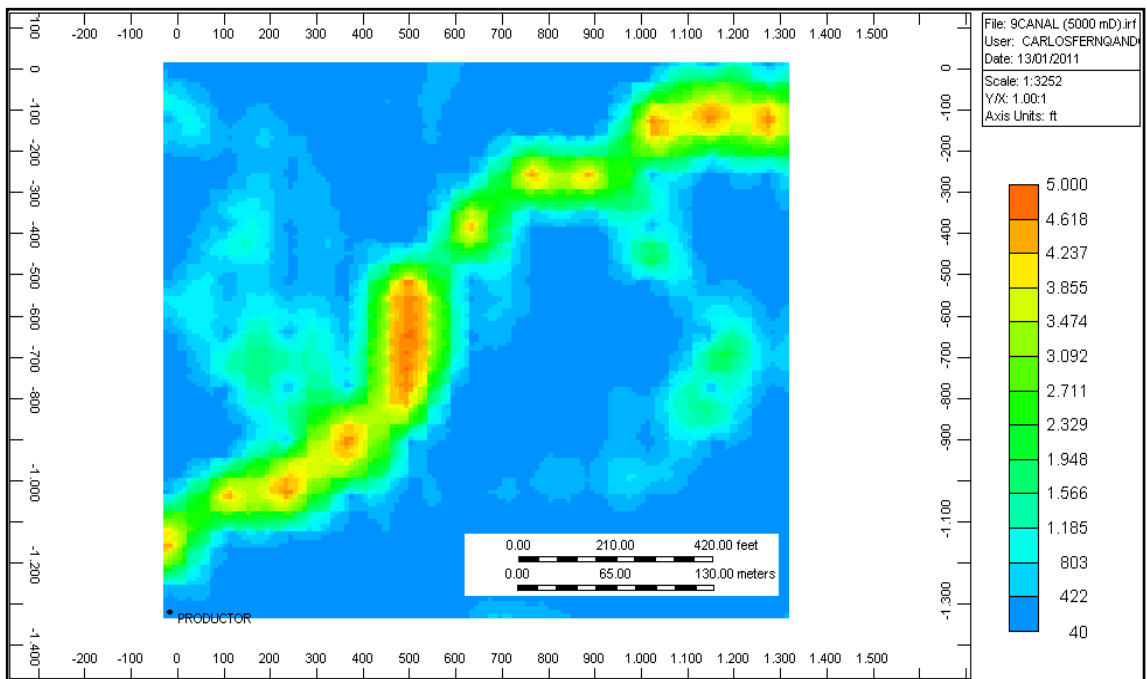
El pozo productor tiene una restricción de presión de fondo de 200 Psi y una restricción de flujo de 100 bbl/día de líquido. El pozo inyector tiene restricciones de flujo y de presión; 100 bbl/día y 3600 Psi como máximo. Las figuras 74 y 75 muestran los resultados de la simulación con el enmallado más fino.

Figura 73. Mapa de permeabilidad construido a partir de geoestadística Modelo de simulación G.



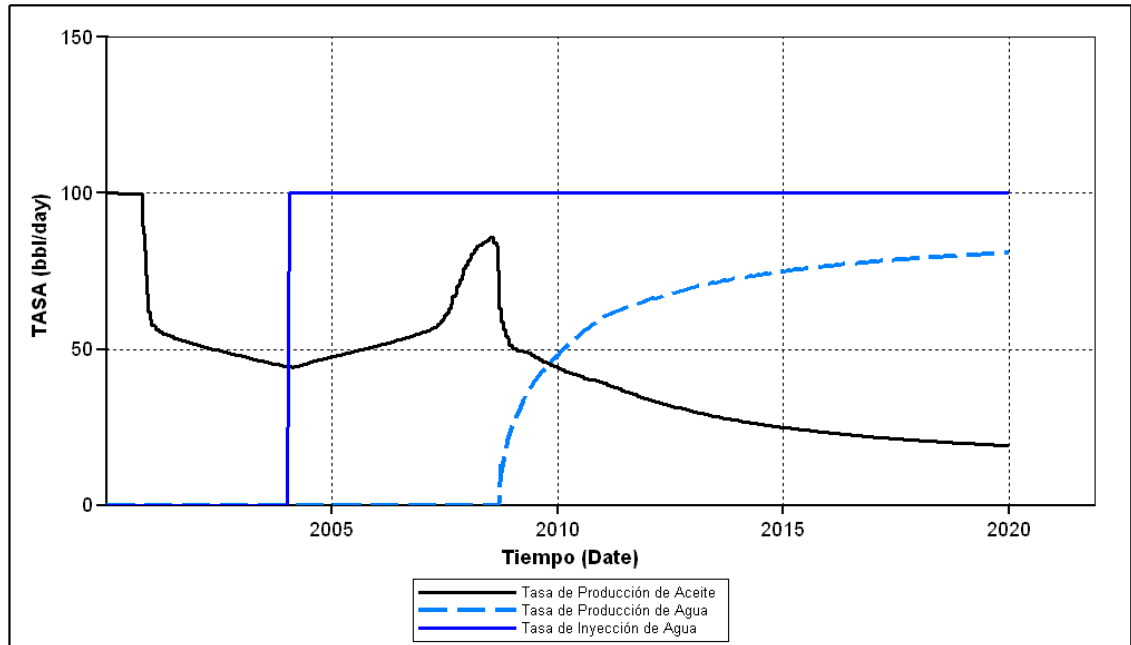
FUENTE: CMG Suite 200.117, Results 3D

Figura 74. Campo de permeabilidad construido para el Modelo de simulación G.



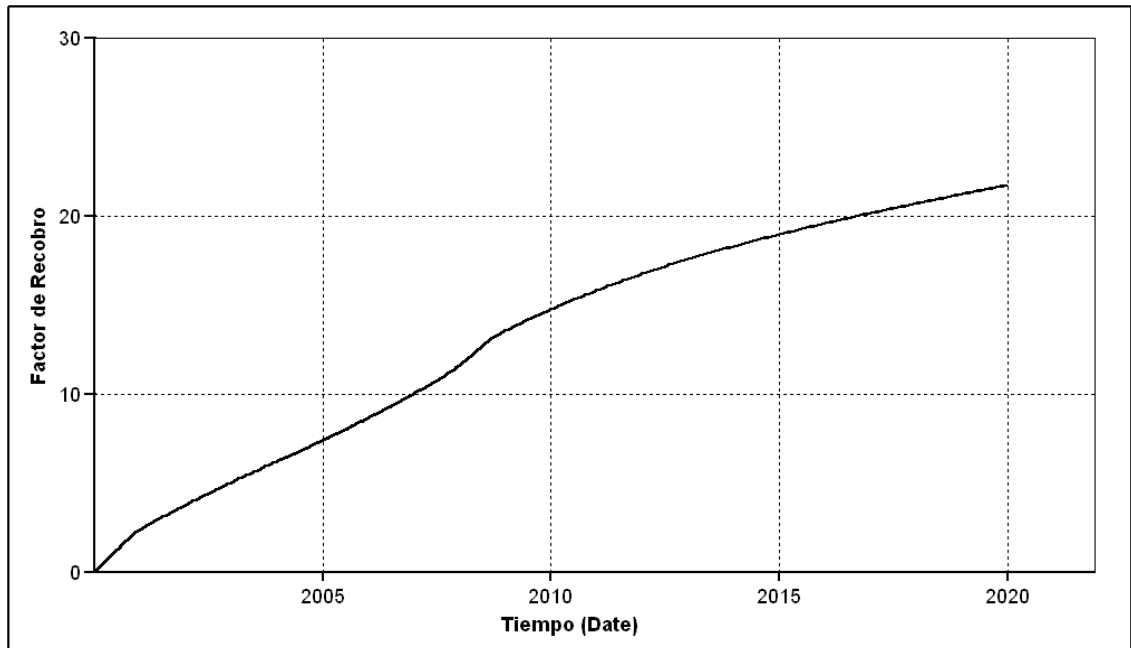
FUENTE: CMG Suite 200.117, Results 3D

Figura 75. Tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y tasa de producción de agua. Modelo de simulación G.



FUENTE: CMG Suite 200.117, Results Graph

Figura 76. Factor de recobro, Modelo de simulación G.



FUENTE: CMG Suite 200.117, Results Graph

3.6.2. Experimento. Para evaluar el comportamiento de la malla se construyeron 12 casos de simulación; 7 estáticos y 5 dinámicos. Los casos

estáticos son mallas con tamaño de celda 10, 30, 60, 90, 120, 150 y 180 ft; la Malla Más Fina, el Caso Base y los Casos 1 a 5. Las simulaciones dinámicas, casos 6 a 10, se realizaron sobre la malla base y presentan parámetros de amalgamación de 2, 3, 4, 5 y 6. La Tabla 10 resume todos los casos.

Tabla 10. Casos simulados. Modelo G

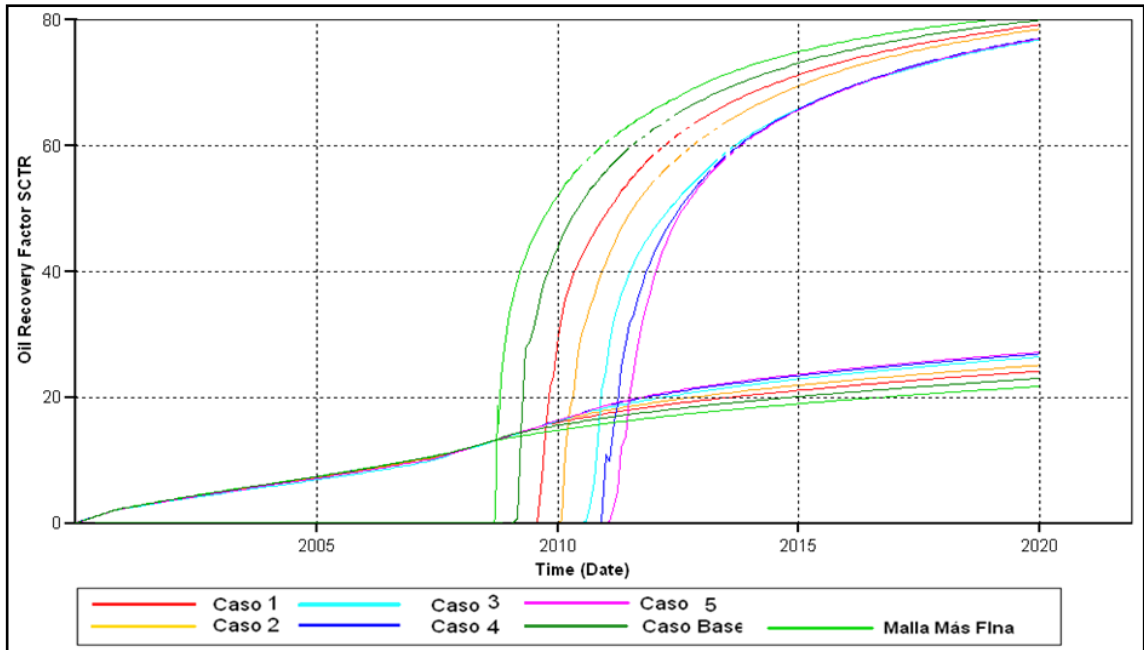
Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base	Tamaño de celda Amalgamada
Malla Más Fina	Estático	Estático	EST.	10 ft	Estático
Base	Estático	Estático	EST.	30	Estático
Caso 1	Estático	Estático	EST.	60 ft	Estático
Caso 2	Estático	Estático	EST.	90 ft	Estático
Caso 3	Estático	Estático	EST.	120 ft	Estático
Caso 4	Estático	Estático	EST.	150 ft	Estático
Caso 5	Estático	Estático	EST.	180 ft	Estático
Caso 6	2	8	0,07	30 ft	60 ft
Caso 7	3	8	0,07	30 ft	90 ft
Caso 8	4	8	0,08	30 ft	120 ft
Caso 9	5	8	0,08	30 ft	150 ft
Caso 10	6	8	0,08	30 ft	180 ft

FUENTE: El Autor.

3.6.3. Resultados. La figura 77 muestra el factor de recobro y el corte de agua para los casos estáticos y la figura 78 para los casos dinámicos. Al compararlas se observa que los casos estáticos muestran grandes diferencias, en especial en el tiempo de ruptura, mientras que las mallas dinámicas muestran un error mucho menor.

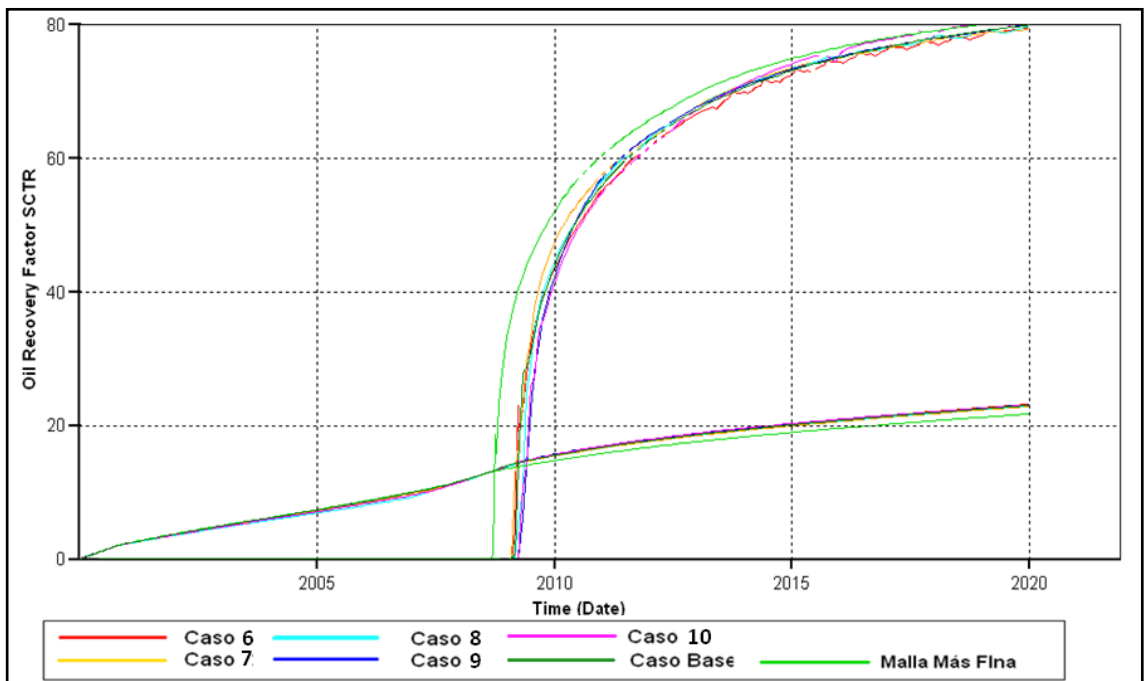
La figura 79 muestra el speed-up de las mallas dinámicas; el máximo alcanzado es 3,1; un valor tan bajo se debe a la heterogeneidad del frente, esto genera un exceso de celdas finas en el frente impidiendo mayores aceleraciones en el tiempo de cómputo.

Figura 77. Factor de recobro y corte de agua, casos estáticos; Malla Más Fina, caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación G.



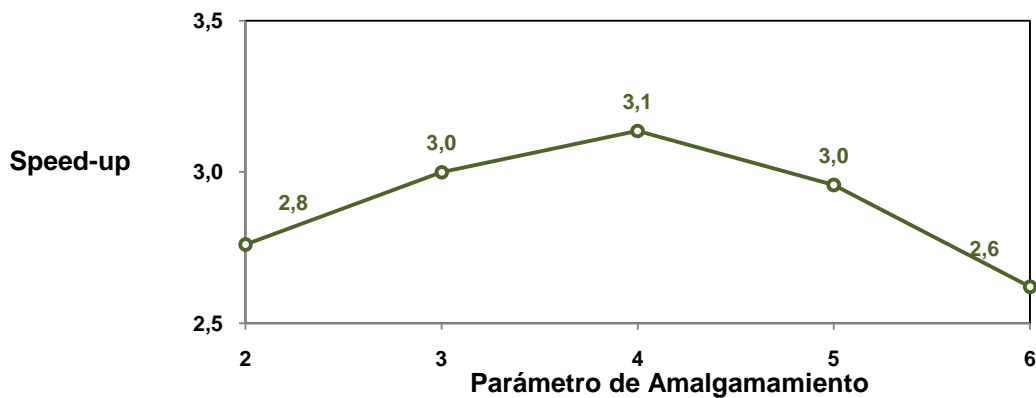
FUENTE: CMG Suite 200.117, Results Graph

Figura 78. Factor de recobro y corte de agua, casos dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación G.



FUENTE: CMG Suite 200.117, Results Graph

Figura 79. Speed-up contra parámetro de amalgamación. Modelo de simulación G.



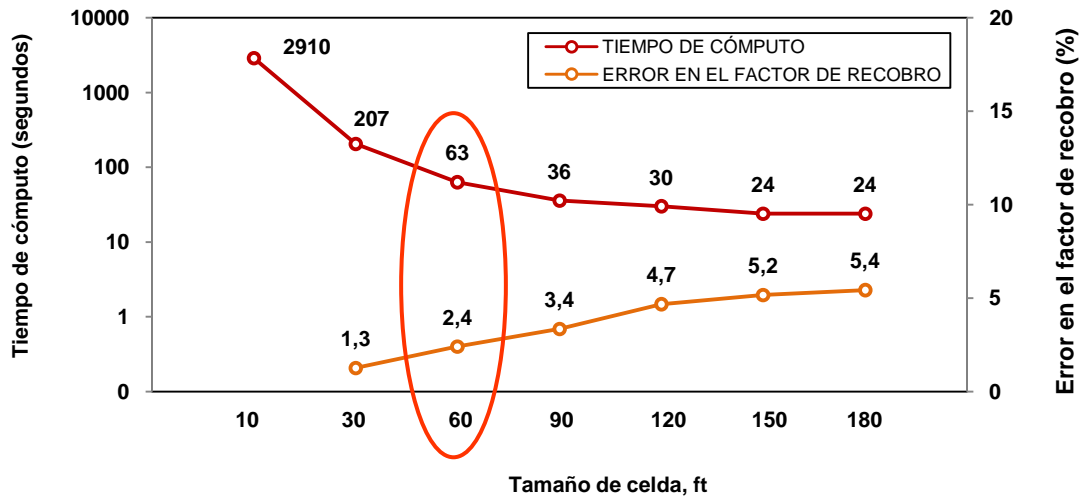
FUENTE: El Autor

En la figura 81 se observa que la malla dinámica más rápida es el caso 8 cuyo parámetro de amalgamación es 4. Ésta registra un tiempo de cómputo de 66 segundos y el error en el factor de recobro es 1,7 %. La figura 80 muestra que el tiempo de cómputo de la malla estática con tamaño de celda 60 ft (caso 1) es 63 s. El error en tiempo de cómputo de ésta malla es 2,4 %; Estas dos mallas tienen tiempos de cómputo similares pero la malla dinámica es 0,7% más exacta que la estática en el factor de recobro.

Las figuras 82 y 83 muestran que el error en el tiempo de ruptura para las mallas dinámica y estática en cuestión, son 5,6 y 10 meses respectivamente; esto confirma que la opción dinámica es la mejor ya que permite la combinación más óptima de exactitud y tiempo de cómputo.

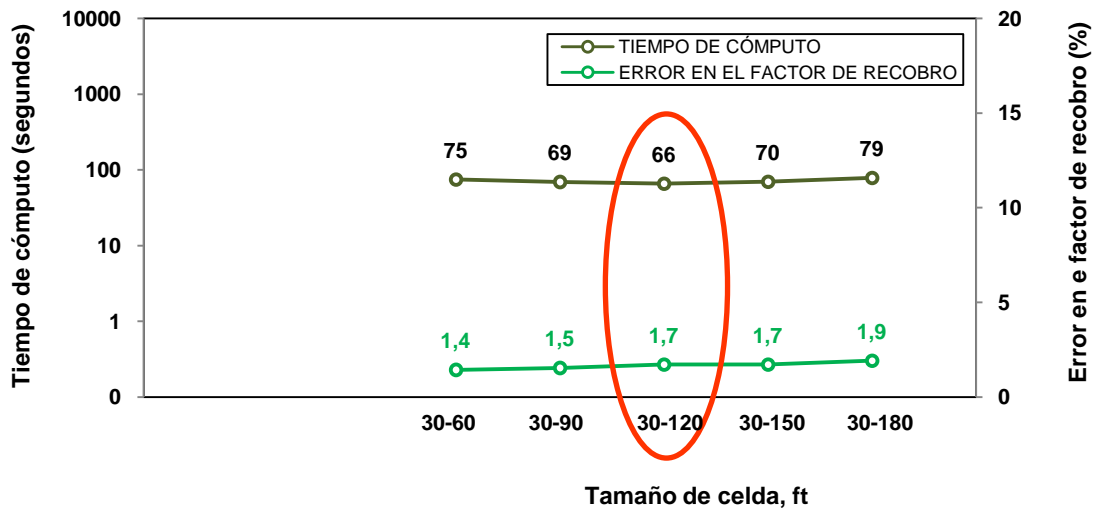
La figura 84 muestra la saturación de agua para la Malla Más Fina, la malla Base y los casos 1, 3 y 8. Los casos 1 y 8 tienen tiempos de cómputo similares pero el caso 8, malla dinámica, permitió reducir el error en el factor de recobro y en tiempo de ruptura; además de mejorar la descripción del frente. La figura 89 muestra las líneas de iso-saturación de agua para los mismos casos.

Figura 80. Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, enmallados estáticos, caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación G.



FUENTE: El Autor.

Figura 81. Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación G.

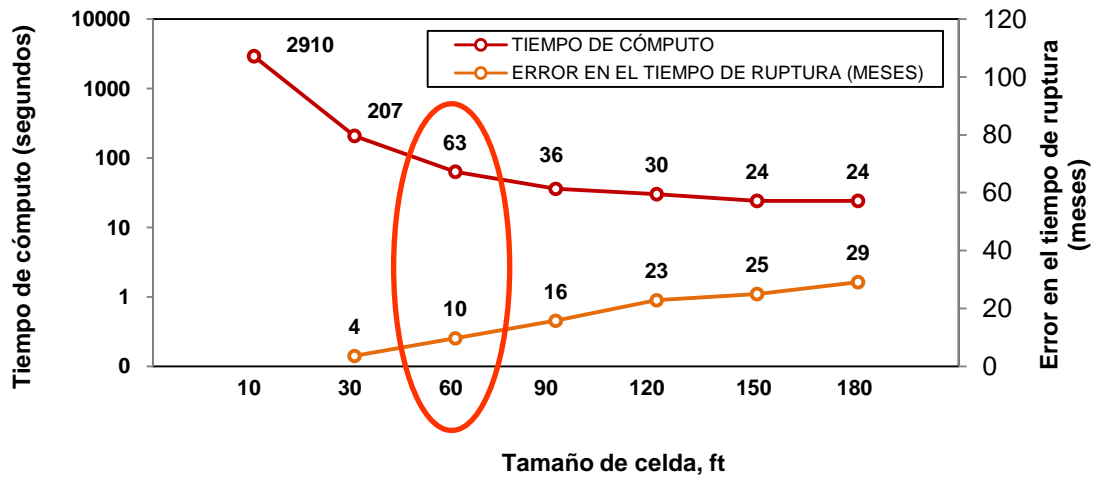


FUENTE: El Autor.

3.6.4. Conclusión. Se simuló un cuarto de patrón de inyección de cinco puntos con un canal de permeabilidad preferencial de 5000 mD, en una malla base de 30 ft. La malla dinámica más rápida logró un speed-up de 3.1 y errores de 1,7% y 5,6 meses en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura, respectivamente,

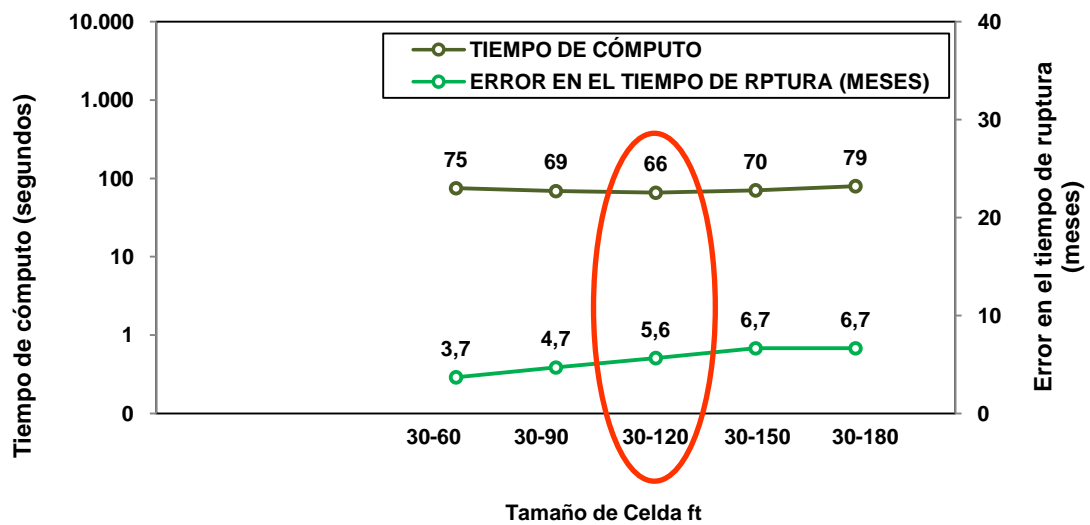
utilizando un parámetro de amalgamación de 4; una malla estática con tamaño de celda 60 ft utilizó un tiempo de cómputo similar y tuvo errores de 2,4% y 10 meses. Esto indica que la malla dinámica es la opción óptima en el caso de un modelo con canales de permeabilidad preferencial.

Figura 82. Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura contra tamaño de celda, enmallados estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación G.



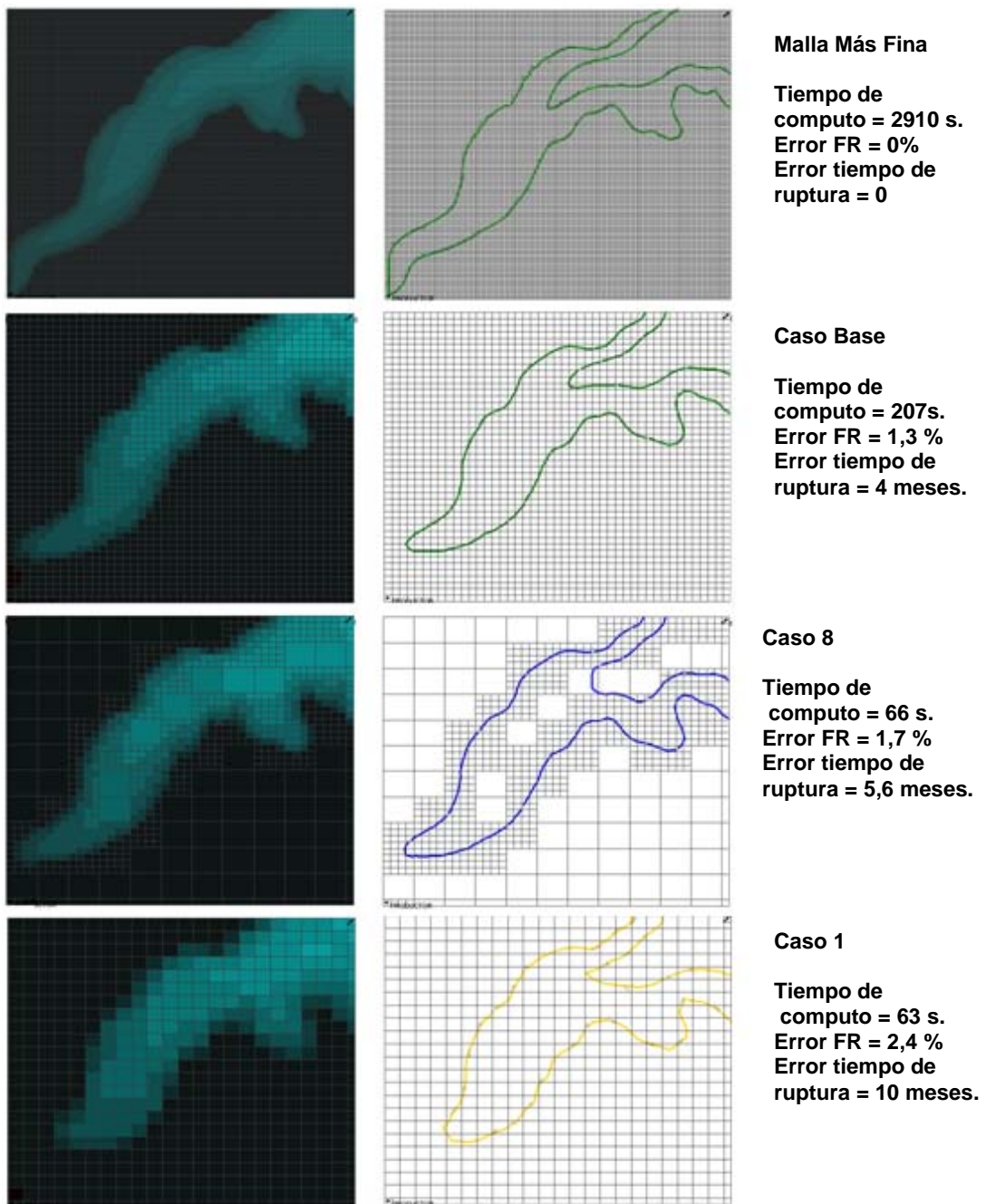
FUENTE: El Autor.

Figura 83. Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura contra tamaño de celda, enmallados dinámicos; casos 6 a 10. Modelo de simulación G.



FUENTE: El Autor.

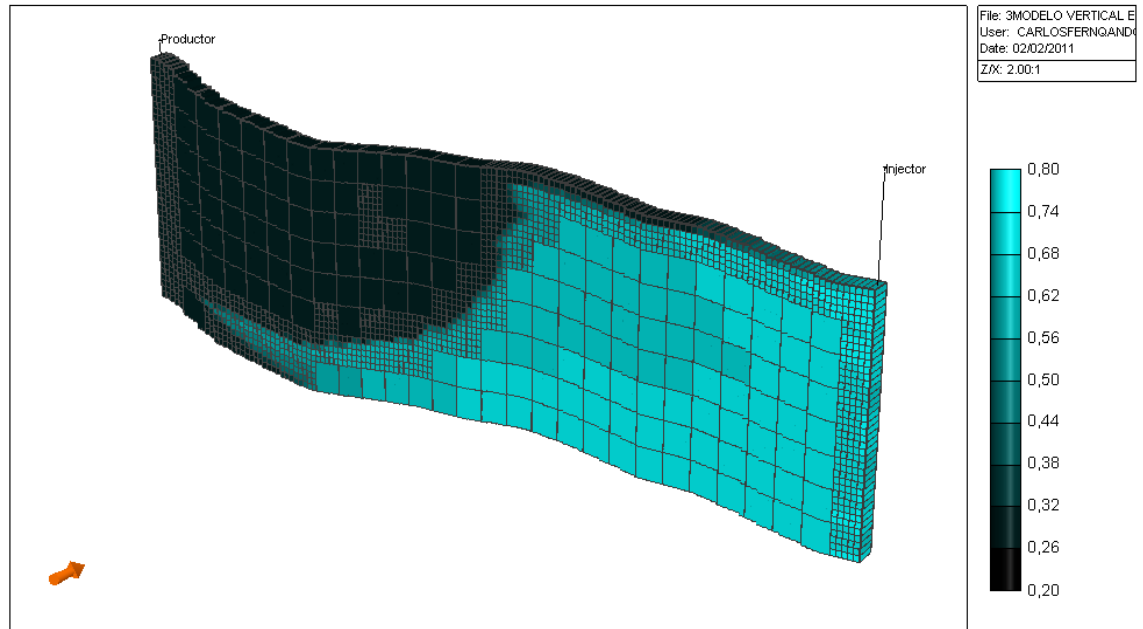
Figura 84. Saturación de agua en el momento de ruptura; malla más fina, caso base, caso 8 y caso 1. Modelo de simulación G.



FUENTE: CMG Suite 200.117, Results Graph

3.7. SECCION TRANSVERSAL (MODELO H)

Figura 85. Modelo de simulación H: Sección transversal con capas de diferente permeabilidad. En la figura, saturación de agua luego de 4 años inyección.

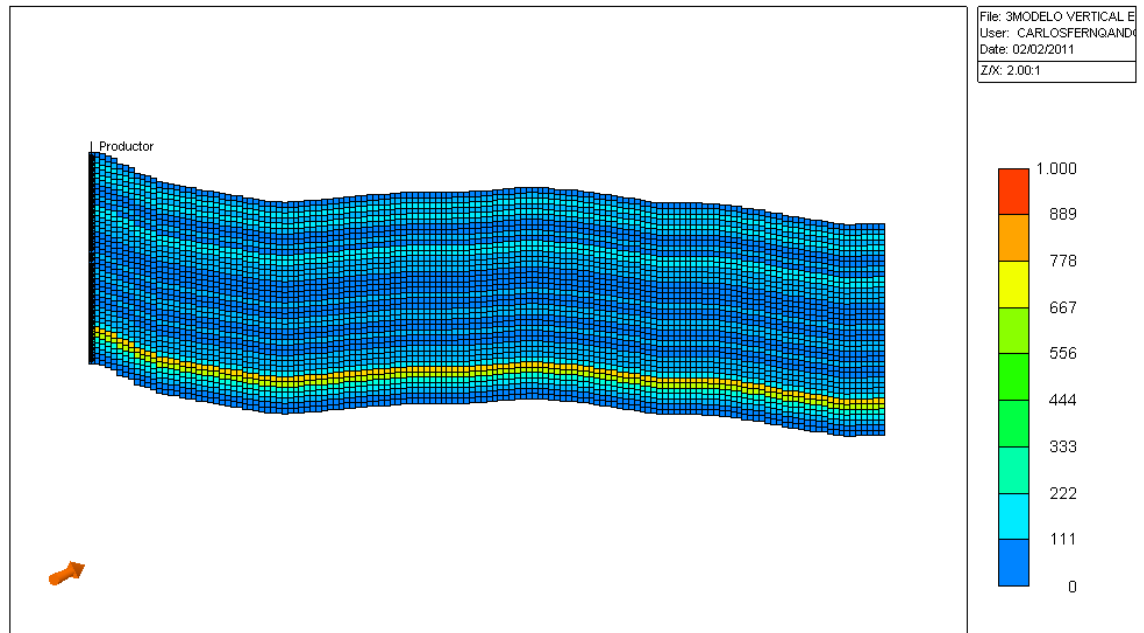


FUENTE: CMG Suite 200.117, Results Graph

3.7.1. Modelo de simulación. Se construyó una sección transversal de 200 ft de espesor y 1260 ft de largo, con tope a 5800 ft de profundidad. Las celdas tienen un ancho de 40 ft. La permeabilidad vertical se varió en un rango de 120 a 170 mD y la permeabilidad horizontal se varió por capas en un rango de 30 a 700 mD, para simular arenas de mayor permeabilidad. Se manejó una porosidad de 0,21; el aceite presenta un FVF de 1,18, 28 °API, viscosidad de 1,44 cP y GOR de 311. La figura 86 muestra la permeabilidad

3.7.2. Experimento. Se construyó una malla base con 5.600 celdas; 140 a lo largo, de 9 ft cada una y 40 en la vertical, de 5 ft cada una. Sobre la malla base se realizaron simulaciones dinámicas con parámetro de amalgamación 2, 3, 4, 5 y 6 (casos 6 a 10). Los casos 1 a 5 son simulaciones estáticas con tamaño de celda 18X10 (Caso 1), 27X15 (Caso 2), 36X20 (Caso 3), 45X25 (Caso 4) y 54X30 (Caso 5). La Tabla 11 muestra todos los casos.

Figura 86. Permeabilidad horizontal, Modelo de simulación H.



FUENTE: CMG Suite 200.117, Results Graph

Tabla 11. Casos simulados Modelo H.

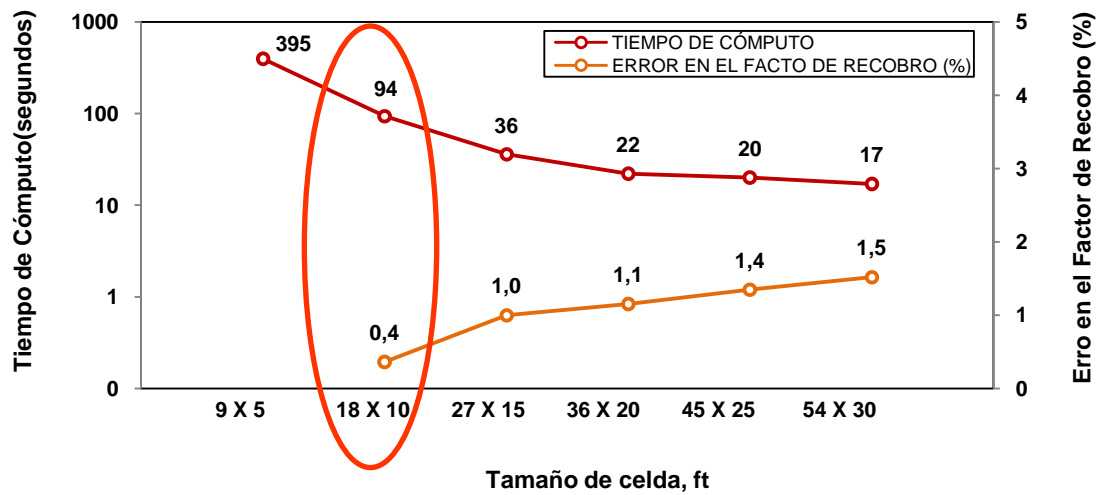
Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base	Tamaño de celda Amalgamada
Base	Estático	Estático	EST.	9x5	Estático
Caso 1	Estático	Estático	EST.	18x10	Estático
Caso 2	Estático	Estático	EST.	27x15	Estático
Caso 3	Estático	Estático	EST.	36*20	Estático
Caso 4	Estático	Estático	EST.	45*25	Estático
Caso 5	Estático	Estático	EST.	54*30	Estático
Caso 6	2	6	0,08	9x5	18x10
Caso 7	3	6	0,08	9x5	27x15
Caso 8	4	6	0,09	9x5	36*20
Caso 9	5	6	0,09	9x5	45*25
Caso 10	6	6	0,1	9x5	54*30

FUENTE: El Autor

3.7.3. Resultados. Las figuras 87 y 88 muestran el error en el factor de recobro para los casos estáticos, 1 a 5 y para los casos dinámicos, 6 a 10, respectivamente. Las figuras 89 y 90 muestran el error en el tiempo de ruptura para los mismos casos. En la figura 88 se aprecia que el enmallado dinámico más rápido es el caso 8 el cual tiene un parámetro de amalgamación igual a 4.

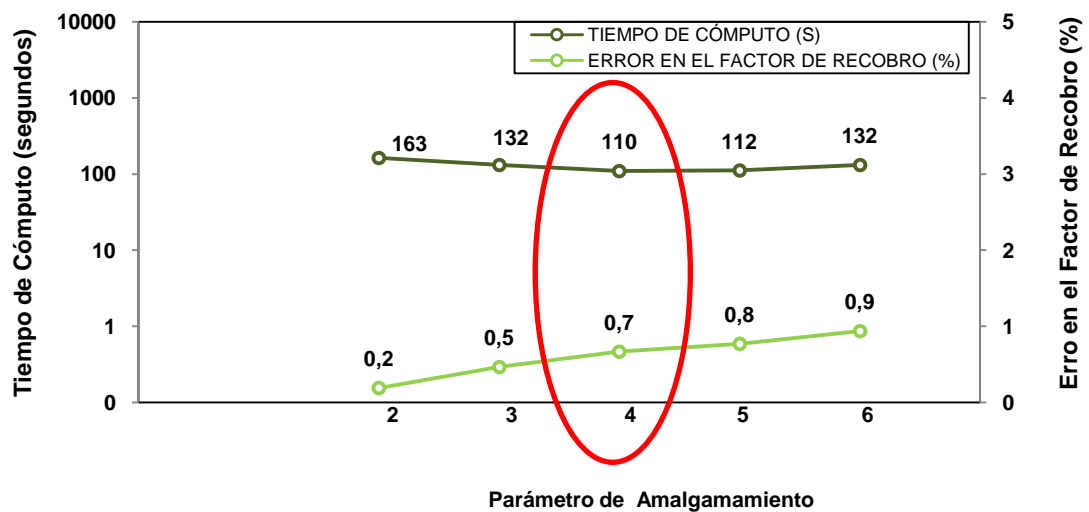
El tiempo de cómputo de éste enmallado es 110 segundos y los errores en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura son 0,7% y 2 meses. El caso 1 es una malla estática con tamaño de celda 18X10ft. Esta tiene un tiempo de cómputo de 94 segundos y errores en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura de 0,4% y 1 mes, respectivamente. Esto indica que la malla estática mostró menor velocidad y menores errores lo cual significa que no hay eficiencia por parte de la malla para simular este tipo de problemas.

Figura 87. Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, casos estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación H.



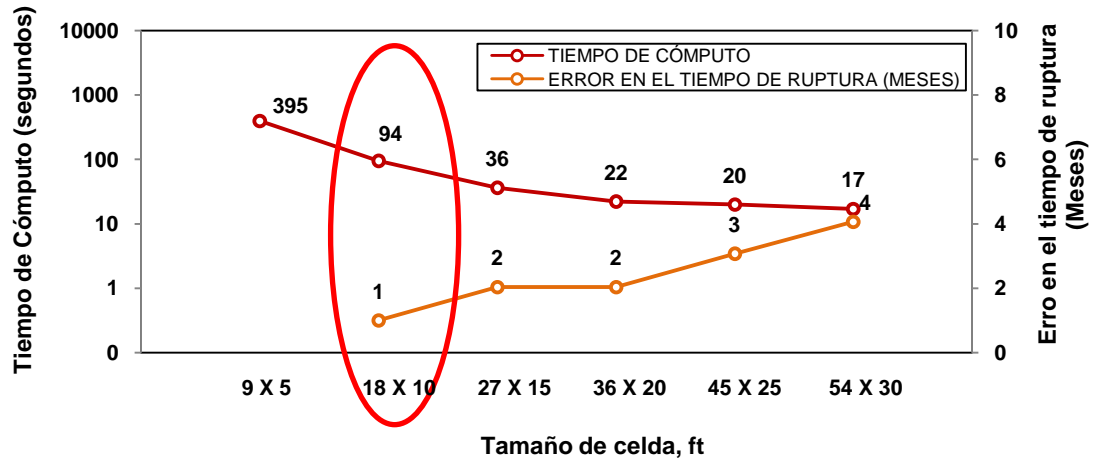
FUENTE: El Autor.

Figura 88. Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra parámetro de amalgamación, casos dinámicos; caso 6 a 10. Modelo de simulación H.



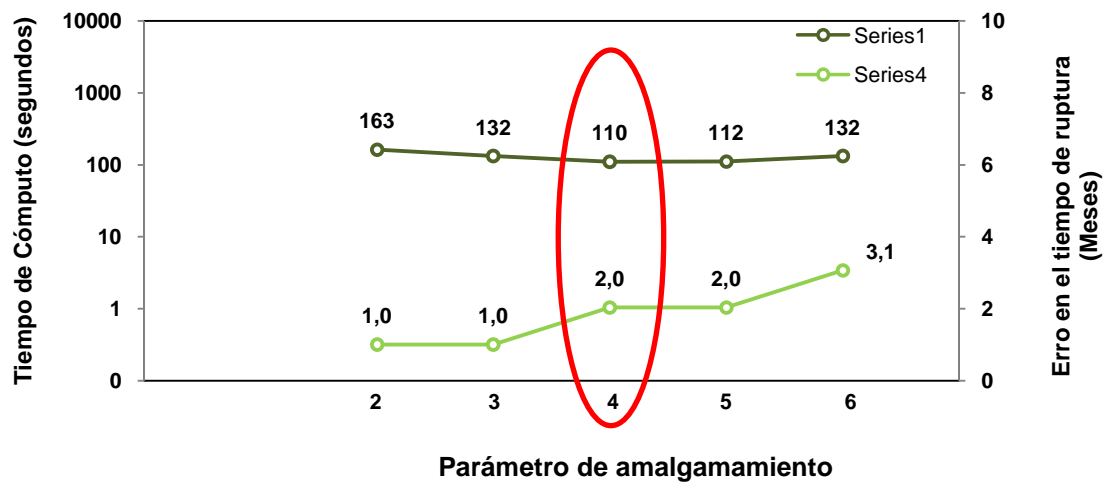
FUENTE: El Autor.

Figura 89. Tiempo de cómputo y error en tiempo de ruptura contra tamaño de celda, casos estáticos; caso base y casos 1 a 5. Modelo de simulación H.



FUENTE: El Autor.

Figura 90. Tiempo de cómputo y error en tiempo de ruptura contra parámetro de amalgamación, casos dinámicos; caso 6 a 10. Modelo de simulación H.

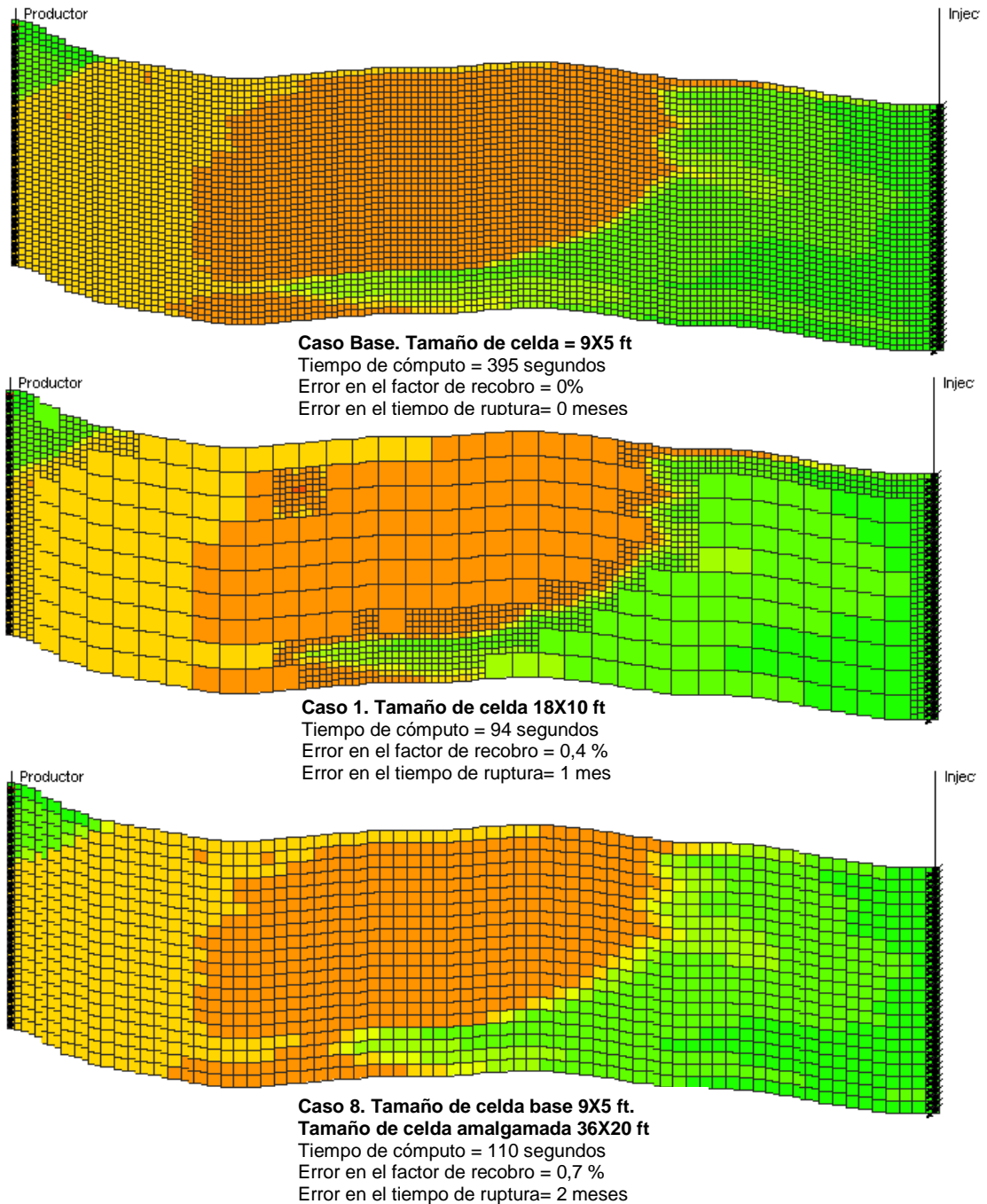


FUENTE: El Autor.

3.7.4. Conclusión, Modelo H. Se simuló una sección transversal de 200 ft de espesor con permeabilidad horizontal por capas. Se utilizó una malla base de 9X5 ft y mallas dinámicas con parámetro de amalgamación de 2 a 6 y NMITERCE igual a 6. También se simularon casos estáticos con diferente tamaño de celda; La malla dinámica más rápida mostró un speed-up de 3,6 y errores en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura de 0,7% y 2 meses, respectivamente; sin embargo la malla estática con tamaño de celda 18X10 ft

logró errores de 0,4% y 1 mes en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura. Esto indica la ineficacia de la malla dinámica aplicada a un modelo de inyección con capas de diferente permeabilidad.

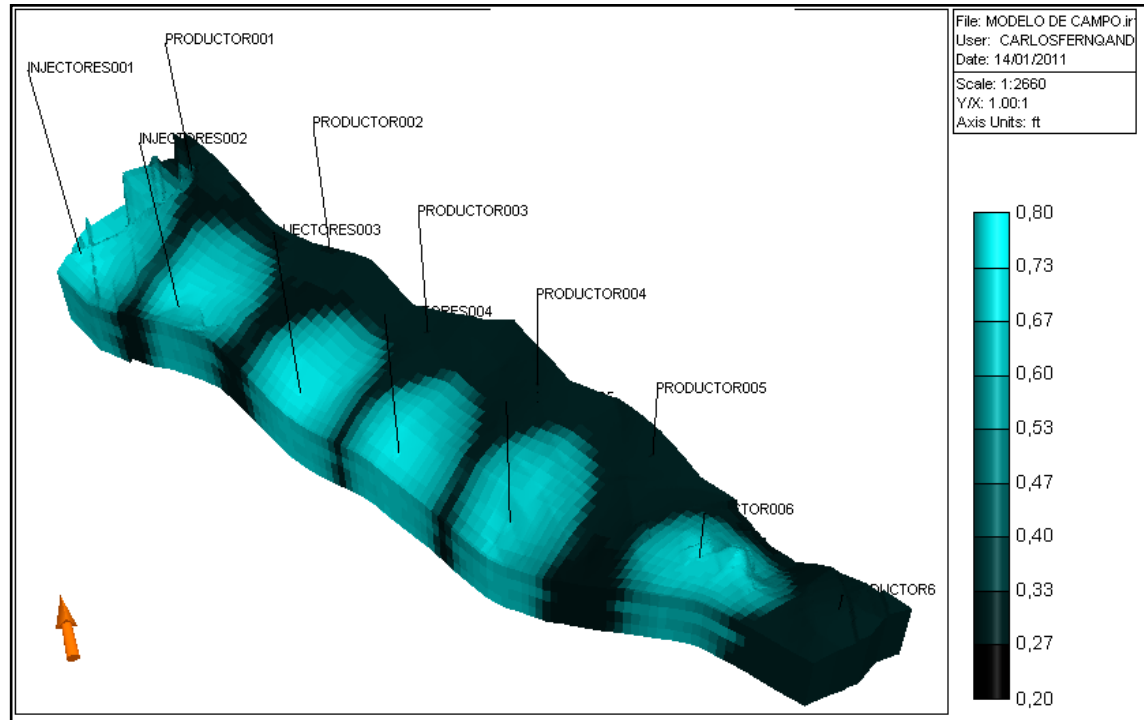
Figura 91. Saturación de aceite después de 27 meses de iniciada la inyección, Caso Base y casos 1 y 8. Modelo de simulación H.



Fuente: CMG Suite 2007.11. Results 3D.

3.8. MODELO DE CAMPO 1

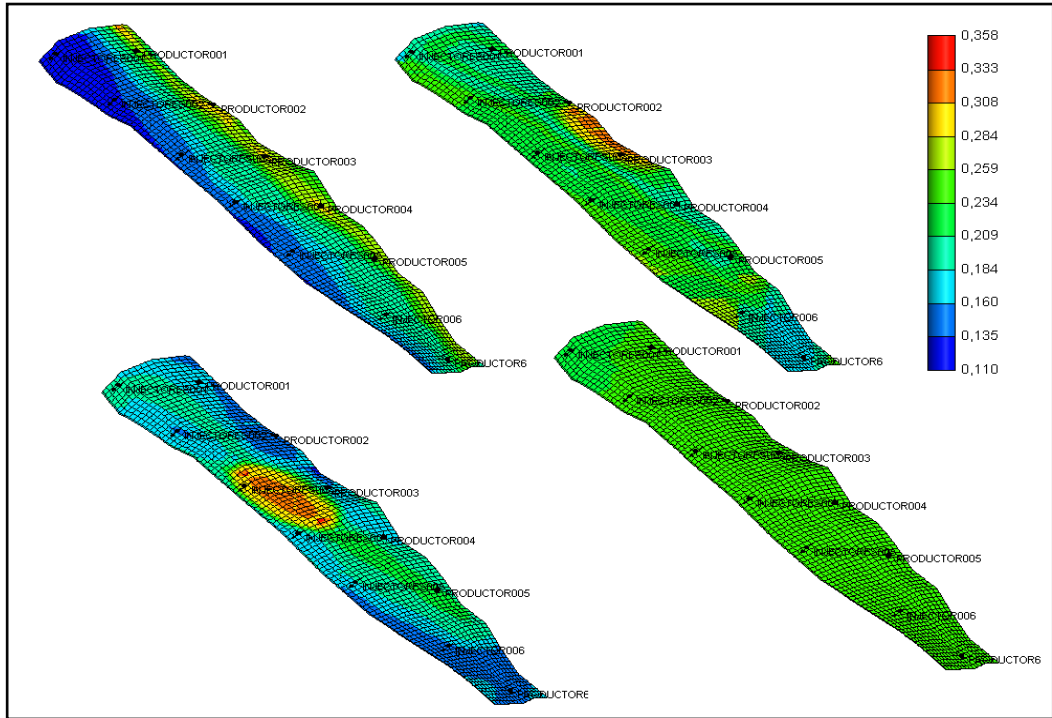
Figura 92. Modelo de campo 1. Adaptado de la literatura para evaluar un proceso de inyección de agua¹⁶. Saturación de agua luego de 5 años de inyección.



Fuente: CMG Suite 2007.10. Results 3D.

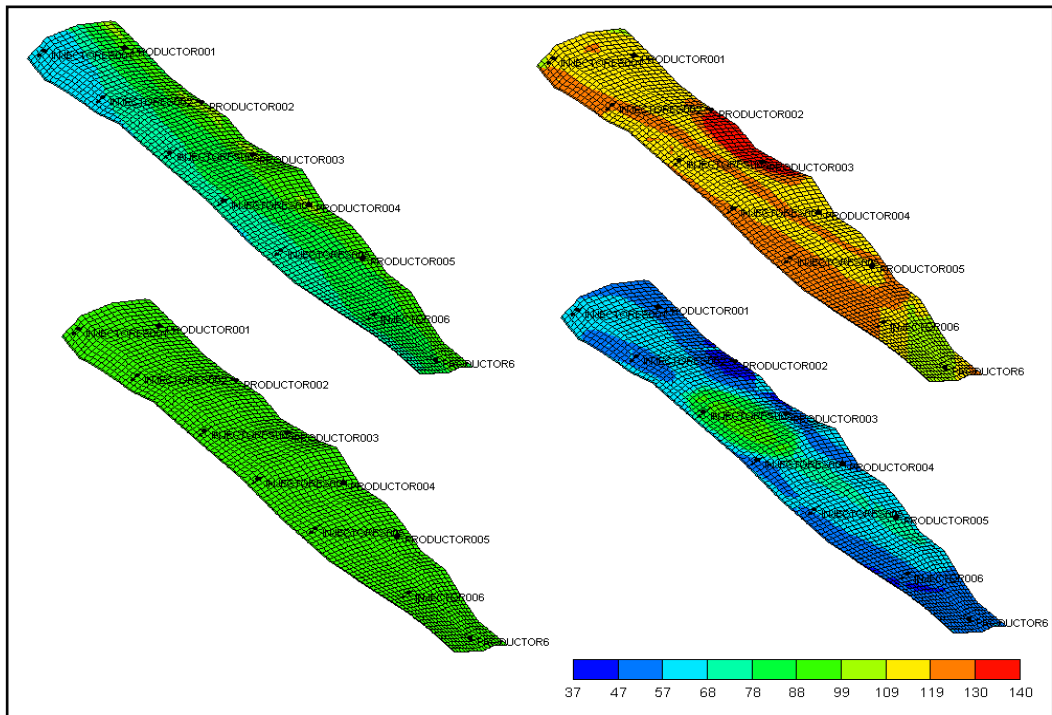
3.8.1. Modelo de simulación. El modelo de Campo 1 (ver figura 92) se trata de un yacimiento de 1000 ft X 7000 ft X 120 ft, área de 170 Acres y profundidad media de 4900 ft, con tope a 4700 ft y 140 °F de temperatura. Consta de cuatro capas de 30 ft de espesor; cada una con mapa de porosidad (ver figura 36). Las permeabilidades en X y Y son iguales y están correlacionas con la porosidad (ver figura 37). La permeabilidad vertical es 1/2 de la horizontal. El rango de porosidad es 0,11 – 0,36 y el de permeabilidad es 37 – 140 mD. Presenta una saturación inicial de aceite de 0,73 con fluido de 35° API, viscosidad de 2,2 cP, GOR de 200, B_o 0,12, punto de burbuja 1100 Psi y gravedad específica del gas 0,76. La presión inicial de yacimiento es 2600 Psi y la presión después de cuatro años de producción natural es 840 psi. La roca es preferencialmente mojada por agua.

Figura 93. Porosidad por capas, Modelo de campo 1.



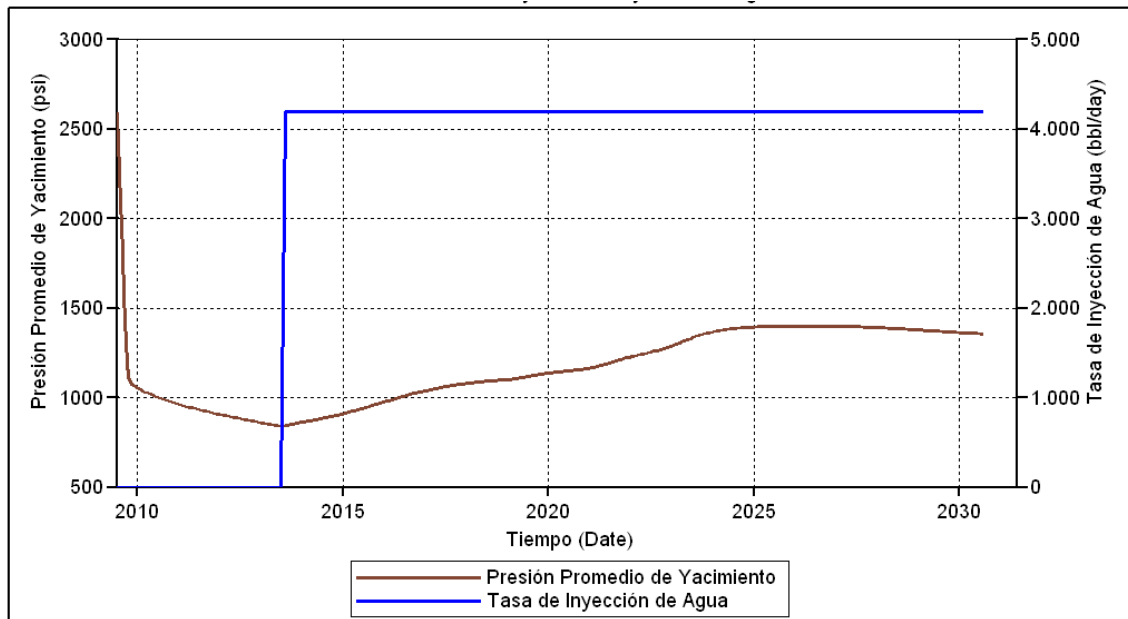
Fuente: CMG Suite 2007.11. Results 3D.

Figura 94. Permeabilidad en X y Y por capas, Modelo de campo 1.



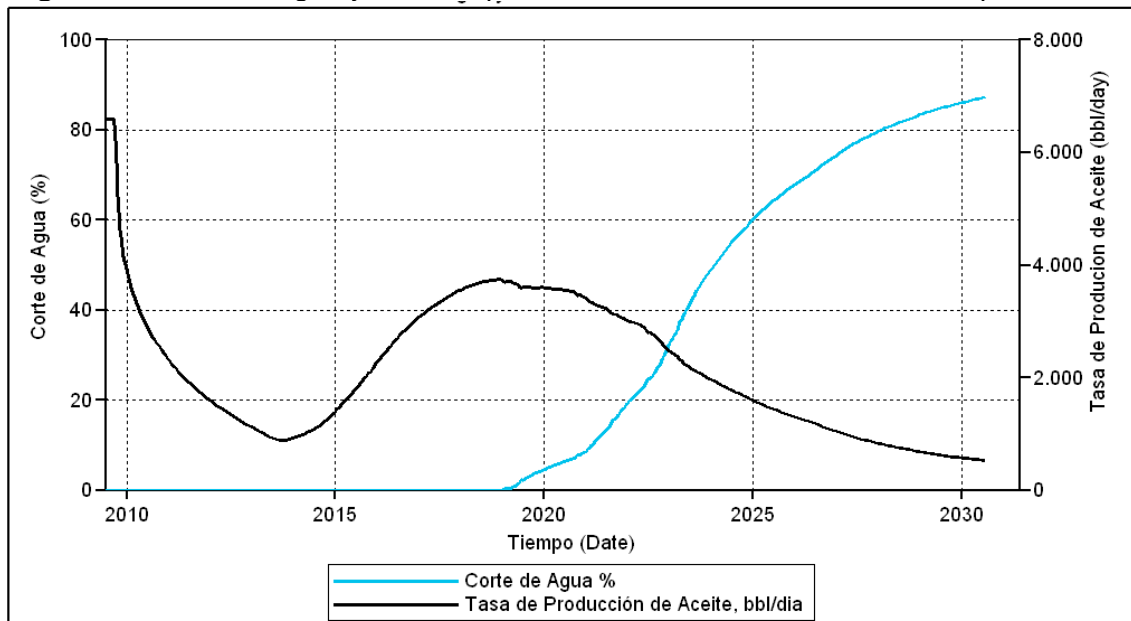
Fuente: CMG Suite 2007.11. Results 3D.

Figura 95. Presión promedio de yacimiento y tasa de inyección de agua, Modelo de campo 1.



Fuente: CMG Suite 2007.11. Results Graph.

Figura 96. Corte de agua y tasa de producción de aceite. Modelo de Campo 1.



Fuente: CMG Suite 2007.11. Results Graph.

Se ubicaron 6 pozos productores en la parte superior de la formación, con restricción de presión de 700 psi y 1100 barriles máximos de líquido por día con distancia promedio entre pozos de 1200 ft. Se ubicaron 6 pozos inyectores con

restricciones de 700 bbl/día y presión máxima de fondo igual a 3100 psia, tomando como referencia una presión de fractura de 3570 Psi y gradiente de fractura 0,76 Psi/ft y factor de seguridad 0,1. Se planteó un patrón de inyección en línea alterna y el ajuste final de los parámetros operacionales va de acuerdo a un previo proceso de optimización. El agua de inyección tiene una viscosidad de 0,66 cP y temperatura de 84 °F.

3.8.2. Experimento 1. Se realizó un primer experimento para evaluar el desempeño de las mallas dinámicas a nivel de campo. El yacimiento fue inicialmente discretizado en un caso base, con celdas de tamaño 18 ft X 18 ft X 30 ft, para un total de $420 \times 65 \times 4 = 109.200$ celdas. Se realizaron tres casos más; el caso dinámico, con tamaño de celda base 18 ft y parámetro de amalgamación 4; el caso 1; una malla estática con tamaño de celda 72 ft. Y el caso 2, una malla estática con tamaño de celda 36 ft.

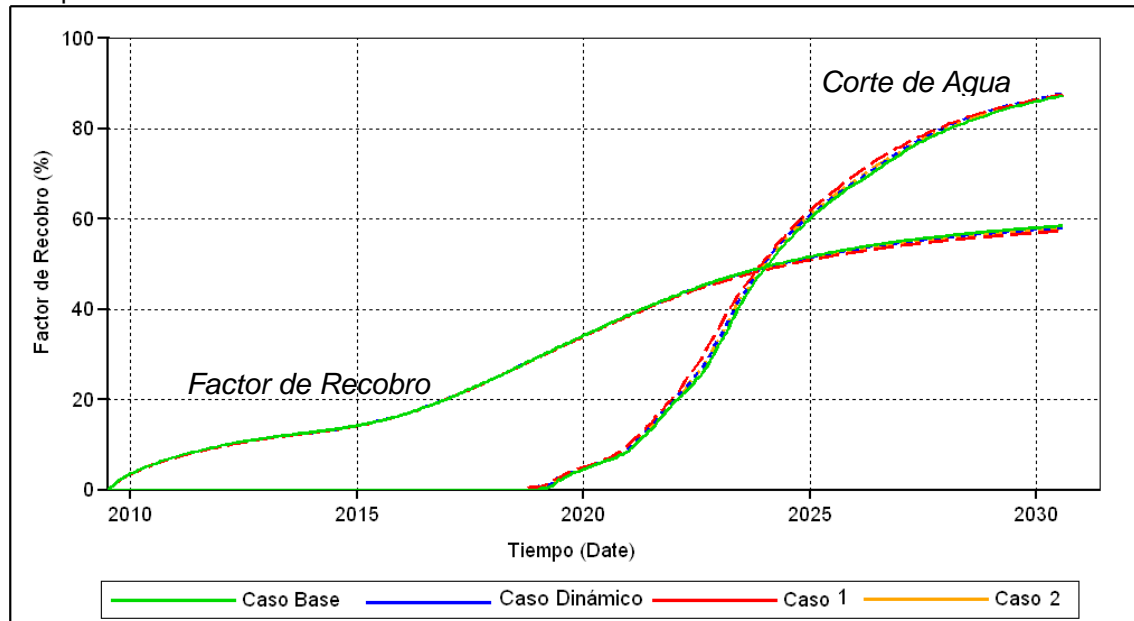
3.8.3. Resultados del experimento 1. La figura 97 compara los resultados para de los diferentes casos; éstos son demasiado similares y casi no se aprecia diferencia. La Tabla 12 cuantifica el error.

Tabla 12. Casos simulados en el experimento 1 y resultados. Modelo de campo 1

CASO	TAMAÑO DE CELDA BASE ft	PARÁMETRO DE AMALGAMACIÓN	TAMAÑO DE CELDA AMALGAMADA ft	TIEMPO DE CÓMPUTO (S.)	ERROR EN EL FACTOR DE RECObRO (%)	ERROR EN EL TIEMPO DE RUPTURA (MESES)
CASO BASE	18	EST.	EST.	10957	0	0
CASO DINÁMICO	18	4	72	3166	0,43	0,6
CASO 1	72	EST.	EST.	436	1,14	4,6
CASO 2	36	EST.	EST.	2738	0,59	2,6

FUENTE: El Autor.

Figura 97. Factor de recobro y corte de agua, Experimento 1, Casos base, 1, 2 y 3. Modelo de Campo 1.

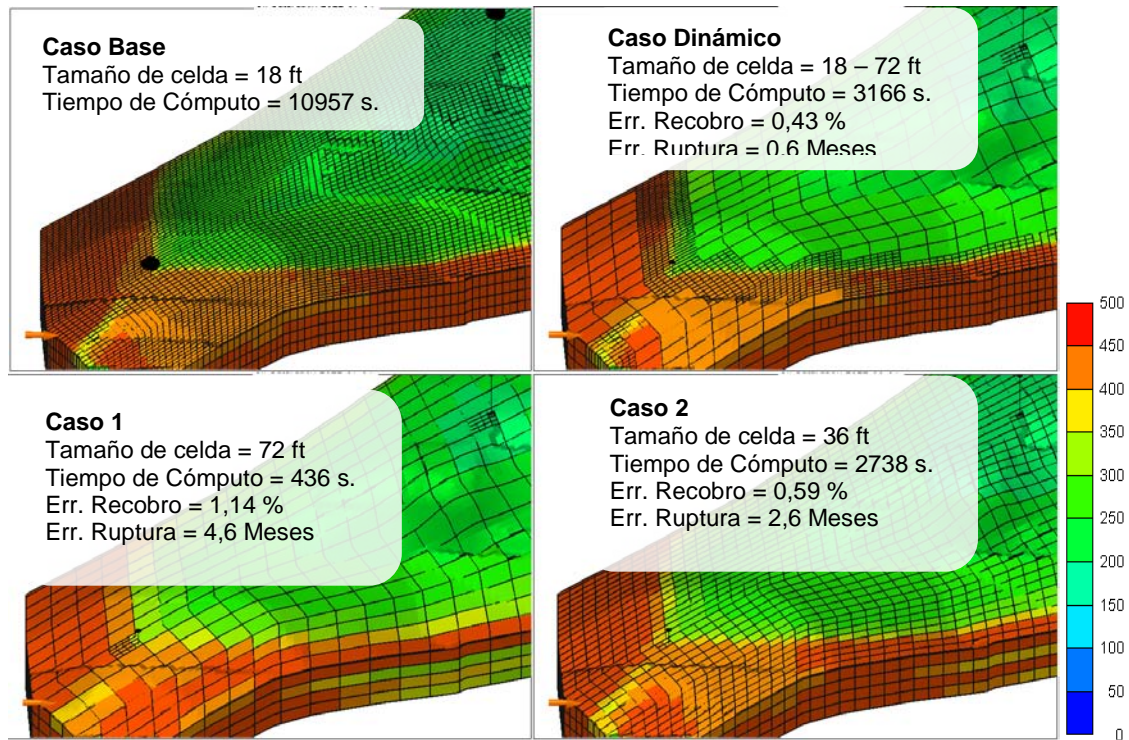


Fuente: CMG Suite 2007.11. Results Graph.

El caso *dinámico* tuvo un error de sólo 0,43% en el factor de recobro y 0,6 meses en el tiempo de ruptura, en un tiempo de cómputo es 3.166 segundos, alcanzando un speed-up de 3,5 en comparación con los 10.957 segundos de la malla base. El caso 2 tuvo un tiempo de cómputo de 2738 s que es comparable con el del caso dinámico; el factor de recobro es 0,59%, y el error en el corte de agua; 2,6 meses. Esto indica un mejoramiento leve de los resultados con el uso del enmallado dinámico.

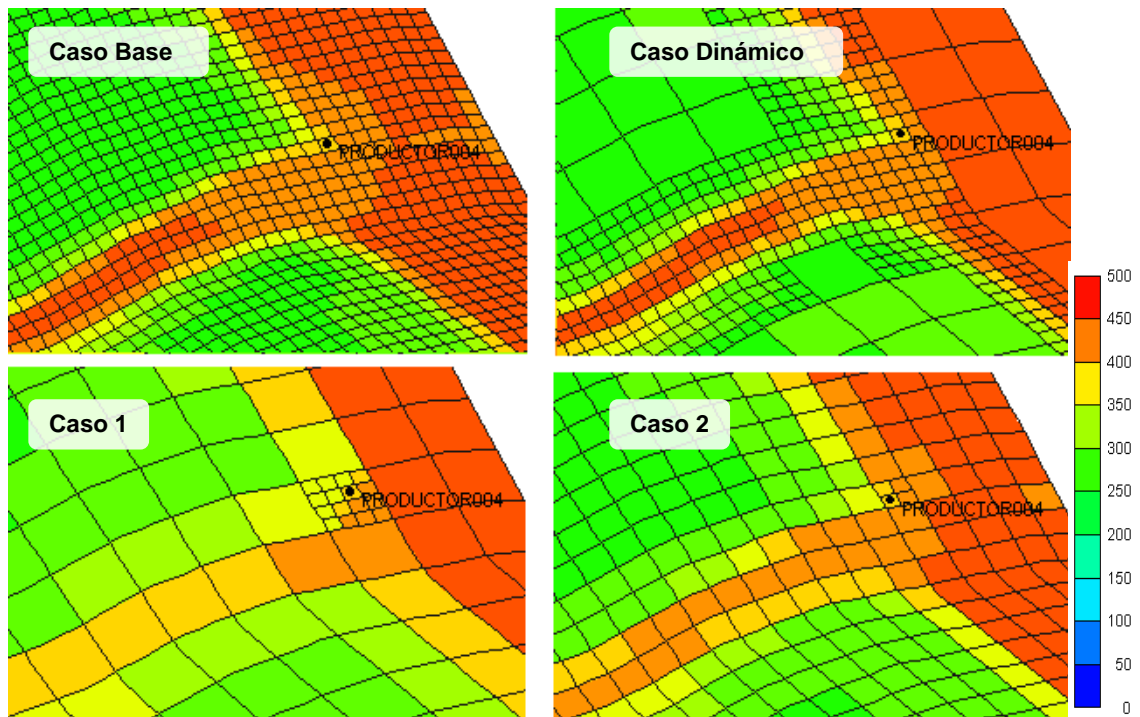
Las figuras 98 y 99 permiten observar que existe un refinamiento excesivo en la malla base en zonas que no lo requieren; el caso dinámico permitió seguir el frente de avance con el mismo detalle de la malla base, pero permitió la amalgamación en aquellas zonas lo requieren; el caso 1 (malla gruesa) no permite un seguimiento tan detallado del frente. El caso 2, que presenta un tiempo de cómputo similar al del caso dinámico, no tiene tan buena resolución. El caso 1 presenta un tiempo de cómputo muy bajo, 436 s, pero un error de 4,6 meses en el tiempo de ruptura y 1,14 % en el factor de recobro.

Figura 98. Saturación de aceite. Modelo de Campo 1, Experimento 1, Casos Base, dinámico, 1 y 2.



Fuente: CMG Suite 2007.11. Results 3D.

Figura 99. Saturación de aceite, Modelo de Campo 1, Experimento 1, Casos Base, dinámico, 1 y 2.



Fuente: CMG Suite 2007.11. Results 3D.

3.8.4. Conclusión experimento 1, Modelo de campo 1. A pesar de que la malla dinámica mostró un-speed de 3,5 en comparación con la malla base y de que mostró reducciones en el error al compararla la malla gruesa (caso 1), su comportamiento no es muy distante del de la malla estática de tamaño de celda 36 ft (caso 2) cuyo tiempo de cómputo es similar. Una reducción de dos meses en el error del el tiempo de ruptura y un mejoramiento en la definición del frente de agua fueron las únicas ventajas de la malla dinámica, frente a la malla estática. A pesar de que la malla dinámica funciona adecuadamente, su uso a esta escala de tamaño de celda no impacta significativamente el error.

3.8.5. Experimento 2. Para el experimento 2 se aumentó la magnitud del tamaño de celda; se simularon cuatro casos; el caso base, enmallado estático con tamaño de celda 54 ft, el caso dinámico con tamaño de celda 54 – 216 ft (parámetro de Amalgamación igual a 4), el caso 1 o malla gruesa, malla estática con tamaño de celda 216 ft y el caso 2, malla estática con tamaño de celda 108 ft cuyo tiempo de cómputo es muy similar al de la malla dinámica.

3.8.6. Resultados Experimento 2. La Tabla 13 resume el experimento y los resultados y las figuras 100 y 101 muestran el factor de recobro y el corte de agua para los casos cuatro. El caso base del experimento 1, malla de tamaño de celda 18 ft, se utilizó como referencia para comparar los resultados.

Tabla 13. Casos simulados en el experimento 2 y resultados. Modelo de campo 1.

CASO	TAMAÑO DE CELDA BASE ft	PARÁMETRO DE AMALGAMACIÓN	TAMAÑO DE CELDA AMALGAMADA ft	TIEMPO DE CÓMPUTO (S.)	ERROR EN EL FACTOR DE RECOBRO (%)	ERROR EN EL TIEMPO DE RUPTURA (MESES)
CASO BASE	54	EST.	EST.	586	0,83	3,4
CASO DINÁMICO	54	4	216	250	1,51	4
CASO 1	216	EST.	EST.	101	2,12	8
CASO 2	108	EST.	EST.	223	1,46	6

FUENTE: El Autor.

El *caso base* de éste experimento tiene un tiempo de cómputo de 586 s. y un error de 0,83 % en el factor de recobro y de 3,4 meses en el tiempo de ruptura. El *caso dinámico* mostró un tiempo de cómputo de 250 s. y el speed-up fue sólo 2,3, lo que confirma la relación entre speed-up y tamaño de celda; a mayor tamaño de celda, menor speed-up. El error de la malla dinámica es de 4 meses en el tiempo de ruptura y 1,51% en el factor de recobro.

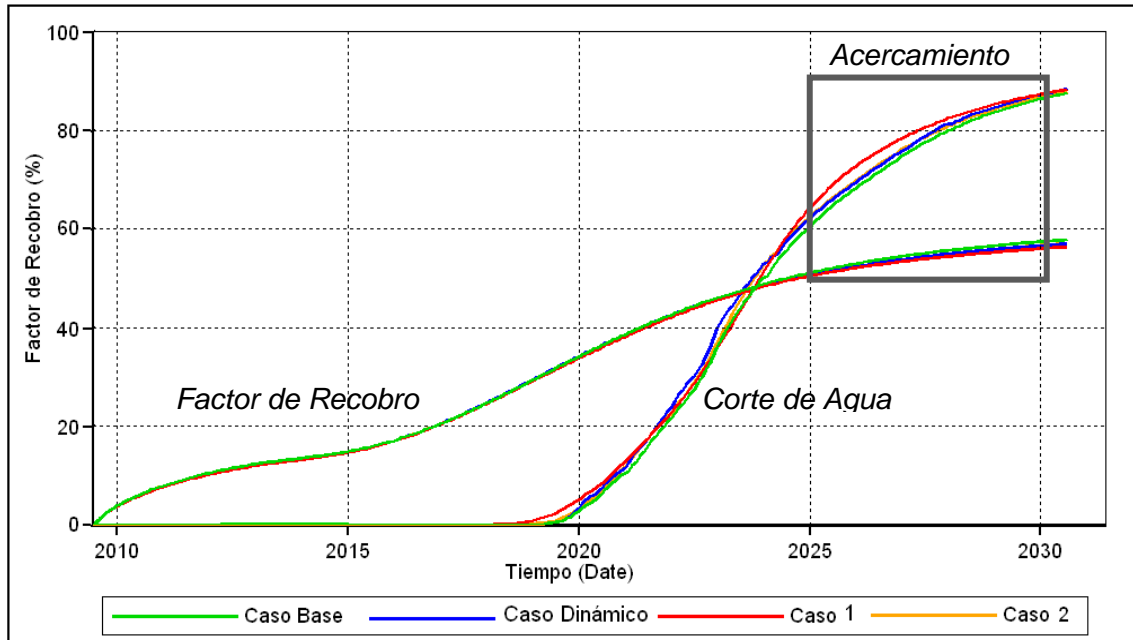
EL caso 2, malla estática de tamaño de celda 108 ft, presenta un tiempo de cómputo de 223 s., muy similar al de la malla dinámica, pero el error en el factor de recobro es menor; 1,46 %. El error en el tiempo de ruptura de esta malla fue de 6 meses, dos meses más que el enmallado dinámico. Esto indica que a esta magnitud de tamaño de celda, la malla dinámica aportó resultados similares a los de la malla estática y no mostró mejorar los resultados. El caso 1 (malla gruesa) mostró un tiempo de cómputo de sólo 101 s. pero los errores en el tiempo de ruptura y en el factor de recobro son 8 meses y 2,12 %.

En las figuras 102 y 103 se observa que el caso dinámico aporta una descripción casi idéntica a la malla base, pero con la diferencia de que no hay un exceso de celdas en zonas innecesarias. El caso 1 tiene un tiempo de cómputo muy bajo pero una descripción bastante deficiente del frente. El caso 2 no describe tan bien el frente como la malla dinámica. En este sentido, se confirma la ventaja de la malla dinámica para describir mejor el frente.

3.8.7. Conclusión del experimento 2, Modelo de campo 1. En este experimento se aumentó el tamaño de celda base a 54 ft. Se confirmó que el speed-up (en este caso 2,3) disminuye cuando la escala de tamaño de celda aumenta. Se compararon los resultados de la malla dinámica con los de una malla estática con un tiempo de cómputo comparable; la malla dinámica mostró errores de 1,51% en el factor de recobro y 4 meses en el tiempo de ruptura mientras que la estática mostró errores de 1,46% y 6 meses, respectivamente.

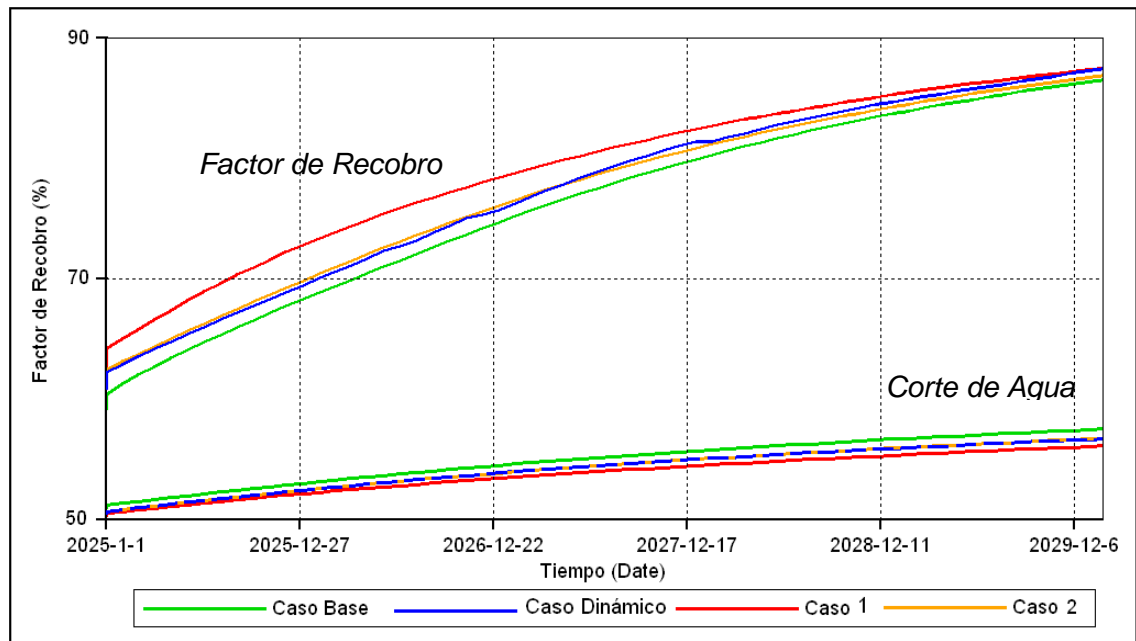
Una ventaja de la malla dinámica es que permitió describir el frente de avance con mayor detalle.

Figura 100. Factor de recobro y corte de agua, Modelo de campo 1. Experimento 2, casos base, 1, 2 y 3.



Fuente: CMG Suite 2007.11. Results Graph

Figura 101. Factor de recobro y corte de agua, Modelo de Campo 1, Experimento 2, casos base, 1, 2 y 3.



Fuente: CMG Suite 2007.11. Results Graph

Figura 102. Modelo de Campo 1, Experimento 2, Casos base, 1, 2 y 3.

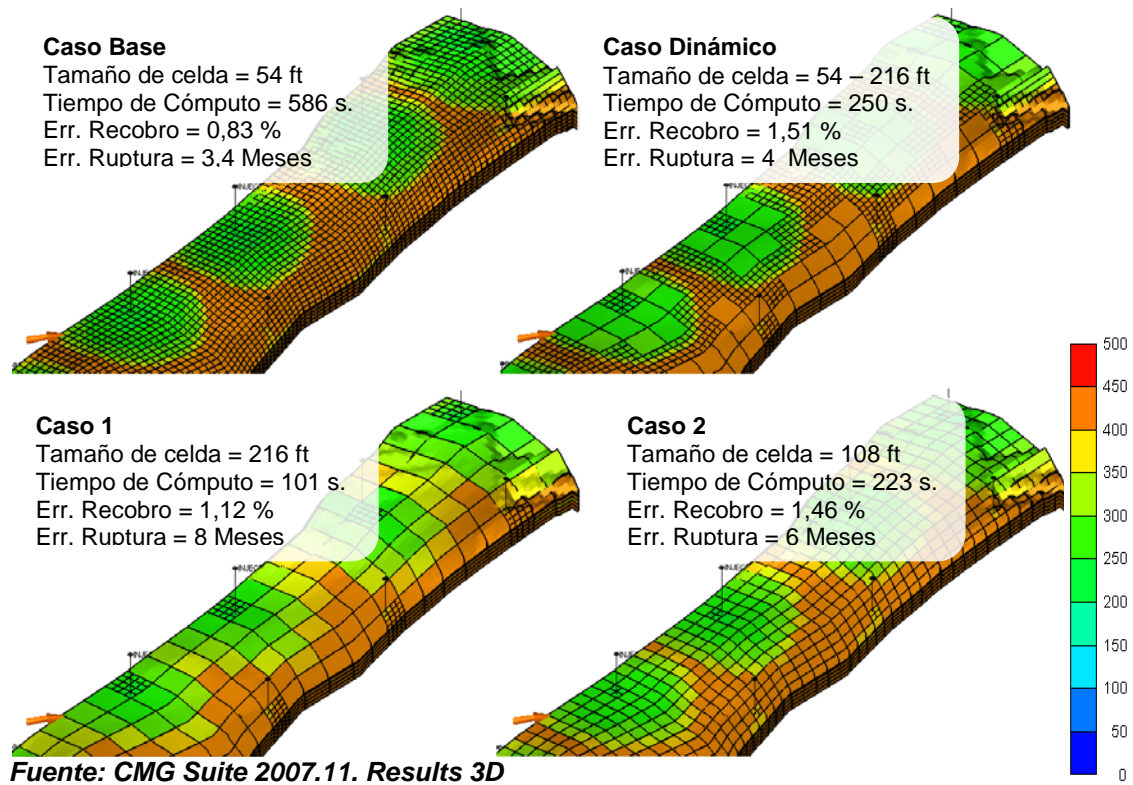
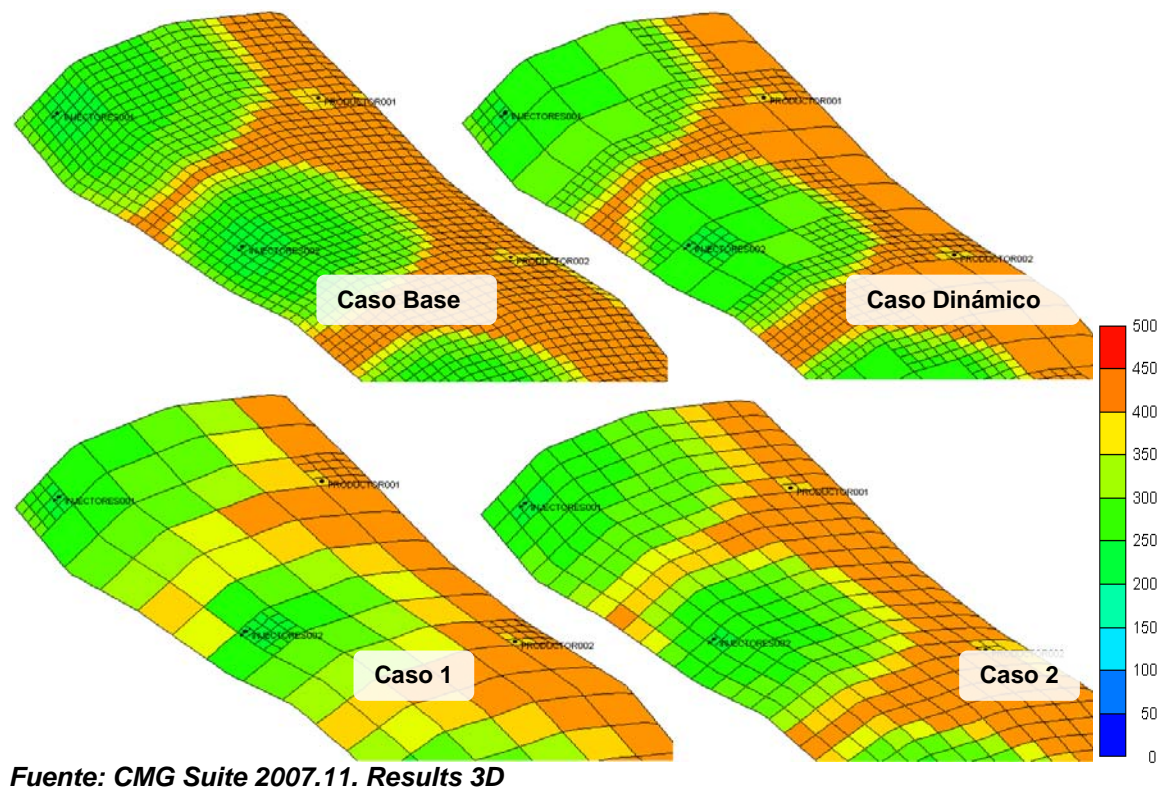
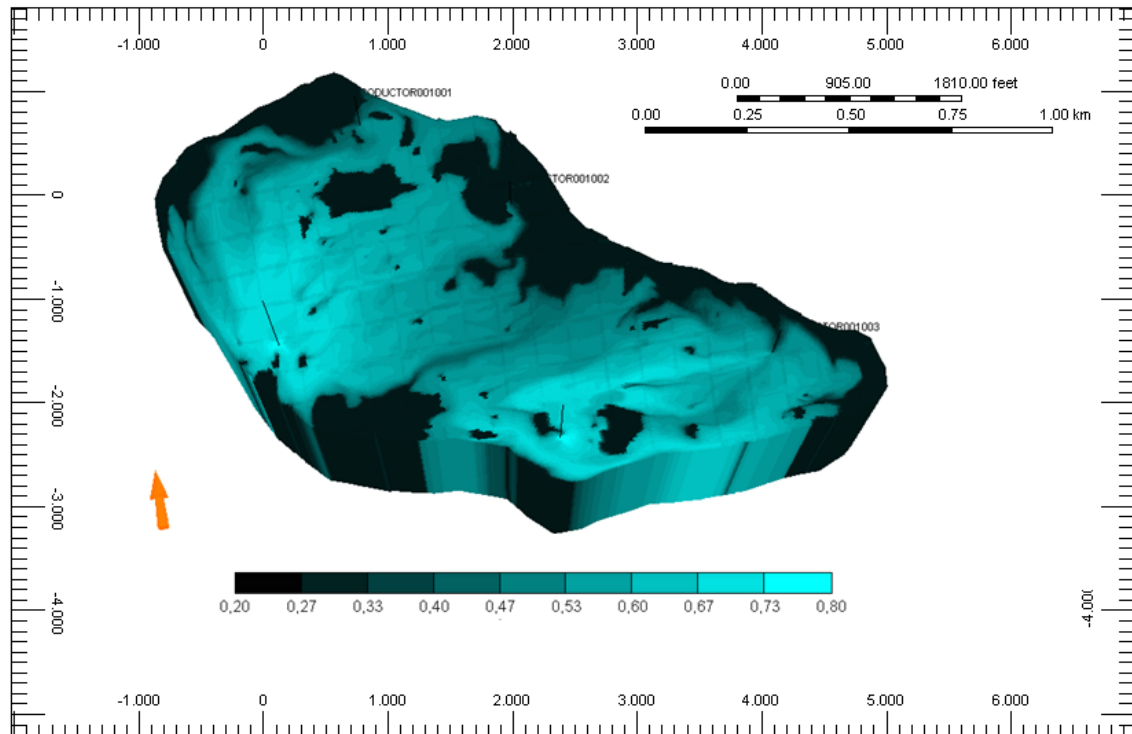


Figura 103. Modelo de Campo 1, Experimento 2, Casos base, 1, 2, y 3.



3.9. MODELO DE CAMPO 2

Figura 104. Modelo de campo 2. Saturación de agua luego de 20 años de inyección.

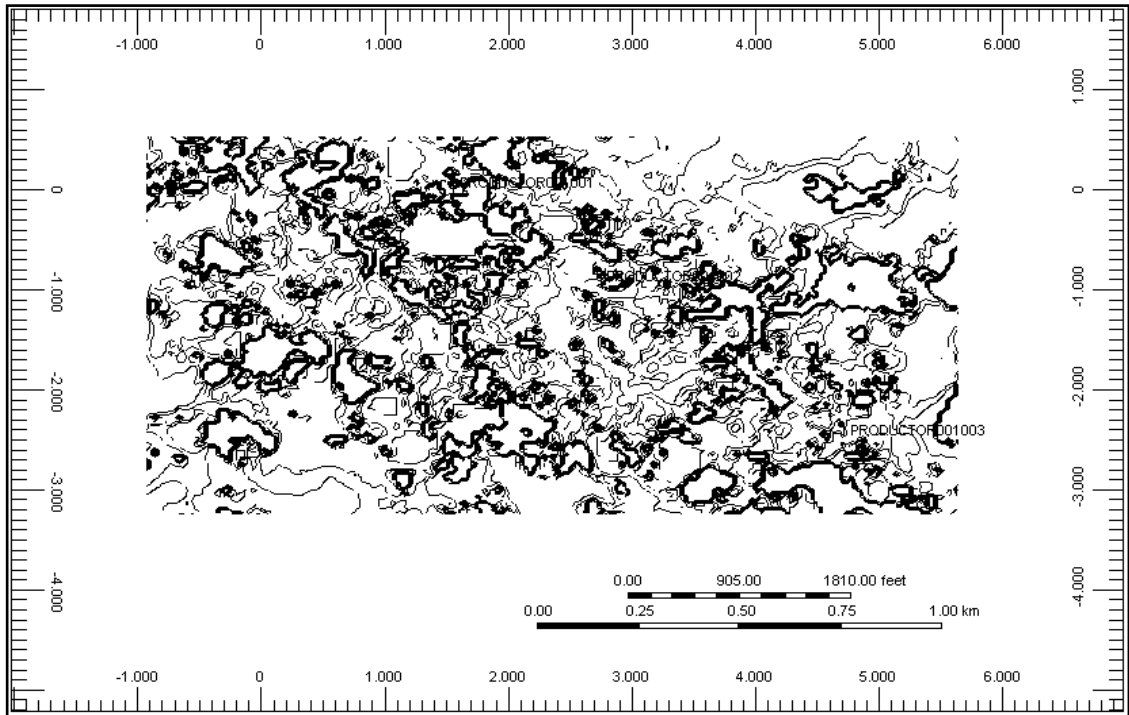


FUENTE: CMG Suite 2007.11. Results 3D

3.9.1. Modelo de Simulación. El modelo de campo 2 es una arena de 40 ft de espesor, con porosidad homogénea de 24% y permeabilidad irregular. La figura 105 muestra el mapa de permeabilidad y la figura 106 muestra el campo de permeabilidad; Ésta varía desde 40 hasta 5000 mD. El tope del Yacimiento varía desde 3500 hasta 3550 ft. El yacimiento estaba inicialmente saturado con un aceite de 22 °API y 12 cP de viscosidad, B_o igual a 1,07 y GOR de 98. La presión inicial es 1800 PSI. La viscosidad del agua de inyección es 0,66 cP y su temperatura 77 °F. 3 Pozos producen en la parte superior del yacimiento con restricción de presión de fondo igual a 200 Psi y restricción de flujo igual a 500 bbl/d máximo. Dos pozos Inyectan agua en línea alterna, 300 bbl/d cada uno y con restricción de presión de 2900 Psi. La figura 109 muestra la tasa de producción de aceite y de agua y la tasa de inyección de agua y la figura 110

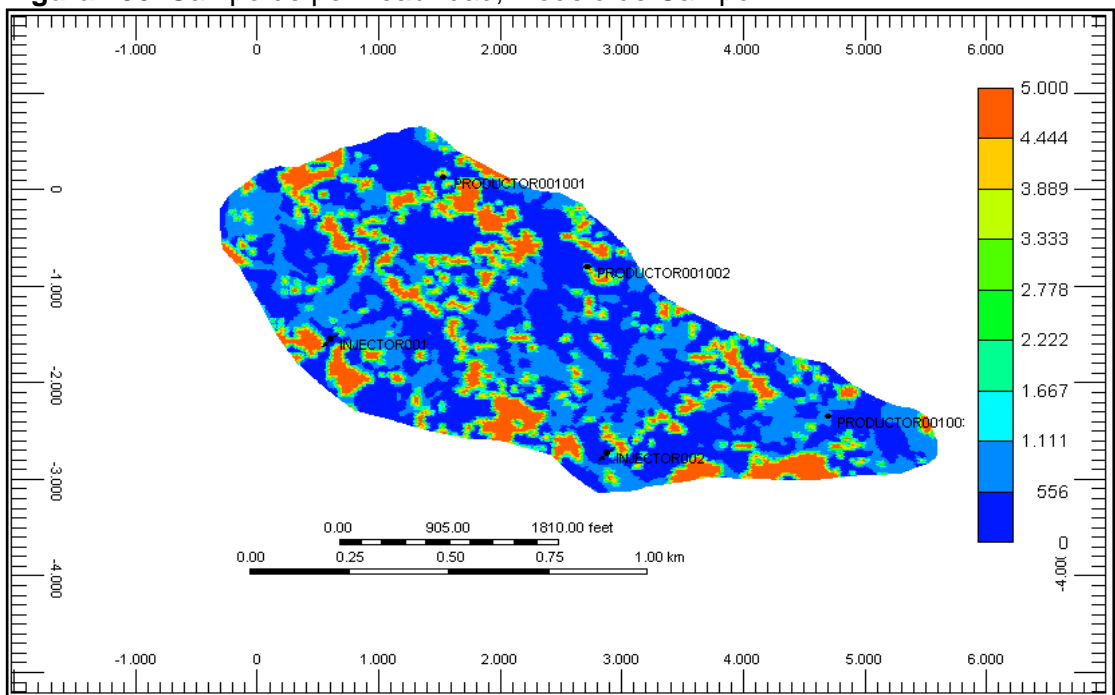
muestra la producción de gas, el factor de recobro y la presión promedio de yacimiento.

Figura 105. Mapa de Permeabilidad utilizado para construir el Modelo de Campo 2.



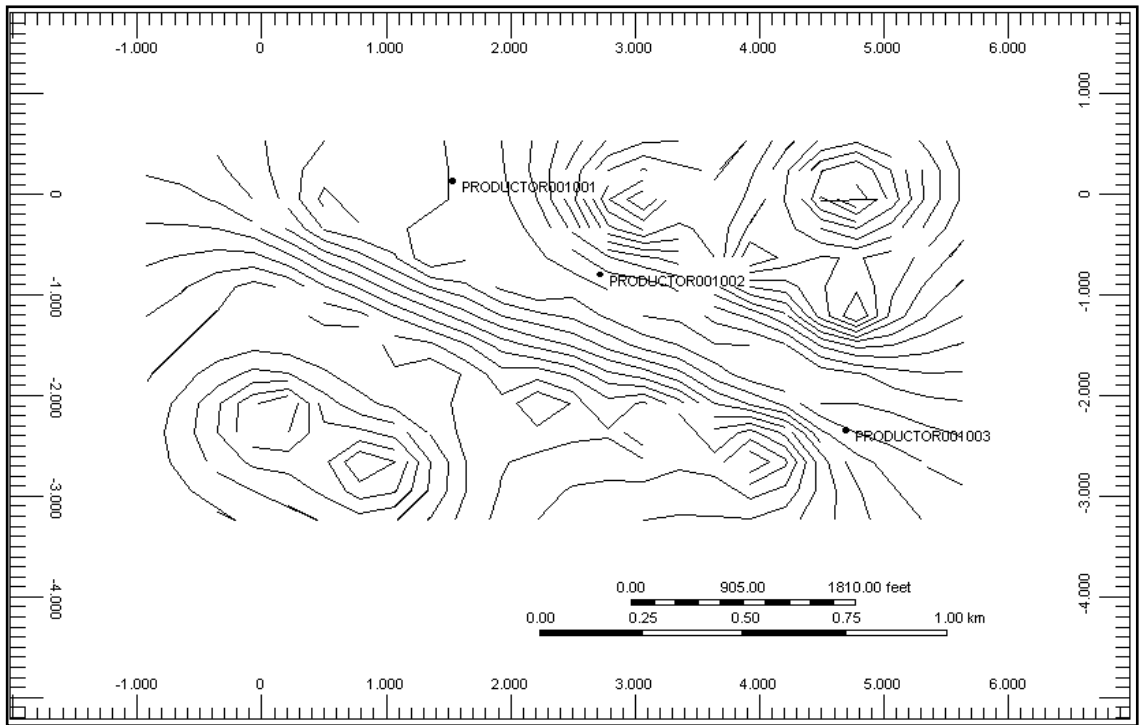
Fuente: CMG Suite 2007.11. Results 3D

Figura 106. Campo de permeabilidad, Modelo de Campo 2.



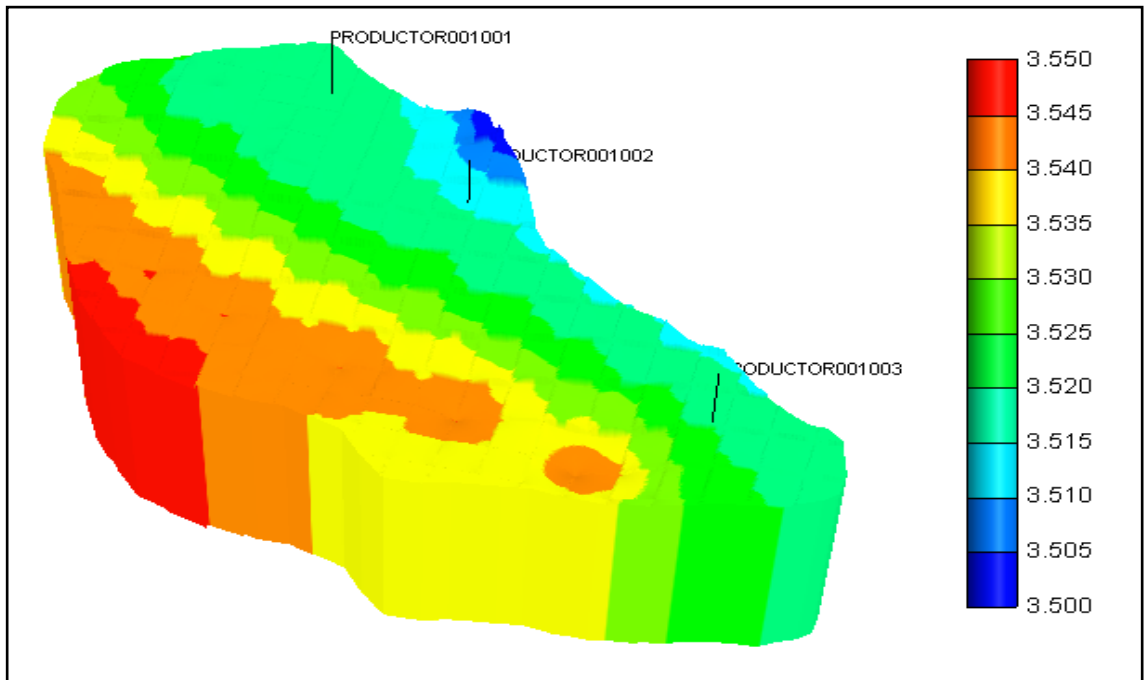
Fuente: CMG Suite 2007.11. Results 3D

Figura 107. Mapa de tope utilizado para construir el Modelo de Campo 2.



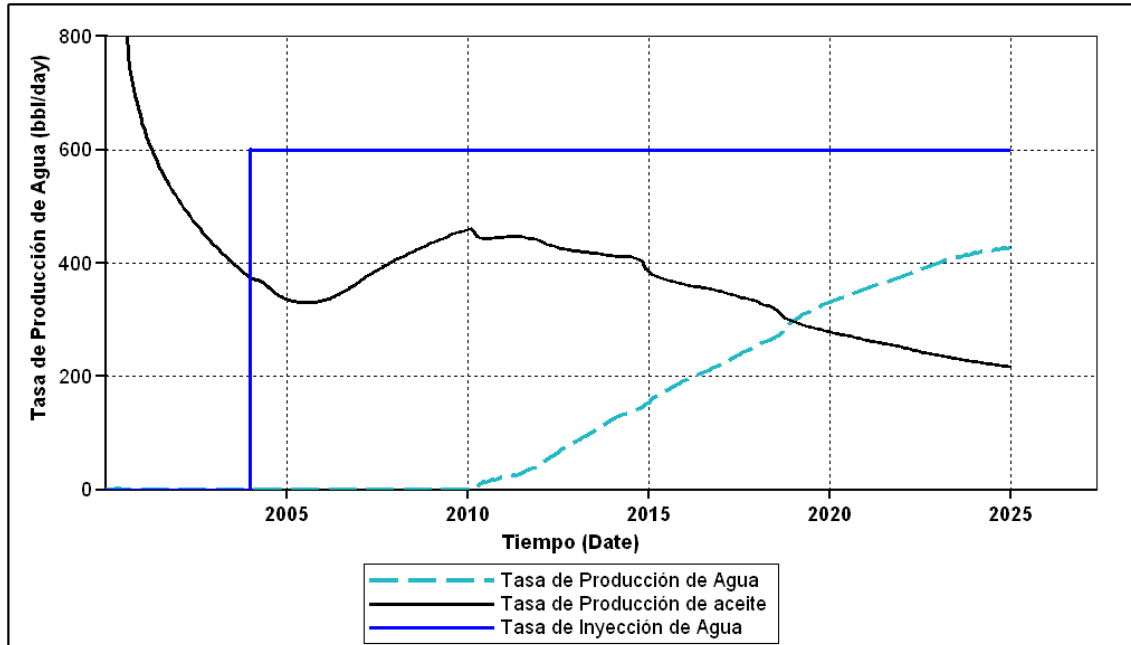
Fuente: CMG Suite 2007.11. Results 3D

Figura 108. Vista 3D del Modelo de Campo 2. Tope.



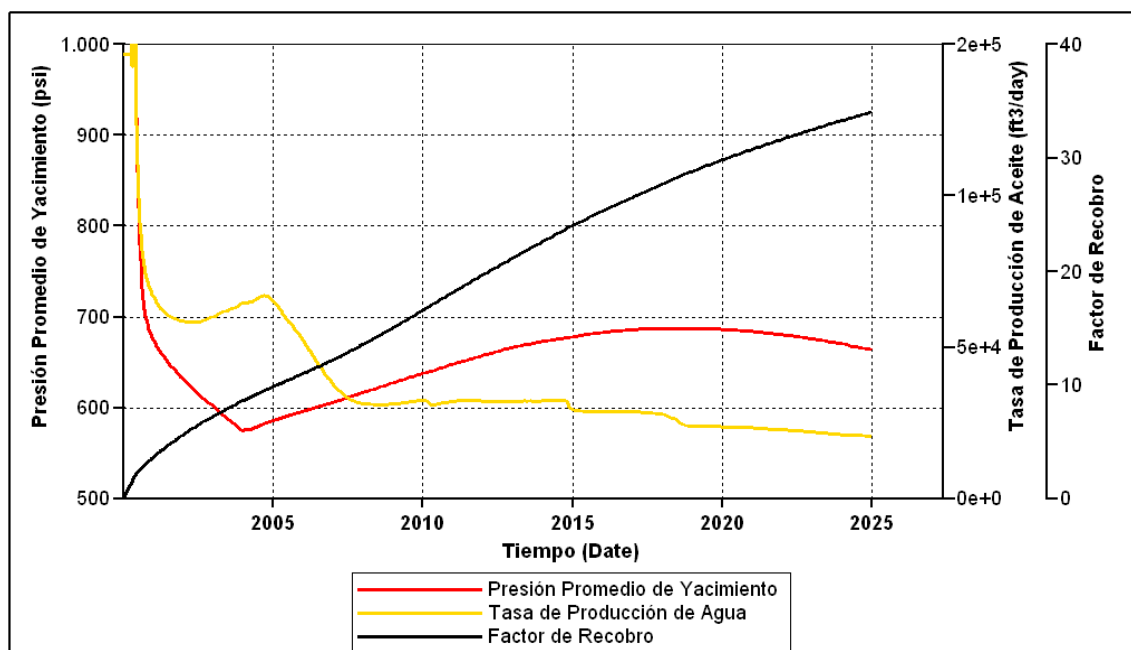
Fuente: CMG Suite 2007.11. Results 3D

Figura 109. Tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y tasa de producción de agua, Modelo de campo 2.



Fuente: CMG Suite 2007.11. Results Graph.

Figura 110. Presión promedio de yacimiento, tasa de producción de gas y factor de recobro, Modelo de campo 2.



Fuente: CMG Suite 2007.11. Results Graph.

3.9.2. Experimento. En este experimento se simularon 7 casos, 6 de ellos estáticos; se utilizó un enmallado estático con tamaño de celda 10 ft (Malla Más Fina) para comparar los resultados. Se construyó la malla base estática con tamaño de celda 30 ft y los casos 1 a 4, mallas estáticas con tamaño de celda 40, 50, 60 y 150 ft. El Caso Dinámico se realizó sobre la malla base de 30 ft y con parámetro de amalgamación igual a 5. La Tabla 14 resume los casos.

Tabla 14. Casos de simulación, Modelo de Campo 1.

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base	Tamaño de celda Amalgamada
Malla Más Fina	Estático	Estático	EST.	10 ft	Estático
Base	Estático	Estático	EST.	30 ft	Estático
Caso 1	Estático	Estático	EST.	40 ft	Estático
Caso 2	Estático	Estático	EST.	50 ft	Estático
Caso 3	Estático	Estático	EST.	60 ft	Estático
Caso 4	Estático	Estático	EST.	150 ft	Estático
Caso Dinámico	5	8		30 ft	150 ft

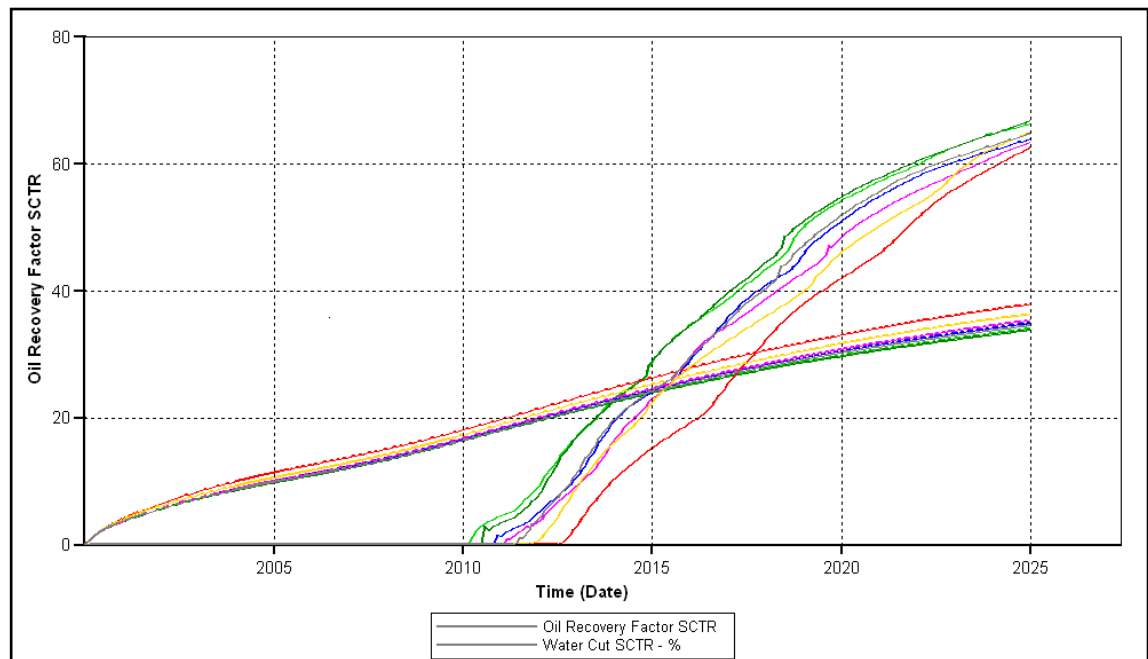
FUENTE: El Autor

3.9.3. Resultados. La figura 111 permite comparar los resultados para todos los casos y la figura 112 muestra el error en el factor de recobro. La figura 113 muestra el error en el tiempo de ruptura.

El tiempo de cómputo del caso dinámico es 256 segundos; comparándolo con el de la malla base, 652 segundos, se obtiene un speed-up de 2,6. Este es un valor pequeño, en comparación con speed-ups de modelos anteriores; la causa es que en este caso el frente es demasiado irregular y un exceso de celdas en el frente es generado.

En la figura 112 se observa que el error en el factor de recobro para el caso dinámico es 1,09 %. El caso 2, malla estática con tamaño de celda 50 ft, muestra un error de 1,34 % y su tiempo de cómputo es 306 segundos, mayor que el de la malla dinámica. Esto quiere decir que la malla dinámica presenta un error en el factor de recobro y tiempo de cómputo menores que la malla estática.

Figura 111. Factor de recobro y corte de agua para todos los casos. Modelo de campo 1.



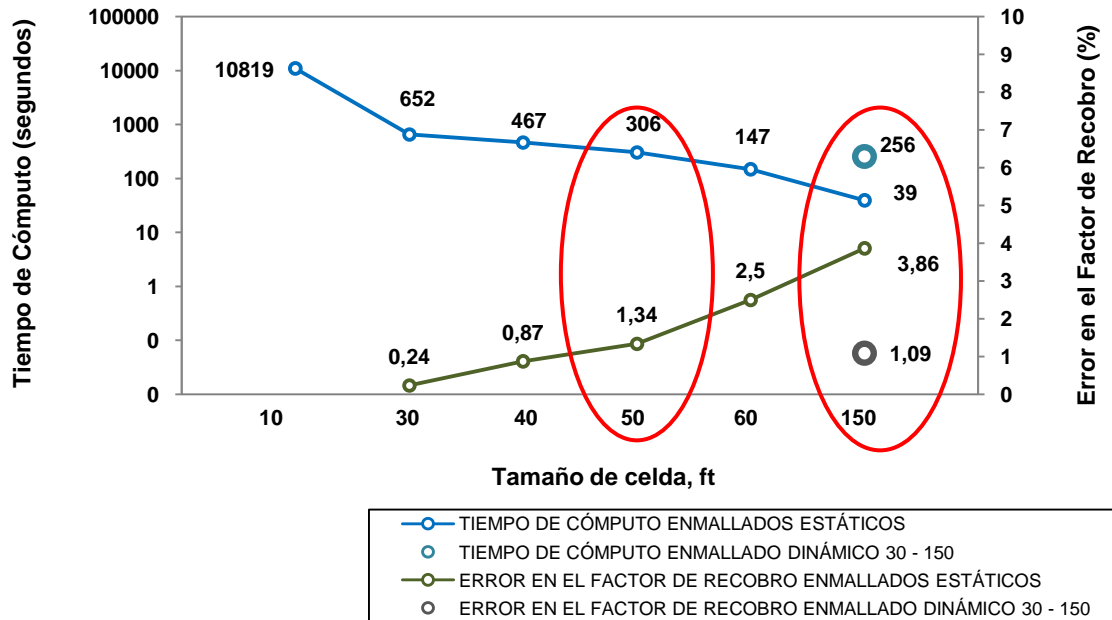
Fuente: CMG Suite 2007.11. Results Graph.

El error en el tiempo de ruptura para el caso 2 es de 12,2 meses. El error del caso dinámico es 15,2 meses. Como el tiempo de cómputo del caso 2 es mayor al tiempo de cómputo del caso dinámico, no se puede sacar una conclusión acertada a simple vista; pero asumiendo un comportamiento lineal del error, por medio de una interpolación entre los casos 2 y 3, es posible calcular un error aproximado que represente aquel de un enmallado con tiempo de cómputo igual al del enmallado dinámico; Este error estaría dado por;

$$\text{Error} = 12,2 + (306 - 256) * (21,3 - 12,2) / (306 - 147) = 14,9 \text{ meses.}$$

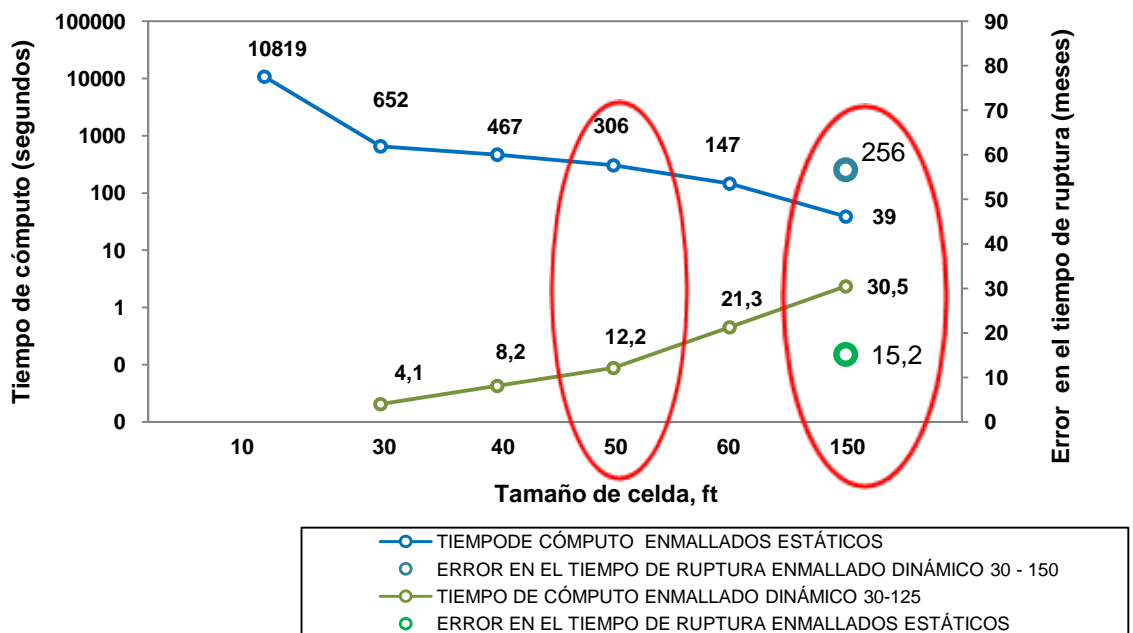
Este resultado de 14,9 meses indica que la malla dinámica no logró mejorar el resultado de la simulación, ya que el error de ésta es 15,2 meses.

Figura 112. Tiempo de cómputo y error en el factor de recobro contra tamaño de celda, todos los casos simulados, Modelo de campo 2.



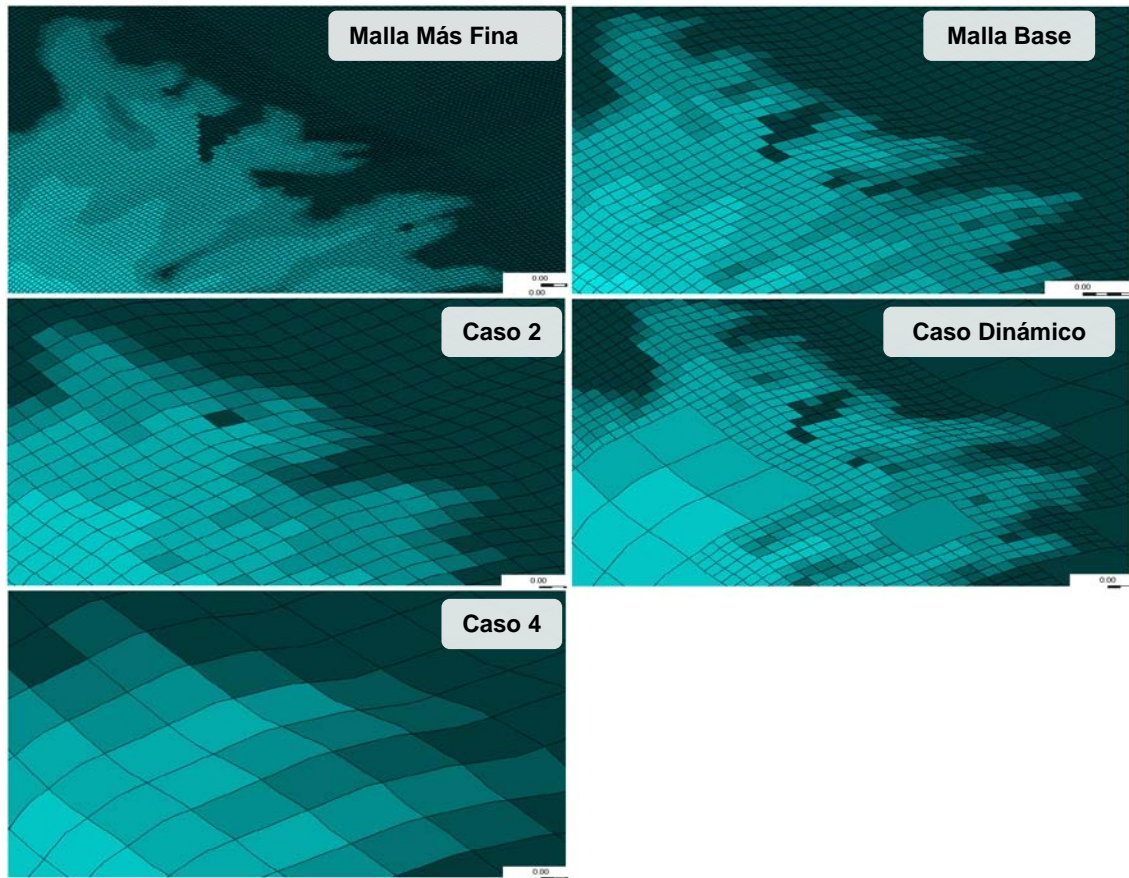
FUENTE: El Autor

Figura 113. Tiempo de cómputo y error en el tiempo de ruptura, contra tamaño de celda, todos los casos simulados, Modelo de campo 2.



FUENTE: El Autor

Figura 114. Modelo de campo 2. Malla más fina, caso base, caso dinámico y casos 2 y 4.



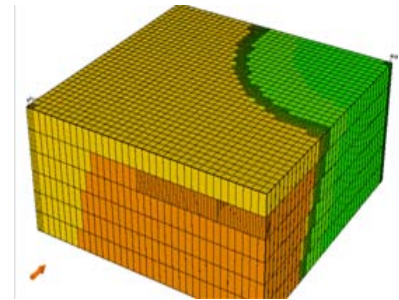
Fuente: CMG Suite 2007.11. Results 3D.

3.9.4. Conclusión, Modelo de campo 2. Se simuló un modelo a escala de campo con una malla dinámica con tamaño de celda base 30 ft y parámetro de amalgamación 150 ft. Se simularon varios casos estáticos y se comparó el comportamiento de la malla dinámica con el de una malla estática que utilizó un tiempo de cómputo cercano; la malla dinámica mostró un error en el factor de recobro más bajo que la estática, pero el error en el tiempo de ruptura fue igual. Se concluye que la malla dinámica no logró mejorar los resultados de la simulación.

4. ANÁLISIS FINAL DE LOS CASOS SIMULADOS

En capítulo se realiza un recuento de todos los casos simulados y se sintetizan las conclusiones más importantes obtenidas a los largo de la realización de este trabajo.

El **capítulo 2** se dedicó al análisis del speed-up y el error por el uso de la malla. Para iniciar el análisis de los parámetros computacionales se construyó un modelo de simulación homogéneo con características típicas de otros modelos de la literatura, el **Modelo de simulación A**, un piloto de 32 acres con dos pozos y 120 ft de



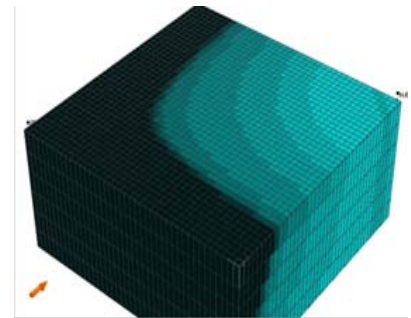
Modelo de simulación A

espesor. La malla base con celdas de tamaño 12X12X20 ft. Sobre esta malla se realizaron 15 casos dinámicos variando el parámetro de amalgamación de 2 a 6 y el NMITERCE con valores de 2, 6 y 10. Se midió el speed-up y el error de todos los casos, con respecto al caso base. El mayor speed-up fue 6,4 y se logró con un valor de parámetro de amalgamación de 5 y NMITERCE igual a 10. Errores representativos son el factor de recobro y la presión promedio de yacimiento; 0,28% y 0,39% respectivamente.

Importantes observaciones con respecto a la aplicación óptima de los distintos parámetros computacionales en la aplicación de la malla furos realizadas; la función de adaptación debe ser calibrada en cada caso; un valor muy alto generará exceso de amalgamación y un valor muy bajo generará exceso de celdas finas. En general, este valor debe ser mayor, cuando el parámetro de amalgamación aumenta. Así mismo debe calibrarse el parámetro de amalgamación con el fin de encontrar el valor óptimo el cual permite la mayor reducción en el número total de celdas. Si se utilizan valores mayores, los grupos de celdas sin amalgamar en el frente serán demasiado grandes, aumentando el tiempo de cómputo. El NMITERCE impactó fuertemente el

speed-up y poco el error. Sin embargo, no se esperan mayores reducciones en el tiempo de cómputo al exceder el valor de 10 ya que esto significaría una mala descripción del frente. Se concluyó entonces que con una buena aplicación de la malla dinámica, en las condiciones de malla y modelo descritas anteriormente, se pueden conseguir reducciones con respecto a la malla base de hasta 6 veces y sin sobrepasar en 0,5 % el error en las propiedades más importantes.

Seguidamente se construyó el **Modelo de simulación B** igual al anterior, pero discretizado en celdas de tamaño 30X30X20 ft. El experimento se realizó idénticamente. El speed máximo fue 4,5 con un parámetro de amalgamación de 4 y NMITERCE igual a 10.



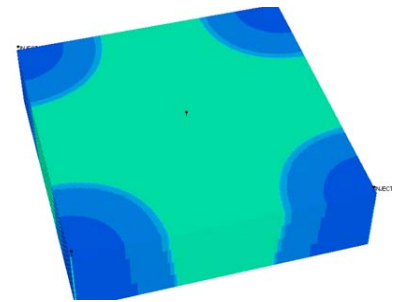
Modelo de simulación B

Se verificó que el parámetro de amalgamación óptimo y el speed-up se redujeron con el aumento del tamaño de celda; esto se debe a que la relación entre el número de celdas que permanecen finas en el frente y aquellas que pueden ser amalgamadas en los alrededores, es mayor. La función de adaptación utilizada fue, en general, mayor. El error en el factor de recobro fue 0,47% y 0,57% en la presión promedio y en ningún caso fue mayor a 0,9%. Se concluyó que la aplicación de enmallado dinámico para modelos homogéneos en condiciones normales, puede reducir el tiempo de cómputo de la malla base en factores que van de 4 a 6 si se realiza una buena aplicación del enmallado dinámico y que no se esperan errores por su uso mayores a 1% en todas las variables.

El **capítulo 3** se dedicó a evaluar la eficiencia de la malla dinámica frente a mallas estáticas con tiempos de cómputo similares. Se empleó el **Modelo de simulación B** y adicionalmente se realizaron simulaciones estáticas con tamaños de celda 60, 90, 120, 150 y 180 ft. Se construyó una malla con tamaño de celda 10X10X20ft para cotejar los resultados. A pesar de funcionar adecuadamente, la malla dinámica no mostró eficiencia puesto que se encontró

que la malla estática con tamaño de celda 60 ft tuvo un error en el factor de recobro igual, pero empleando un tiempo de cómputo levemente menor. Esto se debe a que el error de las mallas estáticas con mayores tamaños de celda es bajo, porque la magnitud del fenómeno físico permite describirlo apropiadamente con tamaños de celda grandes. Adicionalmente, se trata de frentes uniformes, lo cual favorece la simulación con mayores tamaños de celda al no existir frentes con formas complejas que requieran detalle.

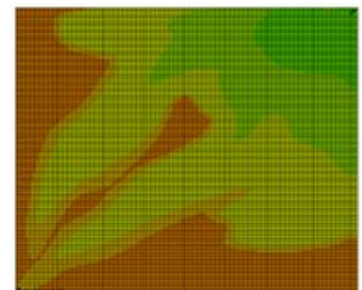
Para verificar este comportamiento, se construyó el **Modelo de simulación C**, un piloto de inyección de cinco puntos normal con un área de 132 acres y tamaño de celda 40X40X20 ft, Se aumentó el tamaño de celda para observar si esto introducía un error en las mallas estáticas que pudiera significar una



Modelo de simulación C

ventaja para la malla dinámica; El speed-up máximo alcanzado fue de sólo 3; esto verifica que el speed-up se reduce al aumentar el tamaño de celda. La malla dinámica más veloz mostró un error de 0,7% en el factor de recobro y de 1 mes en el tiempo de ruptura; la malla estática con tamaño de celda 80 ft tuvo errores de 0,6% y 1 mes respectivamente, pero utilizó un tiempo de cómputo menor; esto demuestra que aunque la malla dinámica funciona adecuadamente, no es eficiente en procesos de inyección de agua en yacimientos homogéneos.

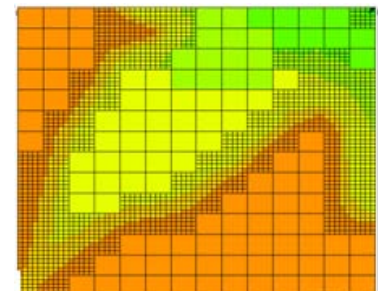
Para evaluar el comportamiento de la malla dinámica en un frente irregular, se construyó un piloto de inyección de 42 acres con permeabilidad irregular y viscosidad del aceite 50 cP, el **Modelo de simulación D**. El tamaño de celda del modelo base es 30 ft y se realizaron simulaciones con parámetro de amalgamación de 2, 3, 4, 5 y 6 y NMITERCE igual a 6. La malla dinámica más



Modelo de simulación D

rápida presentó un speed-up de 3,6 con un parámetro de amalgamación de 4 y errores en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura de 1,2% y 6 meses, respectivamente, empleado un tiempo de cómputo de 50 segundos. La malla estática con tamaño de celda 60 ft mostró un error de 1,4% y 7 meses en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura, empleando un tiempo de 45 segundos. Esto indicó que la malla estática y la dinámica tuvieron igual comportamiento y que la ventaja de la malla dinámica fue la precisión en la descripción de la geometría del frente de avance.

Seguidamente se construyó el **Modelo de simulación E** con permeabilidad heterogénea y mayor grado de canalización para generar un frente de avance no uniforme. Se realizaron dos experimentos diferentes; ambos con cuatro casos de simulación. El primer experimento con un aceite de



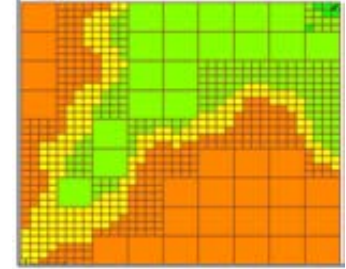
Modelo de simulación E

viscosidad 2,5 cp. Se utilizó una malla base de 15 ft, un caso dinámico con parámetro de amalgamación 5, y dos casos estáticos con tamaños de celda 30 y 75 ft. El caso dinámico tuvo un tiempo de cómputo de 108 segundos y errores de 0,1% y 2 meses en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura. El caso estático con tamaño de celda 30 ft tuvo un tiempo de cómputo de 83 segundos y errores de 0,3% en el factor de recobro y 4 en el tiempo de ruptura. Esto hace que las mallas estática y dinámica tengan comportamientos comparables.

El segundo experimento se realizó de manera similar al primero, pero en este caso se utilizó una viscosidad de aceite de 50 cP para afectar la relación de movilidad. En este caso la malla dinámica presentó errores de 0,1% y 1 mes en el factor de recobro y el tiempo de ruptura y la malla estática tuvo errores de 0,4% y 5 meses respectivamente; los tiempos de cómputo fueron 90 y 98 segundos. Esto indica que la malla dinámica permitió la mejor descripción en el menor tiempo de cómputo. Esto se debe a la irregularidad del frente; al tratarse

de un frente irregular, la descripción debe hacerse con mallas de pequeño tamaño.

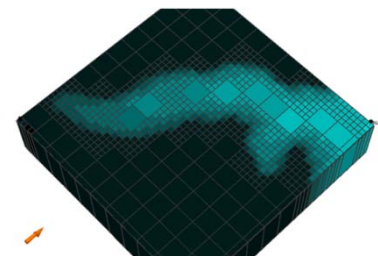
EL **Modelo de simulación F** es un piloto cuyo campo de permeabilidad simula un canal de flujo preferencial de 800 mD. El aceite tiene una viscosidad de 12,2, cP y el modelo tiene un área de 22 acres. Se utilizó una malla base de tamaño de celda 30 ft, casos dinámicos con parámetros de amalgamación iguales a 2, 3, 4,



Modelo de simulación F

5 y 6 y casos estáticos con tamaño de celda 60, 90, 120,150 y 180 ft. Adicionalmente una malla fina con tamaño de celda 10 ft para comparar los resultados. La malla dinámica más rápida alcanzó un speed-up de 3,1 utilizando un parámetro de amalgamación de 3; el error de esta malla fue 1,5% en el factor de recobro y 5 meses en el tiempo de ruptura. La malla estática con tamaño de celda 60 ft utilizó exactamente el mismo tiempo de cómputo pero tuvo errores de 1,7% y 10 meses respectivamente; eso significa que la opción optima es la malla dinámica ya que utilizando el mismo tiempo de cómputo logró reducir en 5 meses el error en el tiempo de ruptura. Esto es porque el frente tiene una forma irregular que es mejor descrita por una malla fina que por una gruesa; la malla dinámica tiene esta ventaja.

Se aumentó el nivel de canalización con el Modelo de simulación G cuya permeabilidad representa un canal de flujo preferencial de 5000 mD. Este tiene un área de 45 acres y el aceite tiene 12 cP de viscosidad. El experimento se llevó a cabo de la misma forma que en el caso

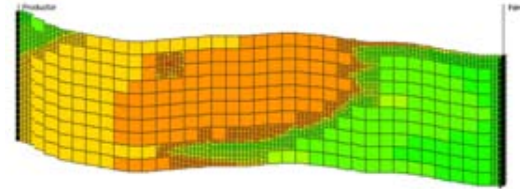


Modelo de simulación H

pasado; el máximo speed-up fue 3,1 que se logró aplicando un parámetro de amalgamación de 4 y tuvo errores de 1,7% Y 5,6 meses mientras que la malla estática con tamaño de celda 60 ft mostró un tiempo de cómputo similar, pero

errores de 2,4% y 10 meses. Esto indica que la malla dinámica fue la opción más eficiente al tener mejores resultados y el mejor tiempo de cómputo.

Para probar el enmallado a nivel vertical, se construyó el **Modelo de simulación H**. Se trata de una sección transversal de 200 ft de espesor y 1260 ft de largo; la permeabilidad vertical y horizontal

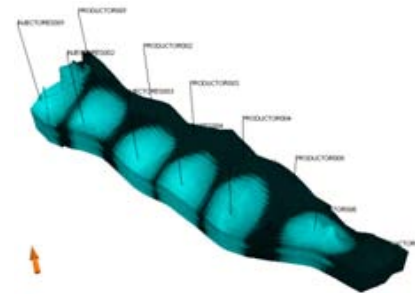


Modelo de simulación H

se varió por capas, con lo cual se simularon arenas de mayor permeabilidad. Se construyó una malla base con celdas de 9 ft de largo X 5 ft de espesor. Se realizaron simulaciones dinámicas sobre la malla base y también simulaciones estáticas con diferente tamaño de celda. La malla dinámica más rápida logró un speed-up de 3,6; un tiempo de cómputo de 110 segundos y errores de 0,7% en el factor de recobro y 2 meses en el tiempo de ruptura, utilizando un parámetro de amalgamación de 4. Sin embargo, la malla estática con tamaño de celda 18X10 ft logró errores de 0,4% en el factor de recobro y 1 mes en el tiempo de ruptura; en un tiempo de 94 segundos. Esto indica que la aplicación de enmallado dinámico no es eficiente para simular procesos de inyección de agua en capas de diferente permeabilidad; utilizar una malla estática con un tamaño de celda un poco mayor al de la malla base reduce, drásticamente el tiempo de cómputo, sin afectar demasiado los resultados. El enmallado dinámico permite reducir el tiempo de cómputo de la malla base, pero el speed-up difícilmente sobrepasará un factor de 4. En cambio, realizar una simulación estática aumentando ligeramente el tamaño de celda permite reducciones importantes del tiempo de cómputo con bajo compromiso del error.

El último paso de este trabajo fue aplicar el enmallado dinámico a una simulación de campo; Se utilizó un modelo de campo de la literatura, **Modelo de campo 1** y las propiedades del fluido se cambiaron para que correspondieran a las típicas en un proceso de inyección de agua; El área es 170 acres y el aceite tiene una viscosidad de 2,2 cp. Las cuatro capas del

modelo cuentan con capas de permeabilidad y porosidad. Se realizaron dos experimentos; ambos con cuatro casos de simulación. El primer experimento con una malla base con tamaño de celda 18 ft, una malla dinámica con parámetro de amalgamación 4 y dos casos estáticos con tamaños de celda 36 ft y 72 ft. La malla dinámica presentó un speed-up de 3,5, un tiempo de cómputo igual a 3166 segundos y errores de 0,43% y 0,6 meses en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura, respectivamente. La malla estática con tamaño de celda 36 ft presentó un tiempo de cómputo de 2738 segundos y errores de 0,59% y 2,6 meses, en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura. Esto indica un comportamiento muy similar para ambas mallas, con una leve ventaja para la malla dinámica.

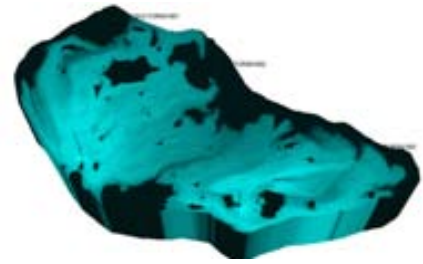


Modelo de campo 1.

En el segundo experimento se aumentó el tamaño de la celda base a 54 ft. El caso dinámico con parámetro de amalgamación 4 mostró un speed-up de 2,3, tiempo de cómputo de 250 segundos, error en el factor de recobro de 1,51% y en el tiempo de ruptura de 4 meses. La malla estática con tamaño de celda 108 ft presentó un tiempo de cómputo de 223 segundos y errores en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura de 1,46 % y 6 meses. En este caso la malla dinámica tiene un error menor en el tiempo de corte pero levemente mayor en el factor de recobro. Esto permite concluir que la aplicación de enmallado dinámico a procesos de inyección de agua funciona correctamente pero no muestra la eficacia suficiente como para recomendarla de manera categórica, o en todos los casos.

Por último, se construyó un **Modelo de campo 2** con permeabilidad irregular y con aceite de viscosidad 12 cp. En este experimento se simularon 7 casos estáticos y sólo uno dinámico. La malla base con tamaño de celda 30 ft; casos estáticos con tamaños de celda 40, 50, 60 y 150 ft, una malla fina con tamaño de celda 10 ft (para comparar los resultados) y un caso dinámico con tamaño de

amalgamación 5 y NMITERCE igual a 8. La malla dinámica tuvo un tiempo de cómputo de 256 segundos, speed-up igual a 2,4, error en el factor de recobro de 1,09 % y en el tiempo de ruptura de 15,2 meses. La malla estática con tamaño de celda 50 ft



Modelo de campo 1.

tuvo un tiempo de cómputo de 306 segundos y errores de 1,34% y 12,2 meses, en el factor de recobro y en el tiempo de ruptura. El enmallado estático tiene un tiempo de cómputo y un error en el factor de recobro más altos que el enmallado dinámico lo cual indica que en este sentido la malla dinámica presentó mejor desempeño; no obstante, el error en el tiempo de ruptura fue menor. Para comparar adecuadamente se realizó una interpolación para la calcular el error en el tiempo de ruptura asociado al enmallado estático con un tiempo de cómputo igual al del dinámico; el resultado fue 14,9 meses, casi igual al del enmallado dinámico. El speed-up logrado en este modelo fue muy bajo porque el frente tiene una forma muy irregular, provocando un exceso de celdas finas.

Con este último modelo se demostró que la malla dinámica tiene un funcionamiento adecuado, pero no es contundente al compararla con mallas estáticas de diferente tamaño de celda y por lo tanto, su eficiencia es muy condicionada.

5. METODOLOGÍA GENERAL PARA LA APLICACIÓN DEL ENMALLADO DINÁMICO Y MANUAL DE APLICACIÓN EN STARS

A pesar de haberse comprobado en esta tesis que la simulación de procesos de inyección de agua con mallas dinámicas no ofrece grandes ventajas, esta tecnología ha sido exitosamente probada en trabajos previos para aplicaciones a procesos térmicos y en general procesos EOR. Por ello, se presenta en este trabajo una metodología general de aplicación y manual de aplicación en STARS.

5.1. METODOLOGÍA GENERAL DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ENMALLADO DINÁMICO

En primer lugar, se recomienda utilizar la técnica a procesos con frentes móviles de pequeño espesor, como combustión in situ, VAPEX o inyección de vapor o solventes.

Una vez establecido la malla base de simulación, debe probarse con diferentes parámetros de amalgamación para encontrar aquel óptimo. Aunque lo mejor es probar de 3 a 6, se recomiendan los valores 4 y 5. Cada vez que utilice un parámetro de amalgamación, deberá probar con varios valores de función de adaptación. La función de adaptación depende del proceso; gradientes térmicos en el caso de procesos térmicos, o gradientes de saturación o composición molar, en caso de simulaciones composicionales. O ambas, si es el caso. Para ajustar la función de adaptación debe realizar un chequeo de la malla; debe revisar que no existan ni más, ni menos celdas de las necesarias para describir el frente; si existen demasiadas celdas, utilice un valor mayor y viceversa. Una vez definidos los modelos dinámicos, escoja aquel que utilice el menor tiempo. Por último, active la opción de NMITERCE con in valor de 8 o 10 (recomendado). Los pasos se pueden resumen a continuación:

1. Defina la malla de simulación base con el tamaño de celda con el que desea que el frente sea descrito. Aunque esto tiene gran influencia sobre el error, tiene una mayor influencia sobre el tiempo de cómputo; recuerde que la malla dinámica sólo podrá reducir el tiempo de la malla base en un factor de entre 3 y 5.
2. Realice una simulación estática y guarde los resultados.
3. Encuentre el parámetro de Amalgamación Óptimo; para ello, utilice los valores 3 a 6; Sin embargo se recomienda usar un valor de 4 o 5; Si lo desea, puede utilizar sólo estos dos valores. Este Parámetro tiene una gran influencia sobre el tiempo de cómputo.
4. Cada vez que utilice un Parámetro de Amalgamación nuevo, ajuste el valor de la Función de Adaptación; Use 0,1 como valor inicial para cambios de saturación y para simulaciones composicionales y un valor de 10 para cambios térmicos. Las opciones que tiene para este parámetro son;
 - Saturación
 - Fracción Molar Global
 - Fracción Molar de la Fase Gas
 - Fracción Molar de la Fase Aceite
 - Fracción Molar de la Fase Agua
 - Temperatura

Chequee los resultados gráficamente; si hay un exceso de celdas finas, aumente la Función de Adaptación; si hay falta de refinamiento en el frente, utilice un valor más bajo; Ajuste el valor hasta que el frente sea adecuadamente descrito. Este parámetro afectará los resultados y no debe utilizarse para causar una reducción en el tiempo de cómputo.

5. Active un valor para el Número Mínimo de Intervalos de Tiempo entre Revisiones para Cambio de Enmallado; utilice un valor de 6, 8 u 10; si utiliza un valor de 8 o 10, chequee los resultados. El valor que use tendrá un gran impacto sobre el tiempo de cómputo y bajo impacto sobre el error.

5.2. MANUAL DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ENMALLADO DINÁMICO EN EL SOFTWARE DE SIMULACION STARS

El Software STARS de CMG tiene disponible la opción de enmallado dinámico desde su versión 2005. Para emplear esta opción, siga los siguientes pasos.


1. En el menú **Numerical** seleccione la opción **Dynamic Grid Regions**). Se activará la ventana para especificaciones de las regiones dinámicas (figura 48).
2. De click en el botón  ubicado en la parte superior; seleccione la opción **NEW**; se desplegará la ventana para especificación de la fecha de aplicación del enmallado dinámico y de especificación de Sub-Keyword (ver figura 48).
3. En la ventana desplegada, utilice la opción **Date/Time** para declarar la fecha de inicio de aplicación del enmallado dinámico.
1. En la misma ventana despliegue el menú **Sub-Keyword** y seleccione la opción **AMALGAMATE**. De clic en el botón **OK**.
2. Active la opción **Conditional on tolerances**.

Figura 115. Ventana para especificaciones de las regiones dinámicas.

Esta barra indica la **Keyword** activa

La opción **New** activará la ventana para la especificación de la nueva **Keyword** dinámica

La opción **Conditional on Tolerances** activa la revisión dinámica de la malla

En la columna **Tolerance**, especifique el valor de la Función de Adaptación

En la opción **Amalgamation Block Size** especifique el **Parámetro de Amalgamación** en las direcciones X, Y y Z

El botón **Add Entire Grid** permite aplicar la opción dinámica a toda la malla

Active estas opciones para evitar amalgamación de zonas con geometría compleja o con pozos activos

Select Regions for Dynamic Grid
 AMALGAMATE 2009-07-01 (0.00 day)

Switching Threshold
 Static
 Conditional on tolerances

Property	Tolerance
Saturation	0.12
Gas Mole Fraction	
Oil Mole Fraction	
Water Mole Fraction	
Global Mole Fraction	
Temperature	
Enthalpy	

Amalgamation Block Size: NX 4 NY 4 NZ 1

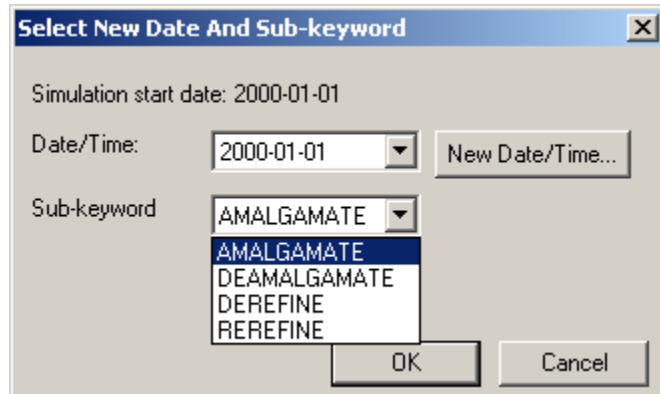
Regions

Block Range
1 1:420 1:65 1:4

Don't amalgamate regions with complex geology (faults, flow barriers)
 Don't amalgamate regions containing wells

Buttons: OK, Cancel, Apply, Help

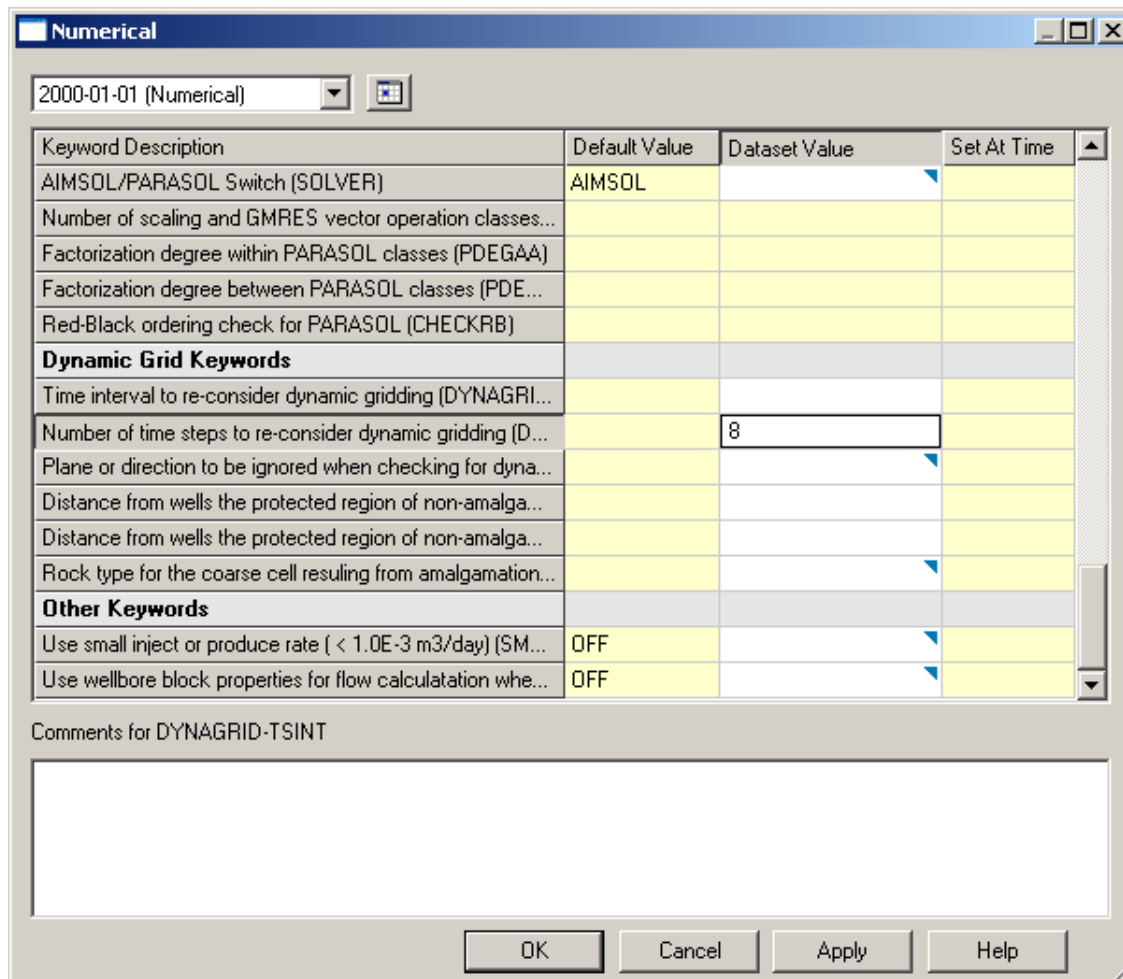
Figura 116. Ventana para especificación de la fecha de aplicación del enmallado dinámico y de especificación de Sub-Keyword



3. En la columna **Tolerance**, ingrese el valor de de la Función de Adaptación en la propiedad correspondiente. Puede especificar varias a la vez.
4. En la opción **Amalgamation Block Size**, especifique el valor del Parámetro de Amalgamación en cada dirección; NX, NY y NZ. Estos pueden ser diferentes.
5. En la Sección **Regions** se encuentran los botones **Add Entire Grid** y **Add Selected Blocks**; Oprimiendo sobre el primer botón aplica el enmallado dinámico a todo el yacimiento y oprimiendo sobre el segundo puede aplicar el enmallado dinámico a secciones aisladas del yacimiento.
6. Asegúrese de tener activas las opciones **don't amalgamate regions with complex geology (faults, flow barriers)** y **Don't amalgamate regions containing Wells**. Estas opciones impiden la amalgamación de zonas conteniendo pozos o geometrías complejas como fallas o barreras de flujo.
7. De clic en el botón **Aplicar** y luego en **OK**.

8. En el menú **Numerical** seleccione la opción **Timestep Control...** Se activará la ventana para Keywords de control Numérico (ver figura 49).

Figura 117. Ventana para ingreso de Keywords de control numérico.



9. En la columna **Dataset Value**, en la opción **Number of Time steps to re-consider dynamic gridding (DYNAGRID-TSINT)**, especifique el valor de Número Mínimo de Intervalos de Tiempo entre Revisiones para Cambio de Enmallado.

10. De clic en el botón **Aplicar** y después en **OK**. Guarde los cambios.

CONCLUSIONES

La literatura afirma que el enmallado dinámico ofrece reducciones en el tiempo de cómputo a la vez que mejora los resultados de la simulación; no se ha encontrado mucha la literatura con respecto a la aplicación de enmallado dinámico a procesos de inyección pero dentro de lo que se encontró se afirma que las mallas dinámicas permiten mejorar la descripción del frente y reducir los tiempos de cómputo. Este trabajo se realizó con el fin de investigar los alcances del enmallado y de verificar su aplicabilidad. En este trabajo se investigó la eficiencia de la técnica en diferentes tipos de modelos de inyección de agua. En una primera parte, se estudió la influencia de los parámetros computacionales en la aplicación de enmallado dinámico. En la segunda parte se comparó el desempeño de la malla dinámica con mallas estáticas de distintos tamaños de celda. Las conclusiones de este trabajo son las siguientes:

1. La aplicación óptima del enmallado dinámico requiere el conocimiento y uso apropiado de los diferentes parámetros involucrados. Esto es:
 - A. Parámetro de Amalgamación.** En cada caso de simulación existe un valor óptimo de parámetro de amalgamación, el cual permite una reducción máxima del número total de celdas. Este valor óptimo depende exclusivamente de la relación entre el número de celdas ocupadas por el frente de avance y el número total de celdas del modelo. Toda variable que afecte esta relación, afectará el parámetro de amalgamación óptimo; entre esas variables las más influyentes son el tamaño de celda, el área del modelo (ya sea transversal o en planta) y la geometría del frente. En general, cuanto mayor sea el parámetro de amalgamación óptimo, se obtendrán mayores reducciones en el tiempo de cómputo.

El parámetro de amalgamación óptimo 4 en un 80% de los casos simulados. En algunas ocasiones 3 y en otras 5. Nunca 2 o 6. Debe tenerse en cuenta que esto es cierto para la escala de tamaño de celda utilizada para simular procesos de inyección de agua. (30 ft en promedio) y para este proceso en específico; se espera que la aplicación para procesos térmicos y composicionales los parámetros de amalgamación óptimos sean mayores así como los speed-ups porque tres razones diferentes; primero, el tamaño de celda empleado es menor, segundo, el espesor del frente es menor y tercero los frentes son de geometría más homogénea; estas son las condiciones ideales para el funcionamiento óptimo de la malla dinámica.

- B. Función de Adaptación.** En cada caso dinámico debe ajustarse el valor apropiado de la función de adaptación, el cual permitirá describir el frente de avance de la mejor manera. Utilizar un valor muy bajo generará un exceso de celdas finas; si se utiliza un valor muy alto, se producirá amalgamación excesiva. Este valor depende del gradiente de alguna propiedad en el frente de avance, en este caso saturación de agua y cualquier variable que afecte este gradiente, afectará la selección de la función. En general, a mayor tamaño de celda y mayor parámetro de amalgamación, se debe establecer un valor mayor para la función de adaptación.

- C. NMITERCE.** Este parámetro influye fuertemente sobre el tiempo de cómputo y poco sobre el error. Se recomienda usar un valor límite de 10 y valores menores si el frente avanza rápidamente o es irregular, ya que en estos la malla debe ser actualizada frecuentemente.

- D. Tamaño de celda.** Cuanto menor es el tamaño de celda, se producirán mayores reducciones en el tiempo de cómputo, el parámetro de amalgamación a especificar deberá ser mayor y la función de adaptación menor.

- E. Área.** Entre más grande sea el modelo, mayores reducciones en el tiempo de cómputo se lograrán ya que el frente ocupará un espacio menor en relación con el área total, favoreciendo la reducción del número total de celdas.
- 2.** En pilotos homogéneos la aplicación de la técnica permitió la reducción del tiempo de cómputo en factores que van de 4 a 6, con relación a la malla base. El error, en comparación con la malla base, no superó el 1% en ninguna propiedad importante como factor de recobro, corte de agua, producción de gas o presión promedio de yacimiento. Estos son los errores y reducciones de tiempo que se esperan por el uso de la malla en yacimientos homogéneos.
 - 3.** Se evaluó la eficiencia de la técnica en diferentes modelos de inyección y se concluyó que:
 - A.** En modelos homogéneos la malla dinámica no es eficiente al compararla con mallas estáticas; esto es debido al espesor relativamente grande del frente de avance y a la uniformidad del mismo lo cual hace que las mallas estáticas no incrementen su error suficientemente; en cambio, el aumento estático del tamaño de celda reduce ampliamente el tiempo de cómputo haciendo que la malla dinámica sea poco competitiva.
 - B.** En modelos con permeabilidad heterogénea y frente de avance irregular, la malla dinámica fue la opción más eficiente en varios casos, pero esta no fue la regla general; las mallas dinámica y estática mostraron en algunos casos comportamientos similares y en otros la malla estática fue mejor.
 - C.** En modelos con canales de permeabilidad, en todos los casos se observó una reducción del error y del tiempo de cómputo de la malla dinámica con respecto a cualquier malla estática.

- D. En la sección vertical, la malla dinámica no demostró eficiencia y se concluyó que es mejor realizar un agrupamiento estático ya que el tiempo de cómputo se reduce en mayor medida y sin afectar los resultados de manera grave.
 - E. En modelos de campo, las mallas dinámica y estática presentaron comportamientos bastante similares y la malla dinámica sólo logró pequeñas mejoras en algunos casos.
4. En todos los casos anteriores, la malla dinámica tuvo una ventaja adicional y esta es una mejor descripción de la geometría del frente de avance. No obstante, se concluye que, a pesar de que la malla dinámica muestra un buen funcionamiento, no se recomienda para aplicarse a procesos de inyección de agua porque no se observó una mejora decisiva en todos los casos. Se recomienda aplicar la técnica a procesos composicionales y térmicos y seguir todas las indicaciones que para su aplicación óptima se han aportado en éste libro.

RECOMENDACIONES

En simulación térmica y composicional, cada celda en la malla de simulación se resuelva con un extenso conjunto de ecuaciones que genera sistemas matriciales mucho más complejos y con mayores problemas asociados con dispersión numérica. Igualmente se trata de procesos cuyos flujos térmicos y de fluidos más importantes se presentan en zonas de muy poco espesor. Por esta razón se recomienda aplicar la opción de enmallado dinámico a este tipo de procesos y seguir las indicaciones de este trabajo para obtener resultados óptimos.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Ariza López, Laura Nathaly y Ulloa Calvete, Juan Manuel.** *Evaluación del efecto de la saturación de gas al inicio de un proceso de inyección de agua mediante simulación numérica de yacimientos.* Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 2007. Tesis de Grado.
2. **Berrio, Ronald y Santos, Marlon.** "*Estudio de mallas dinámicas aplicadas a simulación de yacimientos de hidrocarburos.* Universidad Industrial de Santander". Bucaramanga :2007. Tesis de Grado.
3. **Bradley C. Bundy y Hugh B, Hales.:** "*A streamline reservoir reservoir simulator with dynamic gridding*" Journal of Petroleum Canadian Technology, March 2008, Vol 43. No 3.
4. **Christensen, J.R., Darche, G., Dechelette, B y Sammon, P.H.:** "*Applications of Dynamic Gridding to Thermal Simulations*" paper SPE 86969 prepared for presentation at the 2004 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, California, March. 15-18
5. **Ding, Yu y Lemonnier, P.A.:** "*Development of dynamic local grid refinement in reservoir simulation*". Inst. Français du Pétrolé. paper SPE 25279 prepared for presentation at the 1993 SPE Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Feb 28 - March 3.
6. **Dong, Chao C., Bahonar, M., Chen, Z. y Azaiez, J.:** "*The use of parallel processing with dynamic gridding*" paper SPE 131019, 2010.
7. **Edwards. M. y Christie M.A.** "*Dynamically adaptive godunov schemes with renormalization in reservoir simulation*" paper SPE 25268 presented at the 1993 Reservoir Simulation Symposium, New Orleans, Feb 28-Mar 3
8. **Flórez Otero, Favio Alfonso y López López, Sergio Andrés.** *Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad.* Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 2006. Tesis de Grado.
9. **Forsyth, P. A. y Sammon, P.H.:** "*Local mesh refinement and modelling of faults and pinchouts*". SPERE (June 1986) 275-85
10. **Han, D.K., Han, D.L. and Peng, L.T.:** "*A more flexible approach of dynamic local grid refinement for reservoir simulation*" SPE 16014 presented at the 1987 Reservoir Simulation Symposium, San Antonio, Feb 1-4

11. **Heinemann, I.E., Gerken, G and Von Hantelmann, G.:** "Using local grid refinement in a multiple-application reservoir simulator". paper SPE 12235 presented at the 1983 SPE Reservoir Simulation Symposium, San Francisco, Nov. 15-18.
12. **Manik, J y Ertekin, T.** "Development and application of dynamic and static local grid refinement algorithms for coning studies" The Pennsylvania State University, 1997.
13. **Paris de Ferrer, Magdalena.** *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.* Segunda. Maracaibo : Astro Data S.A., 2001.
14. **Pedrosa, O.A. Jr. y Aziz, K.:** "Use of hybrid grid in reservoir simulation", SPERE (NOV 1986) 611 - 21 .
15. **Rincón Aljuri, Carlos Chaffie.** *Creación y desarrollo de la base de datos para el desarrollo y monitoreo de la inyección de agua en el campo Caño Limón - Arauca.* Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 2005. Tesis de Grado.
16. **Blanco Rincón, William Fernando.** *Evaluación de los parámetros computacionales en la evaluación de sistemas de enmallado para la descripción de procesos de inyección continua de vapor en simulación numérica de yacimientos.* Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 2011. Tesis de Grado.
17. **Rodríguez Paredes, Edwin.** *Evaluación Técnica de la implementación de un proceso de inyección de agua en el campo Lisama mediante simulación numérica de yacimientos.* Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 2009. págs. Colombia, Tesis de Grado.
18. **Sammon, Peter H.; SPE Computer Modelling Group, Ltd.** "Dynamic grid refinement and amalgamation for compositional simulation" paper SPE 79683 prepared for presentation at the 2003 SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, Feb 3-5.
19. **STARS 2007.11** Guía para el Usuario, Modelos de pozos y datos recurrentes, Control de amalgamación de datos recurrentes
20. **Trangenstein, J.A. y Bi, Z.,** "Multi-Scale Iterative Techniques and Adaptive Mesh Refinement for Miscible Displacement Simulation" paper SPE 75232 presented at the 2002 SPE Reservoir Simulation Symposium

ANEXO A: ESPECIFICACIONES DE LA MÁQUINA USADA PARA LA REALIZACION DE LAS SIMULACIONES

PROCESADOR: Intel(R) Pentium(R) Dual CPU T2390 @ 1,87 GHz

MEMORIA RAM: 1,75 GB

SISTEMA: Microsoft Windows XP Profesional versión 2002, Service Pack 2

ANEXO B: RANGOS Y PROMEDIOS DE PROPIEDADES TÍPICAS DE MODELOS DE SIMULACION PARA PROCESOS DE INYECCION DE AGUA EN CAMPOS COLOMBIANOS

Para construir los diferentes pilotos de inyección de agua empleados en este trabajo se investigaron las propiedades de varios modelos y pilotos de campos colombianos en los que se ha aplicado previamente la técnica, en las tesis de grado de la Universidad Industrial de Santander. La tabla B1 aporta los rangos y promedios típicos de las propiedades de yacimiento, de fluidos, térmicas y de malla que pueden servirle al lector como una guía al momento de construir un piloto o modelo nuevo.

Tabla B1. Rangos y promedios de propiedades típicas de modelos de simulación para procesos de inyección de agua en campos colombianos.

PROPIEDADES DEL ACEITE	
Densidad del Aceite (API)	21 -32
Punto de Burbuja (Psi)	800 - 2500
Dependencia de la Viscosidad del Aceite con la Presión (cP/Psi)	0
Compresibilidad del Aceite Bajo Saturado (1/Psi)	3E-6 – 9E-6
Peso Molecular del Aceite (lb/lbmol)	500
Coefficiente de Expansión Térmica del Aceite (1/F)	5E-4
Capacidad Calorífica del Aceite (BTU/Lbmol-F)	0.5
Conductividad Térmica del Aceite (BTU/hr-ft3-°F)	1.6
PROPIEDADES DEL AGUA	
Densidad del Agua (lb/ft ³)	61 – 63
Viscosidad del Agua (cP)	0.5 – 0.7
Dependencia de la Viscosidad del Agua con la Presión (cP/psi)	0
Presión de referencia para el agua (Psi)	14.7
Compresibilidad del Agua (1/Psi)	3E-6
FVF del agua	1.005
Conductividad Térmica del Agua (BTU/hr-ft3-°F)	1.58
PROPIEDADES DEL GAS	
Densidad del Gas (Gravedad Específica)	0.6 – 0.8
Peso Molecular del Gas (lb/lbmol)	21.48
Presión Crítica del Gas (Psi)	657

Temperatura Crítica del Gas (°F)	-50.67
Factor K de Dependencia de las propiedades del gas con la temperatura	0.264
Conductividad Térmica del Gas (BTU/hr-ft ³ -°F)	0.013
PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	
Porosidad (Porcentaje)	20 -28
Permeabilidad Horizontal (mD)	50 – 350
Permeabilidad Vertical (mD)	30 – 70
Espesor de la Formación (ft)	35 – 75
Profundidad a Tope (ft)	2500 – 6000
Temperatura de la Formación (°F)	120 – 160
Compresibilidad de la Formación (1/Psi)	5E-6 – 2E-6
Gradiente geotérmico (°F/ft)	0.014
Coefficiente de Expansión Térmica de la roca (1/°F)	3.8e-5
Capacidad Calorífica de la Roca (BTU/ft ³ -F)	26 - 36
Conductividad Térmica de la Roca (BTU/ft ³ -Dia-F)	25 – 35
CONDICIONES INICIALES	
Presión Inicial (Psi)	700 – 3200
Saturación Inicial de Aceite So (Fracción)	0.7 – 0.8
MALLA DE SIMULACION	
Espaciamiento (Acres)	25 – 45
Tamaño de celda I, J (ft)	20 – 100
Tamaño de celda K (ft)	6 - 30

ANEXO C: RESULTADOS NUMÉRICOS DE LOS CASOS DE SIMULACION

Tabla C1. Resultados numéricos, Modelo de simulación A, piloto de inyección homogéneo con tamaño de celda base 12 ft

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada (ft)	Tiempo de Cómputo (s.)	Factor de Recobro, % (2020/01)	Presión, psi (2020/01)	Producción de Agua (2020/1) Bbl/día
Base	EST.	EST.	EST.	12	EST	4633	58,09	1631,71	601,55
Caso 1	2	2	0.11	12	24	2228	57,97	1629,98	597,37
Caso 2	3	2	0.12	12	36	1513	57,93	1627,49	599,03
Caso 3	4	2	0.13	12	48	1321	57,86	1626,06	599,67
Caso 4	5	2	0.14	12	60	1133	57,81	1625,34	600,81
Caso 5	6	2	0.15	12	72	1125	57,82	1624,1	601,09
Caso 6	2	6	0.11	12	24	1863	58,05	1630,05	597,45
Caso 7	3	6	0.12	12	36	1082	57,94	1628,13	598,31
Caso 8	4	6	0.13	12	48	912	57,84	1626,12	599,12
Caso 9	5	6	0.14	12	60	806	57,8	1625,44	600,04
Caso 10	6	6	0.15	12	72	847	57,83	1625,5	602,31
Caso 11	2	10	0.11	12	24	1519	57,98	1630,47	597,21
Caso 12	3	10	0.12	12	36	947	57,92	1627,32	597,54
Caso 13	4	10	0.13	12	48	806	57,85	1626,53	598,36
Caso 14	5	10	0.14	12	60	729	57,79	1625,8	600,08
Caso 15	6	10	0.15	12	72	786	57,78	1624,6	602,45

Tabla C2. Resultados numéricos, Modelo de simulación B, piloto de inyección homogéneo con tamaño de celda base 30 ft

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITRCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada (ft)	Tiempo de Cómputo (s.)	Factor de Recobro (%) (2020/1)	Presión promedio de yacimiento (2020/1)	Corte de Agua, % (2020/1)	Producción Acumulada de Gas (2020/1)
Base	EST.	EST.	EST.	30	EST.	383	57,17	1526,2	86,86	5,81E8
Caso 1	2	2	0,13	30	60	171	56,96	1530,0	87,39	5,78E8
Caso 2	3	2	0,14	30	90	124	56,79	1532,7	87,55	5,76E8
Caso 3	4	2	0,14	30	120	115	56,72	1535,0	87,89	5,74E8
Caso 4	5	2	0,15	30	150	120	56,63	1537,1	87,96	5,71E8
Caso 5	6	2	0,15	30	180	128	56,4	1538,2	88,21	5,69E8
Caso 6	2	6	0,13	30	60	144	56,94	1530,6	87,37	5,78E8
Caso 7	3	6	0,14	30	90	104	56,8	1532,9	87,54	5,76E8
Caso 8	4	6	0,14	30	120	93	56,71	1534,8	87,87	5,73E8
Caso 9	5	6	0,15	30	150	98	56,54	1535,1	88,1	5,71E8
Caso 10	6	6	0,15	30	180	107	56,34	1536,5	88,17	5,68E8
Caso 11	2	10	0,13	30	60	133	56,92	1528,9	87,37	5,78E8
Caso 12	3	10	0,14	30	90	96	56,76	1532,2	87,43	5,77E8
Caso 13	4	10	0,14	30	120	85	56,70	1534,1	87,94	5,73E8
Caso 14	5	10	0,15	30	150	88	56,56	1535,8	88,21	5,71E8
Caso 15	6	10	0,15	30	180	105	56,33	1536,1	88,4	5,68E8

Tabla C3. Resultados numéricos, Modelo de simulación B (2), piloto de inyección homogéneo con tamaño de celda base 30 ft

Caso	Parámetro de Amalgamación	NIMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada (ft)	Tiempo de Cómputo (s.)	Factor de Recobro, % (2020/0)	Presión promedio de yacimiento, psi (2020/1)	Corte de Agua (2020/1)	Producción Acumulada de Gas (2020/1)
Malla Más Fina	EST.	EST.	EST.	10	EST.	7887	57,45	1496,21	86,88	5,85E8
Base	EST.	EST.	EST.	30	EST.	383	57,17	1526,2	86,86	5,81E8
Caso 1	EST.	EST.	EST.	60	EST.	87	56,79	1537,29	87,29	5,76E8
Caso 2	EST.	EST.	EST.	90	EST.	42	56,46	1539,84	87,55	5,73E8
Caso 3	EST.	EST.	EST.	120	EST.	32	56,22	1541,5	87,65	5,70E8
Caso 4	EST.	EST.	EST.	150	EST.	24	55,94	1548,4	87,82	5,69E8
Caso 5	EST.	EST.	EST.	180	EST.	26	55,75	15050,1	87,83	5,67E8
Caso 6	2	6	0,13	30	60	133	56,94	1530,6	87,37	5,78E8
Caso 7	3	6	0,14	30	90	96	56,8	1532,9	87,54	5,76E8
Caso 8	4	6	0,14	30	120	85	56,71	1534,8	87,87	5,73E8
Caso 9	5	6	0,15	30	150	88	56,54	1535,1	88,1	5,71E8
Caso 10	6	6	0,15	30	180	105	56,34	1536,5	88,17	5,68E8

Tabla C4. Resultados numéricos, Modelo de simulación C, piloto de inyección homogéneo con tamaño de celda base 40 ft

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada	Factor de Recobro (%) (2020/01)	Fecha de Ruptura	Presión (2015-08)	Producción Acumulada de Gas (2020/01)
Malla Más Fina	EST.	EST.	EST.	10	EST.	55,77	13/11/2010	1838,55	1,32E9
Base	EST.	EST.	EST.	40	EST.	55,45	13/11/2010	1967,4	1,25E9
Caso 1	EST.	EST.	EST.	80	EST.	55,18	13/10/2010	1980,35	1,22E9
Caso 2	EST.	EST.	EST.	120	EST.	54,85	13/08/2010	1980,51	1,19E9
Caso 3	EST.	EST.	EST.	160	EST.	54,58	13/06/2010	1956,33	1,20E9
Caso 4	EST.	EST.	EST.	200	EST.	54,49	13/04/2010	2001,77	1,13E9
Caso 5	EST.	EST.	EST.	240	EST.	54,31	12/10/2011	2018,9	1,10E9
Caso 6	2	8	0,1	40	80	55,34	01/11/2010	1971,86	1,23E9
Caso 7	3	8	0,08	40	120	55,15	13/12/2010	1952,76	1,21E9
Caso 8	4	8	0,09	40	160	55,04	13/12/2010	1933,79	1,21E9
Caso 9	5	8	0,09	40	200	54,96	14/01/2011	1960,93	1,15E9
Caso 10	6	8	0,1	40	240	54,78	14/01/2011	1958,91	1,12E9

Tabla C5. Resultados numéricos, Modelo de simulación D, piloto de inyección con permeabilidad heterogénea

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada (ft)	Factor de Recobro, % (2020/01)	Fecha de Ruptura
Malla Más Fina	EST.	EST.	EST.	10	EST.	23,2	01/08/2018
Base	EST.	EST.	EST.	30	EST.	24,2	01/12/2018
Caso 1	EST.	EST.	EST.	60	EST.	24,6	01/03/2019
Caso 2	EST.	EST.	EST.	90	EST.	24,9	01/05/2019
Caso 3	EST.	EST.	EST.	120	EST.	25,2	01/06/2019
Caso 4	EST.	EST.	EST.	150	EST.	25,3	01/07/2019
Caso 5	EST.	EST.	EST.	180	EST.	25,5	01/09/2019
Caso 6	2	1	0,05	30	60	24,2	01/12/2018
Caso 7	3	1	0,05	30	90	24,3	01/01/2019
Caso 8	4	1	0,055	30	120	24,4	01/01/2019
Caso 9	5	1	0,055	30	150	24,4	01/02/2019
Caso 10	6	1	0,06	30	180	24,7	01/02/2019
Caso 11	2	6	0,05	30	60	24,1	01/12/2018
Caso 12	3	6	0,05	30	90	24,3	01/01/2019
Caso 13	4	6	0,055	30	120	24,4	01/02/2019
Caso 14	5	6	0,055	30	150	24,6	01/02/2019
Caso 15	6	6	0,06	30	180	24,6	01/03/2019

Tabla C6. Resultados numéricos, Modelo de simulación E, piloto de inyección con permeabilidad heterogénea (2) Experimento 1

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITECE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada	TIEMPO DE CÓMPUTO (S)	FACTOR DE RECOBRO (2020/01)	TIEMPO DE RUPTURA MESES
Base	EST.	EST.	EST.	15	EST.	329	55,45	01/04/2023
Caso Dinámico	5	6	0,05	15	75	108	55,5	01/02/2023
Caso 1	EST.	EST.	EST.	30	EST.	83	55,18	01/08/2023
Caso 2	EST.	EST.	EST.	75	EST.	23	54,9	01/11/2023

Tabla C7. Resultados numéricos, Modelo de simulación E, piloto de inyección con permeabilidad heterogénea (2). Experimento 2

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITECE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada	TIEMPO DE CÓMPUTO (S)	FACTOR DE RECOBRO (AÑO 2020)/01	TIEMPO DE RUPTURA MESES
Base	EST.	EST.	EST.	15	EST.	229	21,09	01/05/2018
Caso Dinámico	5	6	0,07	15	75	90	21,03	01/06/2018
Caso 1	EST.	EST.	EST.	30	EST.	98	21,51	01/10/2018
Caso 2	EST.	EST.	EST.	75	EST.	18	21,67	01/06/2019

Tabla C8. Resultados numéricos, Modelo de simulación F, piloto de inyección con canal de permeabilidad preferencial de 800 mD

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada (ft)	Factor de Recobro, % (2025/01)	Fecha de Ruptura
Malla Más Fina	EST.	EST.	EST.	10	EST.	28,9	18/07/2018
Base	EST.	EST.	EST.	30	EST.	30,0	01/01/2019
Caso 1	EST.	EST.	EST.	60	EST.	30,6	01/06/2019
Caso 2	EST.	EST.	EST.	90	EST.	31,4	01/09/2019
Caso 3	EST.	EST.	EST.	120	EST.	32,1	01/02/2020
Caso 4	EST.	EST.	EST.	150	EST.	32,4	01/04/2020
Caso 5	EST.	EST.	EST.	180	EST.	34,0	01/08/2020
Caso 6	2	8	0,08	30	60	30,1	01/01/2019
Caso 7	3	8	0,08	30	90	30,4	01/11/2018
Caso 8	4	8	0,09	30	120	30,5	01/01/2019
Caso 9	5	8	0,09	30	150	30,7	01/01/2019
Caso 10	6	8	0,1	30	180	30,6	01/05/2019

Tabla C9. Resultados numéricos, Modelo de simulación G, piloto de inyección con canal preferencial de 5000 mD

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada (ft)	Factor de Recobro, % (2020/01)	Fecha de Ruptura
Malla Más Fina	EST.	EST.	EST.	10	EST.	21,8	13/09/2008
Base	EST.	EST.	EST.	30	EST.	23,0	01/01/2009
Caso 1	EST.	EST.	EST.	60	EST.	24,4	01/07/2009
Caso 2	EST.	EST.	EST.	90	EST.	25,1	01/01/2010
Caso 3	EST.	EST.	EST.	120	EST.	26,4	01/08/2010
Caso 4	EST.	EST.	EST.	150	EST.	26,9	01/10/2010
Caso 5	EST.	EST.	EST.	180	EST.	27,2	01/02/2011
Caso 6	2	8	0,07	30	60	23,2	01/01/2009
Caso 7	3	8	0,07	30	90	23,3	01/02/2009
Caso 8	4	8	0,08	30	120	23,5	01/03/2009
Caso 9	5	8	0,08	30	150	23,5	01/04/2009
Caso 10	6	8	0,08	30	180	23,7	01/04/2009

Tabla C10. Resultados numéricos, Modelo de simulación H, sección transversal.

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada (ft)	Factor de Recobro, % (2010/01)	Fecha de Ruptura
Base	EST.	EST.	EST.	9x5	EST.	58,1	01/06/2005
Caso 1	EST.	EST.	EST.	18x10	EST.	57,7	01/08/2005
Caso 2	EST.	EST.	EST.	27x15	EST.	57,1	01/04/2005
Caso 3	EST.	EST.	EST.	36*20	EST.	56,9	01/06/2005
Caso 4	EST.	EST.	EST.	45*25	EST.	56,7	01/06/2005
Caso 5	EST.	EST.	EST.	54*30	EST.	56,6	01/09/2005
Caso 6	2	6	0,08	9x5	18x10	57,9	01/07/2005
Caso 7	3	6	0,08	9x5	27x15	57,6	01/07/2005
Caso 8	4	6	0,09	9x5	36*20	57,4	29/07/2005
Caso 9	5	6	0,09	9x5	45*25	57,3	01/08/2005
Caso 10	6	6	0,1	9x5	54*30	57,1	01/09/2005

Tabla C11. Resultados numéricos, Modelo de campo 1. Experimento 1.

CASO	Tamaño de celda base, ft	Parámetro de Amalgamación	Tamaño de celda Amalgamada , ft	NMITERCE	Tiempo de computo	Factor de recobro, % (2030/08)	Fecha de ruptura
CASO BASE	18	EST.	EST.	EST	10957	58,54	18/01/2019
CASO 1	18	4	72	0,12	3166	58,11	01/01/2019
CASO 2	72	EST.	EST.	EST	436	57,4	01/09/2018
CASO 3	36	EST.	EST.	EST	2738	57,95	01/11/2018

Tabla C12. Resultados numéricos, Modelo de campo 1. Experimento 2.

CASO	Tamaño de celda base ft	Parámetro de Amalgamación	Tamaño de celda Amalgamada (%)	NMITERCE	Tiempo de computo	Factor de recobro (%) (2030/01)	Fecha de ruptura
CASO BASE	54	EST.	EST.	EST	586	57,71	01/05/2019
CASO 1	54	4	216	0,17	250	57,03	18/05/2019
CASO 2	216	EST.	EST.	EST	101	56,42	18/09/2019
CASO 3	108	EST.	EST.	EST	223	57,08	18/07/2019

Tabla C13. Resultados numéricos, Modelo de campo 2.

Caso	Parámetro de Amalgamación	NMITERCE	Función de Adaptación	Tamaño de celda Base (ft)	Tamaño de celda Amalgamada f(t)	Factor de Recobro, % (2025/01)	Fecha de ruptura
Malla Más Fina	Estático	Estático	EST.	10	Estático	34,08	01/03/2010
Base	Estático	Estático	EST.	30	Estático	33,84	01/07/2010
Caso 1	Estático	Estático	EST.	40	Estático	34,95	01/11/2010
Caso 2	Estático	Estático	EST.	50	Estático	35,42	01/03/2011
Caso 3	Estático	Estático	EST.	60	Estático	36,58	01/12/2011
Caso 4	Estático	Estático	EST.	150	Estático	37,94	01/09/2012
Caso Dinámico	5	8	0,10	30	150	35,17	01/12/2011

ANEXO D: GENERALIDADES DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA

Cuando la presión de un yacimiento con energía por gas en solución y/o por expansión de roca y fluidos se agota, es necesario intervenir para generar un recobro adicional al natural². En la mayoría de los casos la recuperación primaria no supera el 25%. Ya desde 1880 es conocido el potencial de la inyección de agua para la recuperación de hidrocarburos pero es hasta 1930 que se inician varios proyectos. El auge de la técnica comenzó hacia 1950 y actualmente ésta es la tecnología de recuperación secundaria más utilizada a nivel mundial. Las razones de dicho auge son²:

- La alta eficiencia de desplazamiento del agua sobre el aceite
- Disponibilidad general de agua
- El bajo costo comparándolo con los otros procesos
- La practicidad y facilidad en la aplicación

En Colombia los proyectos de inyección de agua aplicados hasta la actualidad son los mostrados en la tabla D1². El desplazamiento de petróleo en un proceso de inyección implica las siguientes etapas⁶:

- ✓ **Condiciones Iniciales.** El inicio de un proceso de inyección de agua se realiza por lo general en un yacimiento que ha sido producido por agotamiento natural durante la primera fase de su producción. Comúnmente, la presión del yacimiento disminuye y llega a ser menor que la presión de burbuja, como consecuencia existirá una fase de gas presente, la cual de acuerdo con las suposiciones teóricas será uniforme a

⁶ Ariza López, Laura Nathaly y Ulloa Calvete, Juan Manuel. *Evaluación del efecto de la saturación de gas al inicio de un proceso de inyección de agua mediante simulación numérica de yacimientos*. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 2007. Tesis de Grado.

través del yacimiento. En realidad, el gas inicial o libre en un yacimiento no se encuentra uniforme, la saturación de gas se puede encontrar en las cercanías de los pozos productores o en cercanía a zonas de mayor altura estructural.

Tabla D1. Campos Colombianos a los que se les ha aplicado un proceso de inyección de agua hasta la actualidad.

CAMPO	FR %	PATRON DE INYECCION
La Cira	18.73	Líneas alternas, periférica, cinco puntos, siete puntos
Tibú	26.00	Siete puntos
Galán – san silvestre	11.55	Cinco puntos
Palogrande – Cebú	30.17	Inyección periférica
Casabe	22.06	Cinco puntos
Andalucía sur	22.20	Inyección periférica
Dina Cretáceo	31.00	Inyección periférica
San Francisco	30.37	Inyección periférica
Cusiana	48.49	Mantenimiento de presión
Yaguará	12.72	Inyección periférica
Tello	21.82	Inyección periférica
Río ceibas	4.38	Inyección periférica
Guando	11.25	Siete puntos invertido, periférica
Floreña	17.45	Mantenimiento de presión

FUENTE: RODRIGUEZ, Edwin⁷

- ✓ **Inyección.** La inyección viene acompañada por un aumento en la presión del yacimiento, la cual es mayor en los pozos inyectoros y disminuye hacia los pozos productores. A medida que continúa la inyección, parte del petróleo se desplaza hacia adelante para formar un banco de petróleo; este empuja el gas altamente móvil, aunque bajo ciertas condiciones de tasa y presión de inyección, parte del gas puede ser atrapado por dicho banco; ocupando un espacio significativo en el medio poroso que de otra manera tendría petróleo residual. Detrás del banco de petróleo se forma el banco de agua, en donde se encuentran presentes el agua inyectada, el agua residual

⁷ **Rodriguez Paredes, Edwin.** *Evaluación Técnica de la implementación de un proceso de inyección de agua en el campo Lisama mediante simulación numérica de yacimientos.* Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 2009. pág. Colombia, Tesis de Grado

y el gas atrapado, el cual se encuentra en las regiones de mayor altura estructural.

- ✓ **Llene.** Todo el gas es desplazado antes de que se produzca el aceite. Para lograr el llene, la acumulación de agua inyectada debe ser igual al volumen del espacio poroso ocupado por el gas móvil en el yacimiento. Durante este periodo, parte del gas libre se re-disuelve en el petróleo que va a ser contactado, mientras que el gas remanente fluye hacia los pozos productores; a medida que aumenta la distancia del pozo inyector al pozo productor, el flujo se hace más estable, disminuyendo la solubilización del gas en el banco de aceite, formando altas saturaciones de gas libre. El llene se puede representar por un frente de petróleo que viaja más rápido que el frente de agua y detrás del cual la saturación de gas se encuentra en su valor residual. Durante este periodo la tasa de producción disminuye o puede permanecer estable, ya que el agua inyectada esta re-disolviendo el gas libre en el yacimiento; generalmente, el primer aumento en la tasa de aceite ocurre después de inyectado un volumen de agua suficiente para lograr el llenado. La duración de este periodo depende tanto de la cantidad de gas libre presente como de la cantidad de agua inyectada y concluye con la llegada del frente de petróleo a los pozos productores. En general, a mayor heterogeneidad y en sistemas altamente estratificados, el llene ocurrirá más rápidamente. Una vez el frente de petróleo

- ✓ **Ruptura.** Cuando se alcanza el llene, el avance del frente continua aumentando la tasa de producción de petróleo y eventualmente es igual a la tasa de inyección de agua. El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha producido la ruptura del frente de agua en los pozos productores.

- ✓ **Después de la ruptura.** En este periodo, la producción de agua aumenta a medida que se continúa produciendo petróleo. El recobro gradual de aceite detrás del frente se obtiene con la circulación de grandes volúmenes de

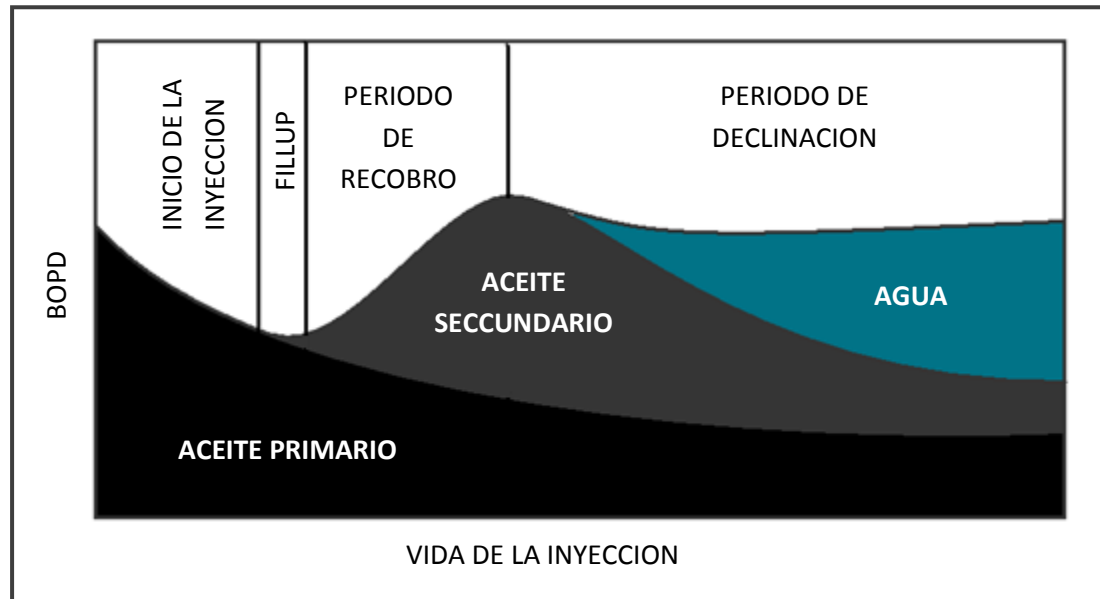
agua. Durante la fase final de inyección, el área barrida tiende a aumentar, lo cual puede proveer suficiente producción de petróleo para justificar la continuidad de la inyección. El proceso de inyección finaliza generalmente cuando los costos de tratamiento superan la producción de aceite, es decir, cuando se llega a límite económico.

La figura D1 ilustra las fases de un proceso de inyección de agua en términos de recobro. Inicialmente la presión es restaurada con una compresión del gas por el empuje del agua inyectada, re-disolviendo el gas libre en el banco de aceite. La respuesta en la producción de aceite ocurre después del llenado.

Cuando un yacimiento es homogéneo, generalmente muy poca agua de la inyectada es producida, antes de que las tasas de producción de aceite lleguen a sus picos más altos. Después de que se alcanzan los toques de producción, la tasa de producción de aceite declina con un incremento en el corte de agua.

En la figura D1 se pueden apreciar los tres periodos. El periodo inicial se extiende desde el inicio de la inyección hasta el fillup, momento en el cual el volumen de gas libre es desplazado por el agua inyectada. La saturación se hace cero. Únicamente hay producción primaria de aceite en este periodo. El periodo intermedio se desarrolla desde el fillup hasta la irrupción del frente de agua en los pozos productores o breakthrough. En este caso la combinación de la producción secundaria por inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua al final de este estado. El proceso final que se extiende desde el breakthrough hasta el límite económico. Este periodo inicia con la producción de agua de inyección y es caracterizado por un aumento en la relación de movilidad del agua, en la eficiencia areal, en la relación agua-petróleo (WOR) y una disminución en la tasa de producción de petróleo.

Figura D1. Curva típico del proceso de inyección de agua en términos de recobro.



FUENTE: RODRIGUEZ, Edwin⁸

Condiciones favorables para el éxito de un proceso de inyección de agua

- ◆ **Viscosidad del aceite:** Esta propiedad afecta el término de relación de movilidad. Ésta se define como la movilidad del agua sobre la del aceite. La movilidad de un fluido es la permeabilidad efectiva de la roca al fluido sobre la viscosidad del fluido. Se considera que una relación de movilidad menor que 1 es favorable porque el petróleo fluye mejor que el agua. Esta situación implica altas eficiencias de arrastre. Se puede disminuir la relación de movilidad incrementando la viscosidad del agua con adición de polímeros o disminuyendo la viscosidad del aceite con un proceso térmico⁹.

⁸ **Rodriguez Paredes, Edwin.** *Evaluación Técnica de la implementación de un proceso de inyección de agua en el campo Lisama mediante simulación numérica de yacimientos.* Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 2009. pág. Colombia, Tesis de Grado.

⁹ **Rincón Aljuri, Carlos Chaffie.** *Creación y desarrollo de la base de datos para el desarrollo y monitoreo de la inyección de agua en el campo Caño Limón - Arauca.* Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 2005. Tesis de Grado.

- ◆ **Profundidad²:** Si el yacimiento es muy profundo, la saturación de aceite residual es menor debido a la compresibilidad de la roca y a la expansión de los fluidos. Económicamente será más difícil definir patrones de inyección y la disminución del espaciado se hace económicamente inviable, lo cual reduce el recobro final. Si el yacimiento es muy somero la presión de inyección estará limitada y las fracturas son muy probables.

- ◆ **Mojabilidad de la Roca:** Se obtiene mejor eficiencia de desplazamiento y mejores recobros en yacimientos con rocas preferencialmente mojadas por agua porque la permeabilidad relativa al agua es siempre mayor que en yacimientos con roca mojada por aceite, para una determinada saturación. Esto quiere decir que el aceite se mueve más fácilmente que el agua³

- ◆ **Homogeneidad horizontal de la roca:** La homogeneidad horizontal en todas las propiedades del yacimiento afecta positivamente el avance del frente. Presencia de fracturas, permeabilidades direccionales, discontinuidades, Lenticularidad, variaciones en la permeabilidad horizontal y comunicación entre pozos ¹⁰ afecta negativamente la homogeneidad en el avance del frente. Pueden producir digitación viscosa e irrupción temprana del agua en el pozo productor por medio de canales de flujo preferente. La Discontinuidad horizontal dificultará la conexión entre pozos. Si los pozos tienen buena conectividad esto mejora el proceso de recuperación⁵.

- ◆ **Permeabilidad:** La magnitud de la Permeabilidad Absoluta afecta directamente el recobro de aceite. Mayores recobros son alcanzados con permeabilidades más altas. Adicionalmente este factor afecta la cantidad de agua a inyectar. En general una roca con mejor permeabilidad, mejora el proceso de desplazamiento⁶. Sin embargo, altas Permeabilidades verticales

¹⁰ Paris de Ferrer, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Segunda. Maracaibo : Astro Data S.A., 2001.

pueden ocasionar segregación gravitacional¹¹, disminuyendo la eficiencia volumétrica¹². El sistema roca-fluido debe presentar una mejor permeabilidad relativa al aceite. La uniformidad en la Permeabilidad permite el avance uniforme del frente desplazando el aceite adecuadamente⁵.

- ◆ **Continuidad Vertical y Horizontal:** Alta continuidad vertical desfavorece la inyección de agua en arenas gruesas pues provoca segregación gravitacional⁸. Además, la presencia de estratos continuos de mejor permeabilidad puede afectar la homogeneidad del frente (flujo preferente) ocasionando irrupción temprana⁶. La Continuidad horizontal es necesaria para el efectivo avance del frente, evitando canalizaciones o flujos preferentes.

- ◆ **Inclinación de la formación:** La inclinación afecta el proceso cuando es de gran magnitud. En ese caso se recomienda inyectar el agua desde la parte inferior de la formación. Esto incrementará el recobro porque el efecto de la inclinación se refleja positivamente en el término de gravedad⁴.

- ◆ **Aceite original al inicio de la Inyección:** Este término es función del volumen poroso a ser inundado y de la saturación de aceite. El volumen poroso a ser inundado es altamente dependiente de la selección y el uso de los discriminadores de espesor neto, tales como los cutoff's de permeabilidad y porosidad. Una inundación acertada requiere de suficiente aceite presente que se pueda formar un banco de petróleo que puede ser desplazado a través de la formación hasta los pozos productores. Se puede realizar una predicción del funcionamiento o la interpretación del comportamiento de la inyección si se tiene la estimación del petróleo el comienzo de la inyección⁴.

¹¹ Flórez Otero, Favio Alfonso y López López, Sergio Andrés. "Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 2006. Tesis de Grado.

¹² Villamizar Ballesteros, Ingrith y Yatte Garzón, Fabián. "Aplicación de pozos horizontales en procesos de inyección de agua mediante simulación numérica". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008. Tesis de Grado.

- ◆ **Porosidad**⁶: Este factor influye directamente sobre la cantidad total de aceite en el yacimiento. Es claro que mayores cantidades de aceite en el yacimiento implican mayores cantidades de aceite recuperado mejorando la viabilidad de cualquier proyecto y el límite económico.
- ◆ **Estructura y Estratigrafía**⁶: El tipo de estructura definirá el tipo de inyección, periférica o en línea directa y la ubicación de los pozos.
- ◆ **Litología**⁶: Afecta la permeabilidad de las fases y la afinidad con el agua de inyección.
- ◆ **Presión Capilar**: Lo ideal es contar con bajos gradientes de presión capilar en un yacimiento. Esto puede mejorar alterando la Mojabilidad de la roca o disminuyendo la tensión interfacial entre el agua y el aceite⁴
- ◆ **Saturación de gas inicial**¹³: En un yacimiento parcialmente depletado por el mecanismo de gas en solución una saturación inicial de gas existirá antes de comenzar la inundación. El banco de aceite en movimiento desplazará una parte del gas libre frente a éste y el resto quedará atrapado. Debido a este aumento en la presión el gas se comprime. La respuesta a la inyección es más lenta.
- ◆ **Disponibilidad de agua**: Claramente la disponibilidad de agua influye sobre la viabilidad y economía del proyecto. Es necesario establecer si el agua disponible es compatible con el yacimiento o si requiere algún proceso. Existen diferentes fuentes incluyendo el agua proveniente del yacimiento mismo o de un acuífero cercano. El agua salada es usualmente preferida al agua fresca y en algunos casos se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca para la inyección. Normalmente se exige que el agua no sea corrosiva (el sulfuro de hidrógeno y oxígeno son dos fuentes de corrosión), el agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación para evitar encroscamiento. No debe contener sólidos

¹³ **Naranjo Suarez, Carlos.** “Factibilidad de la inyección de agua en las arenas mugrosa del campo Lisama” Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008. Tesis de Grado.

suspendidos. No puede reaccionar para causar hinchamiento de materiales arcillosos en la formación. Esto depende de los materiales arcillosos de la formación y de las sales minerales disueltas en el agua⁵.

Parámetros clave en el diseño y sensibilización de un proceso de inyección de agua

- **Tasa de Inyección.** Incrementos en la tasa de flujo mejoran el recobro en inundaciones buzamiento abajo, pero disminuyen la eficiencia del desplazamiento buzamiento arriba. En estratos sin buzamiento significativo, altas tasas pueden evitar el efecto de segregación gravitacional pero implican una irrupción prematura y un descenso en el factor de recobro global⁴. Si la tasa de inyección es muy baja, esto favorece la segregación gravitacional e irrupción temprana. Tasas altas en la inyección aumentan la recuperación temprana de hidrocarburos pero también aumentan la producción instantánea de agua⁷.
- **Presión de Producción:** Los efectos al variar este parámetro son menores al 0.2% sobre la recuperación final de hidrocarburos⁷. Sin embargo, éste parámetro es importante para evitar el desplazamiento de sólidos y daños en pozos.
- **Espaciamiento.** Este es el parámetro más influyente en el proceso de inyección de agua y su influencia sobre la recuperación es dramática, pero también es el parámetro más costoso para ajustar⁷.
- **Tiempo antes de la inyección:** Existe un tiempo óptimo de producción natural al cual se debe iniciar la inyección de agua para obtener un recobro máximo de aceite. Al respecto, Craig⁶ recomienda que para maximizar el recobro del petróleo, la presión óptima en el yacimiento a la cual se debe invadir es la del punto de burbujeo. La presión de inyección debe estar entre

200 y 300 Psia por encima de esta presión. Las ventajas son que (1) el petróleo remanente tiene la máxima cantidad de gas en solución por lo cual el FVF es máximo, (2) la viscosidad del aceite es mínima por lo cual mejora la relación de movilidad y las eficiencias de barrido (3) los pozos productores tienen el máximo índice de productividad y (4) No hay retraso en la inyección porque el yacimiento está lleno de líquido. Esto incluye aspectos económicos como el límite económico en la producción natural del campo⁵.