

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS PRODUCTORES A PARTIR DE MODELAMIENTO COMPUTACIONAL BASADO EN SIMULACIÓN STREAMLINE

Olga Patricia Rueda Camacho, Miguel José Bernal Mora

RESUMEN

Este trabajo está enfocado hacia una aplicación puntual la cual es la estimación o ubicación de zonas potencialmente productoras las cuales conducen a la ubicación de nuevos pozos y al mismo tiempo comparar las ventajas que tiene la simulación de líneas de corrientes de flujo sobre la simulación en diferencias finitas convencional usando un modelo homogéneo y otro heterogéneo.

Palabras claves: Líneas de flujo, posicionamiento de pozos de relleno, simulación basada en líneas de flujo, tiempo de vuelo, eficiencia de inyección.

ABSTRACT

This work is focused towards a specific application which is the estimation or allocation of potential productive zones which lead to the establishment of infill wells and at the same time comparing the advantages of streamline simulation over the conventional FD simulation using a homogenous and heterogeneous model.

Keywords: Streamlines, infill drilling, streamline simulation, time of flight, injection allocation.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, aparte de satisfacer las necesidades que conciernen a la simulación del flujo de fluidos en medios porosos especialmente si se refiere a datos de producción, se hace necesario buscar la manera de desarrollar una metodología que conduzca a la implementación de una técnica de modelamiento computacional en la cual tome parte el ahorro de tiempo de computo respecto a otras técnicas que se basen en el modelamiento convencional.

La simulación streamline se basa en la disgregación de la ecuación que gobierna el movimiento de fluidos pasando de un problema tridimensional a varios problemas unidimensionales resueltos a través de las streamline. Las soluciones del campo de presiones indican los caminos que estas líneas de siguen en el espacio, al mismo tiempo en que resuelve la física del movimiento a lo largo de una solución unidimensional sobre cada streamline. De esta manera se torna preferible modelar el movimiento de los fluidos a través de estas líneas que en una malla convencional con bloques discretizados.

Este artículo introduce de manera breve al lector hacia los conceptos básicos de la simulación basada en streamline y hacia los conceptos implementados en la metodología. Luego se mostrarán los pasos generales a seguir mediante la metodología y finalmente dos prototipos (un modelo homogéneo y un modelo de un anticlinal heterogéneo) son usados para la implementación de la misma.

MARCO TEÓRICO

SIMULACIÓN STREAMLINE

Básicamente, la simulación streamline, debe ser de fácil entendimiento en lo que respecta a los conceptos y al algoritmo por el que se rige esta técnica. La idea principal consiste en identificar que existen rutas que pueden seguir un potencial, las cuales se denominan streamline. Este término permite salirse un poco de lo que es la simulación convencional e introducir al ingeniero hacia un mundo de menor pérdida de tiempo y explorar nuevas maneras o complementos buscando el mejoramiento de la producción. Dando por sentado el uso de una trayectoria específica con el objetivo de describir el desplazamiento de fluidos, en este caso a lo largo de la streamline, existen variables con las que se deben experimentar al momento de comprender como se hace el manejo del fenómeno.

El tiempo de vuelo (TOF) es la coordenada construida especialmente para el dominio de streamline permitiendo descomponer una formulación tridimensional en conjuntos de formulaciones unidimensionales. Esta formulación dependiendo de su complejidad, (queriendo decir por complejidad el caso en que no hayan condiciones iniciales no uniformes), se debe desarrollar un alcance tanto numérico como analítico.

Por definición, el tiempo de vuelo, es el tiempo empleado en alcanzar una distancia, s , a lo largo de la streamline la cual se basa en el campo de velocidades a lo largo de ella. El concepto del tiempo de vuelo en el modelamiento del flujo se usa en yacimientos de aceite y matemáticamente se define como:

$$\tau(s) = \int_0^s \frac{\phi(\zeta)}{u_t(\zeta)} d\zeta \quad (1)$$

Esta expresión se evalúa analíticamente por:

$$\tau = \sum_{i=1}^{n_{blocks}} \Delta t_{e,i} \quad (2)$$

Donde $\Delta t_{e,i}$ es el incremento del tiempo de vuelo a través de la celda i .

Las streamline son trazadas a partir de un número arbitrario de bloques de inyección hacia bloques de producción originando paquetes de streamline las cuales son analizadas por medio de sus propiedades y obtiene la información para la ubicación de pozos. Para establecer la ecuación general el término de la gravedad multifásica es ignorado asumiendo que la densidad de cada fase es idéntica y entonces la ecuación general que describe el desplazamiento de dos fases inmiscibles en coordenadas de tiempo de vuelo es:

$$\frac{\delta S_w}{\delta t} + \frac{\delta F(S_w)}{\delta \tau} = 0 \quad (3)$$

Donde $F(S_w)$ es el flujo fraccional de agua dado por:

$$F_w = \frac{\lambda_w}{\lambda_w + \lambda_o} \quad (4)$$

Donde λ_w y λ_o son las movilidades de las fases de aceite y agua que son función de las permeabilidades relativas, $k_{r\alpha}$ y las viscosidades μ_{α} .

$$\lambda_{\alpha} = \frac{k k_{r\alpha}}{\mu_{\alpha}} \quad \alpha = o, w \quad (5)$$

Y la solución está dada por:

$$\frac{\tau(x,y,z,t)}{t} = \frac{df_w}{dS_w} \quad (6)$$

Es fácil deducir que hay una pendiente del flujo fraccional la cual es sólo función de la saturación y una vez que el tiempo de vuelo es calculado la saturación de agua y los flujos fraccionales son fácilmente obtenidos lo cual permite construir las historias de producción de pozo. Numéricamente la ecuación previa se puede expresar como:

$$\frac{S_w^{n+1} - S_w^n}{\Delta t} + \frac{F_{i+1/2} - F_{i-1/2}}{\Delta \tau} = 0 \quad (7)$$

Donde $F_{i+1/2}$ es el flujo en la frontera entre los nodos, i , y $i+1$, y n es el contador del paso de tiempo.

EFICIENCIA DE INYECCIÓN (IE)

En cualquier esquema de manejo por inyección de agua la meta es maximizar la recuperación de aceite por cada unidad de volumen de agua inyectada, lo cual también depende en la clase de limitantes existentes en superficie. El seguimiento de las eficiencias de inyección ayuda a la consecución de este objetivo. La eficiencia de inyección puede ser definida como se muestra a continuación:

$$IE = \frac{\text{Producción de aceite}}{\text{Agua inyectada}} \quad (8)$$

De la ecuación anterior es importante hacer las siguientes observaciones:

1. Representa la relación ya sea de cantidades instantáneas o volúmenes acumulados, siendo estas una eficiencia promedio a través del tiempo.
2. También es posible definir la eficiencia de inyección para cada inyector en el campo o para cada pareja productor/inyector.

PERFORACIÓN INFILL

Se define como la perforación de pozos adicionales luego de un desarrollo primario y/o secundario del campo. Esencialmente resultaría en la aceleración de la producción si se hace referencia a un yacimiento homogéneo ideal pero no al aumento de la recuperación. Sin embargo, cuando se hace referencia a un yacimiento heterogéneo se podría mencionar una recuperación adicional.

Los factores que contribuyen al aumento de la recuperación después de una perforación infill se enumeran a continuación.

1. Un barrido areal mejorado.
2. El mejoramiento del desbalance de inyección debido a la heterogeneidad areal.
3. Un barrido vertical mejorado.
4. Continuidad lateral.
5. Recuperación de aceite en los flancos.
6. Un reducido límite económico.

Y en el momento de seleccionar un proyecto de perforación infill se debe tomar en cuenta lo siguiente.

1. El desempeño de la producción/inyección.
2. La descripción del yacimiento.
3. El diseño del proyecto de perforación infill.
4. Una evaluación económica.

Por lo general, entre peor haya sido la inyección de agua original, mejor la oportunidad hacia una perforación infill.

ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS

En cualquier proceso de control de la recuperación la ubicación del pozo juega el papel principal bajo el desarrollo de un yacimiento en donde una máxima utilización del yacimiento se torna en una parte integral de las prácticas operacionales.

MAPEO DE PRESIÓN

El aumento en la recuperación de aceite se hace por medio de la determinación de aquellas áreas del campo que no han sido afectadas por el vaciamiento en el yacimiento. Para esta labor se hace necesario primero que todo analizar los contornos de presión lo cual da como resultado el entendimiento básico del proceso de drenaje del yacimiento. Esto se hace de tal manera que las líneas de corriente que trazan la ruta del fluido hacia el pozo puedan ser graficadas y las áreas de drenaje puedan ser discernidas. Particularmente este modo de trabajar otorga un bosquejo de las principales zonas que tienen un drenaje pobre y proveen una medida de la eficiencia de drenaje.

METODOLOGÍA

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede construir la metodología que se explica en detalle con dos ejemplos específicos y que sigue los siguientes pasos:

1. Los modelos se corren en el simulador Eclipse.
2. Se observan los mapas de presión y permeabilidad.
3. Se revisa la configuración existente.
4. Si la configuración existente se encuentra aún

- bajo recobro primario, una nueva configuración de acuerdo a los mapas de presión y permeabilidad es propuesta y se continua con el paso 6; con el paso 5.
5. Se debe comparar los gradientes de presión y la distribución de permeabilidad con los mapas de presión y permeabilidad.
 6. Los modelos son corridos en el simulador de streamline.
 7. Se analiza la eficiencia de inyección para cada pareja representada por los paquetes de streamline y también se revisa la eficiencia de inyección promedio del campo.
 8. Se hace un ajuste de tasas de tal manera que se propone una nueva configuración.
 9. Se establece un diseño experimental para comparar una cantidad prudente de configuraciones.
 10. Se corre la nueva configuración en el simulador streamline.
 11. Se hace de nuevo el ajuste de tasas.
 12. Se pregunta por la configuración que mayor eficiencia de inyección representa.
 13. Finalmente se escoge la configuración con mayor eficiencia de inyección.

APLICACIÓN

MODELO No.1 (CASO HOMOGÉNEO)

Este caso fue construido con el fin de comparar las ventajas y desventajas del uso del simulador streamline en el cual el tiempo de cómputo y la memoria requerida son los principales factores que se tienen en cuenta. Se mostrará como esta técnica consume tiempo de cómputo debido al tipo de malla dinámica empleada para calcular el transporte de fluidos. También alguna parte de la metodología propuesta es usada para el posicionamiento de nuevos pozos basada en la simulación streamline (no todos los pasos descritos en la metodología son aplicados en este modelo) para establecer la mejor configuración en donde se logre una buena eficiencia de los inyectores.

Este es un modelo 2D de 20x20 que posee las propiedades mostradas en la **Tabla 1**. El yacimiento tiene siete pozos que producen bajo una tasa de líquido constante y cinco inyectores que tienen la configuración mostrada en la **Figura 1**.

Tabla 1. Propiedades iniciales del yacimiento

Porosidad	25%
Permeabilidad	100md
Presión inicial	1800 Psia
Fases Activas	Aceite y agua

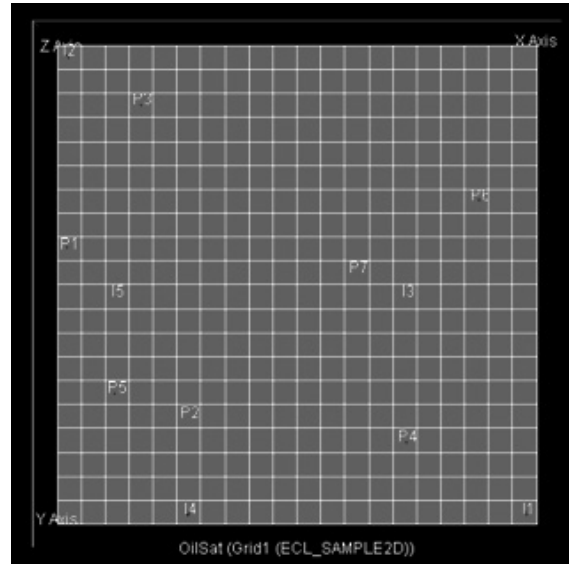


Figura 1. Configuración inicial del yacimiento.

Fuente: Floviz-Eclipse 2001.

El comportamiento de la inyección en el yacimiento fue estudiado a profundidad en un periodo de diez años, a un tiempo de 5 años se obtuvo que el frente de inyección tiene la configuración que se muestra en la **Figura 2**. Como se puede observar, el frente de inyección ha alcanzado la mayoría de los pozos productores aumentando de esta manera el corte de agua para cada pozo haciendo necesario un estudio del yacimiento para ubicar nuevos pozos productores y aprovechar zonas potencialmente productoras que aún no han sido drenadas. También se puede observar que las áreas de drenaje efectivas para cada pozo son uniformes y abarcan casi en su totalidad el yacimiento haciendo innecesario un proceso de ajuste de tasas por ahora.

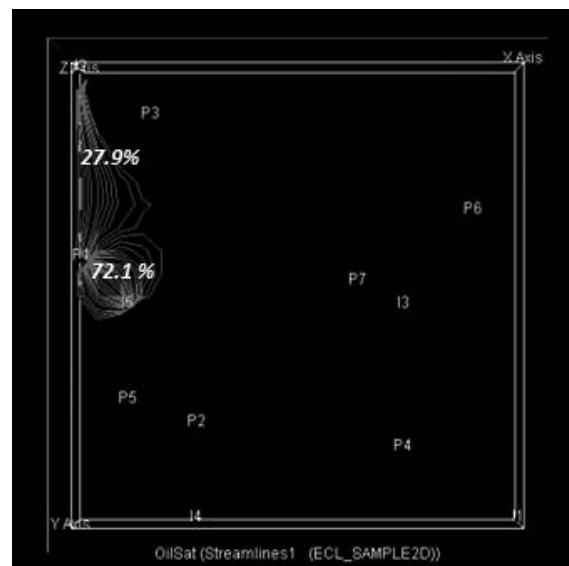


Figura 2. Frente de inyección de agua (t= 5 años)

Gracias a las líneas de flujo inyector- productor se pueden visualizar los caminos preferenciales de flujo de aceite e identificar zonas potencialmente productoras aun no descubiertas. Es lógico, que para escoger las mejores zonas es necesario antes del trazado de las streamline analizar detalladamente las propiedades del yacimiento (Paso 1 de la metodología. e.g. mapas de permeabilidades direccionales y mapas de contornos de presión). Por ejemplo zonas que tengan altas porosidades y permeabilidades sin duda pueden ser zonas en las que se podrían ubicar nuevos pozos teniendo en cuenta además que existan altos gradientes de presión que faciliten el movimiento de los fluidos hacia los pozos productores.

Es por esto que, a partir de las Figuras 3- 9 en donde se presentan los porcentajes de aceite de cada pozo productor de acuerdo a los pozos inyectores más cercanos, se pueden ubicar zonas candidatas que estén relativamente alejadas de los pozos inyectores y que puedan drenar la mayor cantidad de aceite. La ubicación de estas zonas potenciales se basó en el principio descrito por Anderson¹, en el cual se identifican zonas muy espaciadas entre líneas de flujo donde el barrido es muy pobre y el efecto de los inyectores es muy pobre (bajas tasas de aceite). A partir de estas zonas se crearon diferentes combinaciones producto de un diseño experimental y se estudió el comportamiento del factor de recobro para cada experimento.

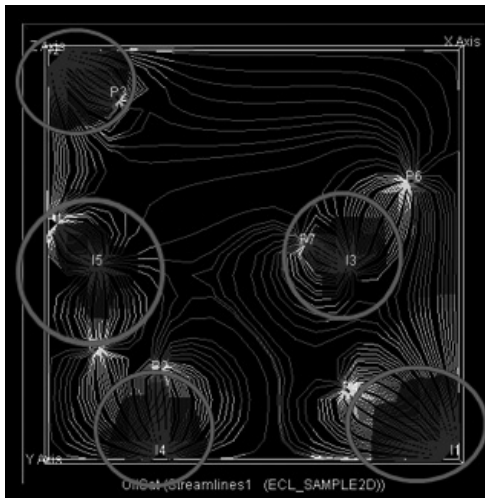


Figura 3. Eficiencia- Productor 1.

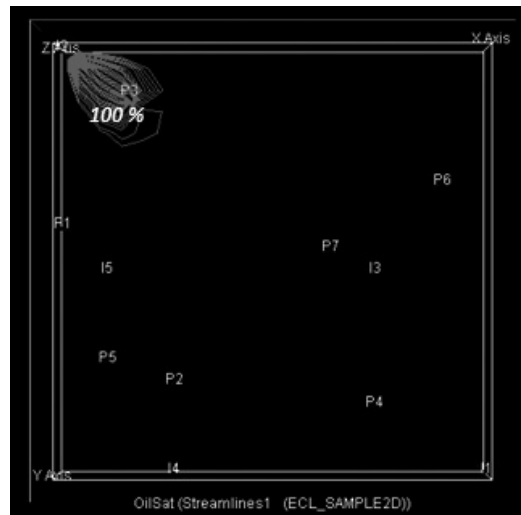


Figura 5. Eficiencia- Productor 3.

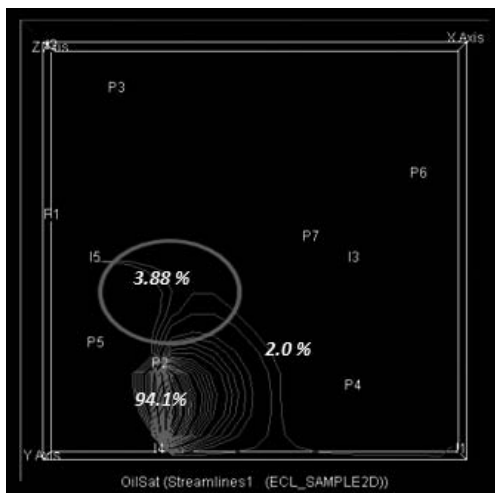


Figura 4. Eficiencia- Productor 2.

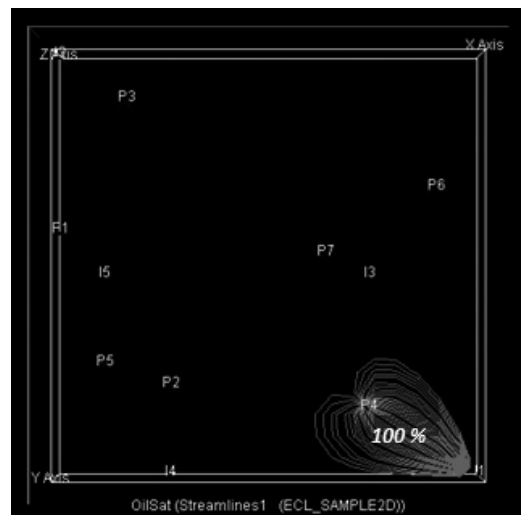


Figura 6. Eficiencia- Productor 4.

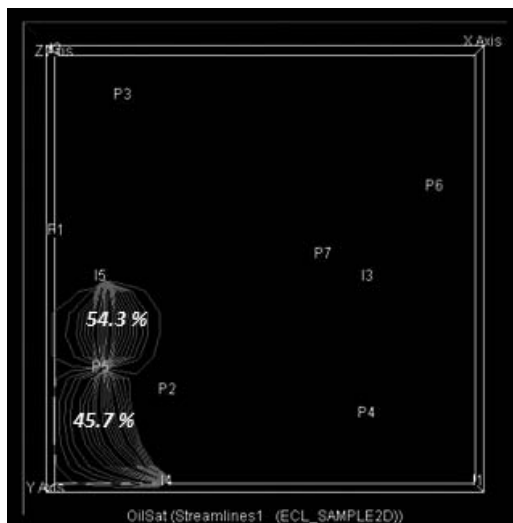


Figura 7. Eficiencia- Productor 5.

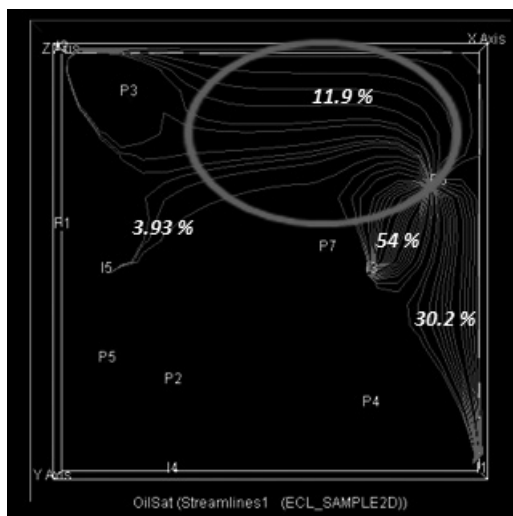


Figura 8. Eficiencia- Productor 6.

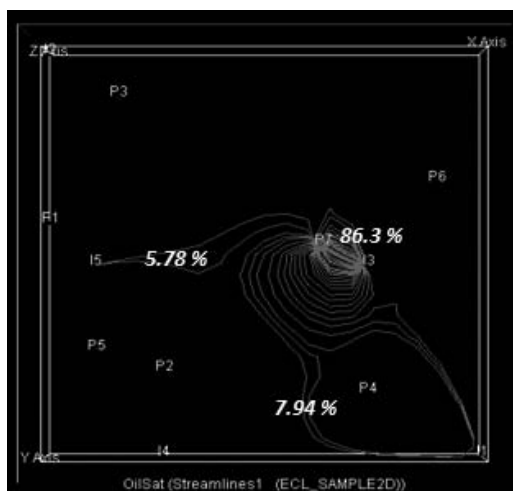


Figura 9. Eficiencia- Productor 7.

DISEÑO EXPERIMENTAL

En el diseño experimental² se escogieron tres posibles zonas **Figura 10** y se desarrollaron varias configuraciones (aproximadamente 64), comparando para cada una de ellas su eficiencia de inyección promedio al final de la simulación.

Luego de analizar cada experimento se escogieron dos posibles combinaciones las cuales arrojaron los factores de recobro más significativos que justificarían un proyecto de perforación infill. En la **Figura 4** se muestra la configuración de los nuevos pozos con un buen barrido de las zonas antes poco drenadas. Los pozos que conformaban la configuración inicial fueron cerrados a un tiempo de simulación de 5 años debido a que mostraron un alto corte de agua.

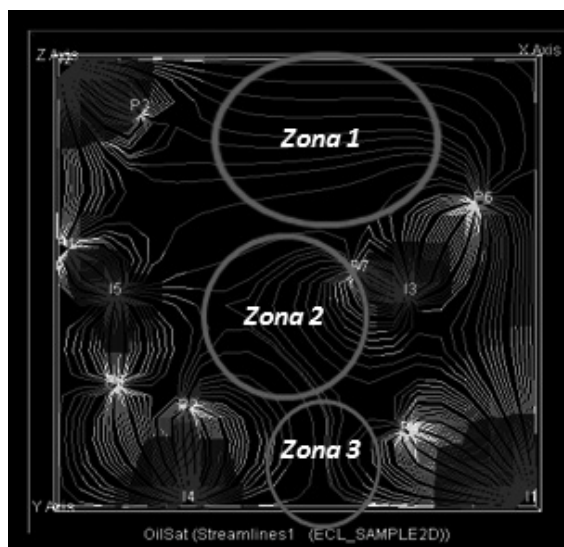


Figura10. Selección de zonas altamente productoras

RESULTADOS

A partir de los resultados presentados en la **Tabla 2** se puede observar que el simulador streamline posee ventajas en cuanto a menores tiempos de cómputo y memoria requerida en comparación por un simulador convencional y esto, en modelos geológicamente más complejos con un número mayor de pozos y un tiempo de simulación más alto representaría una gran ventaja, pero posee ciertas desventajas en cuanto a los resultados del balance de materia ya que se desvía un 8% con respecto a los resultados arrojados por el simulador convencional.

Tabla 2. Evaluación de los parámetros computacionales

	<i>Simulador Convencional D.F.</i>	<i>Simulación Streamline.</i>
Tiempo de Computo	0.421 seg.	0.28 seg.
Memoria requerida	0.673MB	0.4 MB
VP (P. ref.)	445269 RB	445.271 MRB
OIP	333954 STB	318.050 MSTB
WIP	111318 STB	111.318 MSTB
Aceite Producido	78.85889 MSTB	85.2927 MSTB
Presión Promedio	1806.648 psia	1808.5 psia
Factor de recobro	24.3073 %	26.8 %

MODELO 2 (ANTICLINAL)

Se tiene un modelo sintético, que ha estado en producción hace algunos años y ha llegado a su etapa de agotamiento. Se desea aumentar la producción perforando nuevos pozos productores. Es un yacimiento con gas en solución y los mecanismos de producción primaria con los que ha producido una buena cantidad de aceite han sido: expansión de la roca, empuje por gas en solución, y un empuje por agua natural limitado. La cantidad de datos a disposición es limitada, por lo tanto se supuso que la roca era incompresible y además no se pudo realizar un ajuste histórico debido a que los datos disponibles no son confiables.

Las propiedades iniciales del yacimiento se muestran en las **tablas 3 y 4** y en las **figuras 11- 15**.

1. Propiedades del yacimiento (8.3 años)

Perm x=Perm y. La permeabilidad vertical es un décimo de la permeabilidad horizontal.

Tabla 3. Condiciones iniciales de yacimiento

Temperatura de yacimiento	123 °F
°API	33
Presión Original de Yacimiento	2332 psia (P _{bub} =1855 psia)

Tabla 4. Volúmenes Originales de Yacimiento

OIIP	24.7667 MMSTB
WIIP	14.6856 MMSTB
GIIP	8.66834BSCF

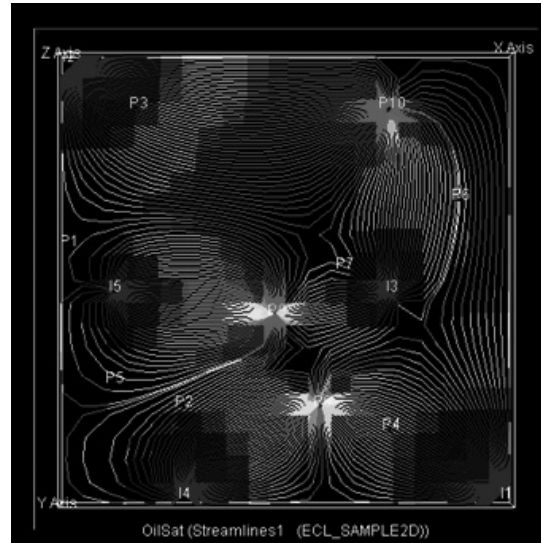


Figura.11 Configuración Final (t= 10años de producción).

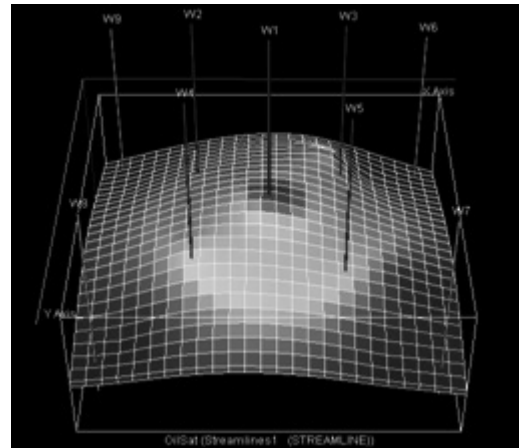


Figura 12. Configuración del modelo heterogéneo. Capa 1.

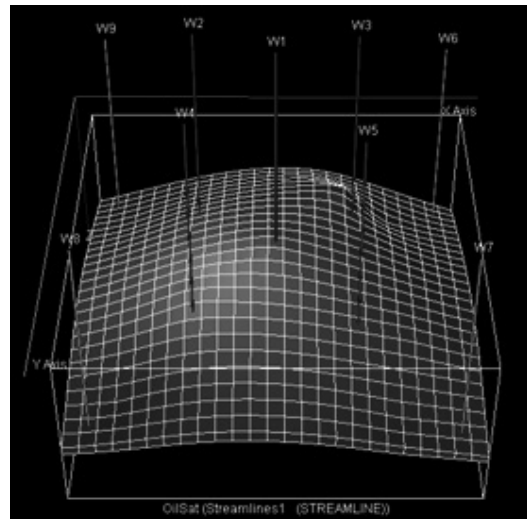


Figura 13. Configuración del modelo heterogéneo. Capa 2.

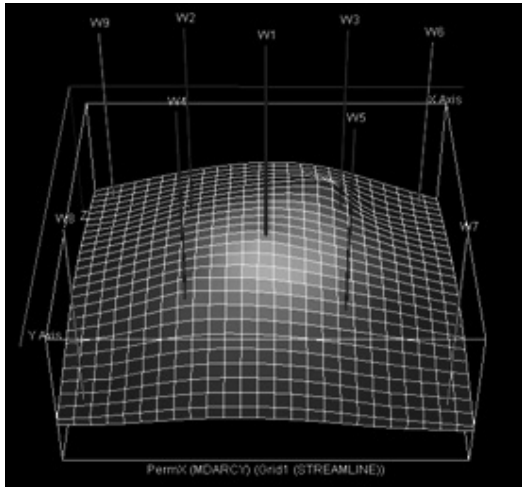


Figura 14. Configuración del modelo heterogéneo. Capa 3.

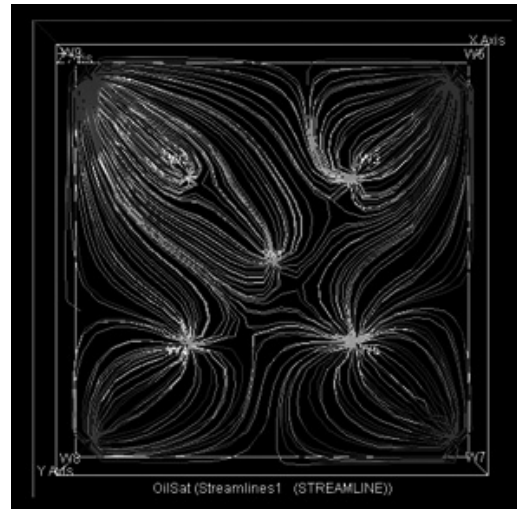


Figura 17. Configuración de pozos base

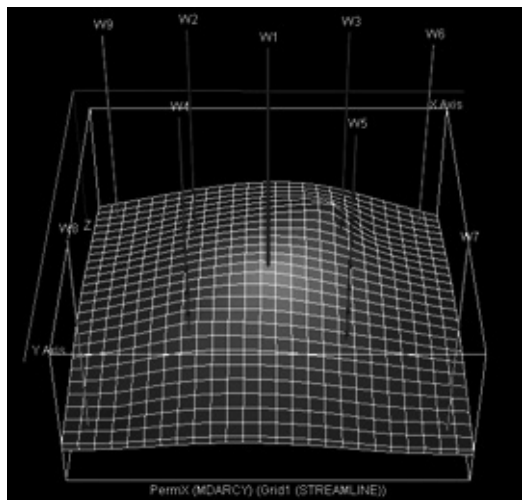


Figura 15. Configuración del modelo heterogéneo. Capa 4.

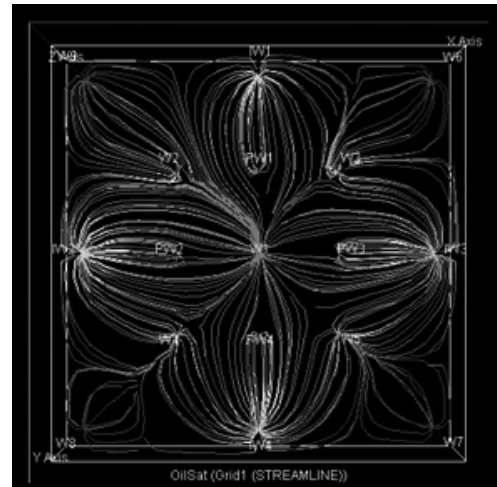


Figura 18. Configuración de pozos. Caso 1.

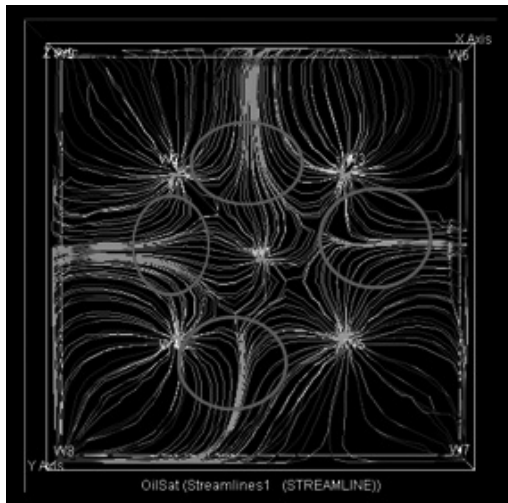


Figura 16. Configuración del modelo heterogéneo. Capa 5.
 DIFERENTES CONFIGURACIONES ANALIZADAS
 (t=30214.5 días)

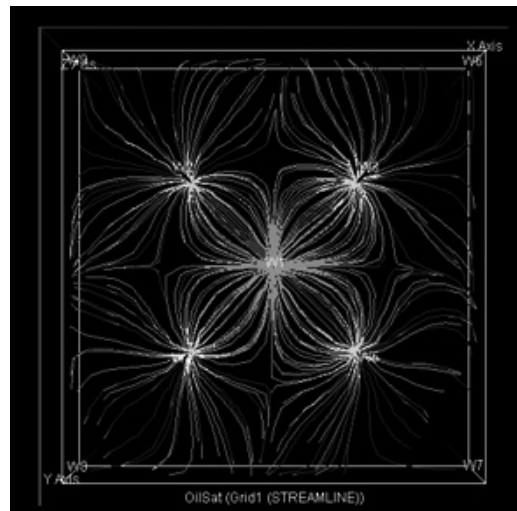


Figura 19. Configuración de pozos. Caso 2.

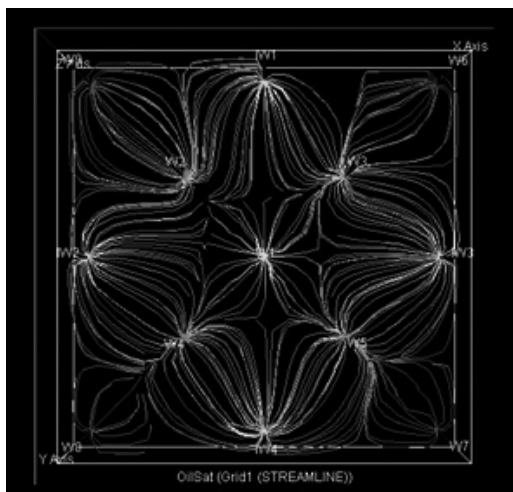


Figura 20. Configuración de pozos. Caso 3.

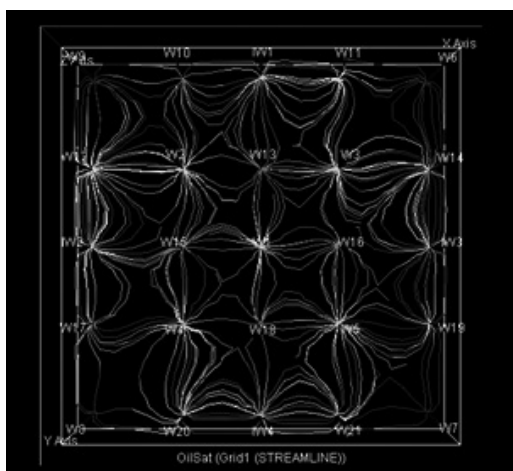


Figura 21. Configuración de pozos. Caso 4.

Las capas 1,2 y 3 están altamente saturadas con aceite. Entre estas capas los pozos productores han sido completados.

Zonas candidatas a perforar a partir de los mapas de propiedades son las zonas que se encuentran relativamente cerca al pozo productor 1 y además se propone perforar algunos pozos inyectores en la periferia del campo que ayuden a mantener la presión por encima de la presión del punto de burbuja y así evitar que los pozos alcancen el GOR máximo. Debe tenerse en cuenta que la tasa de inyección debe ser alta para aumentar la presión en el yacimiento y evitar así que el gas se libere.

DISEÑO EXPERIMENTAL

A partir de un minucioso diseño experimental se establecieron varias configuraciones que se muestran a continuación:

Caso 1- Inyección de agua periférica, usando los 5 pozos productores existentes y los pozos secos ubicados en la periferia como inyectores. **Figura 17.**

Caso 2- Inyección de agua periférica mejorada con 8 inyectores y nueve productores. **Figura 18.**

Caso 3- Patrón de inyección de agua, usando el pozo productor central existente y los cuatro pozos ubicados alrededor de éste como inyectores. **Figura 19.**

Caso 4- Patrón de inyección de agua de 5 puntos, usando 9 inyectores y 4 productores. **Figura 20.**

Caso 5- Múltiples líneas de inyección de agua, usando 13 inyectores y 12 productores. **Figura 21.**

El modelo que se entrega a los Ingenieros de yacimientos es un modelo que consiste únicamente de 5 pozos productores; es por esto que inicialmente se debe proponer un patrón de inyección (Caso 1) **Figura 16**, y a partir de este analizar las eficiencias inyector-productor para así proponer nuevas configuraciones.

ANÁLISIS ECONÓMICO

Según la cantidad de aceite producido se puede concluir que la configuración presentada en el caso 2 es la más efectiva debido a que con una cantidad mínima de pozos de inyección y producción se puede obtener un gran factor de recobro, por consiguiente menos inversión en operaciones de perforación, completamiento y de facilidades para tratamiento e inyección de agua.

LIMITANTES DEL MODELO ESCOGIDO

La configuración del caso 2 fue la más conveniente si se desea recuperar la mayor cantidad de aceite con bajos costos de inversión pero hay que tener en cuenta que esta configuración comprende nueve (9) pozos productores en la parte más alta del anticlinal con un espaciamento muy pequeño entre pozos, llevando esto a altas recuperaciones pero a una disminución acelerada de la presión en esta zona lo cual podría conllevar a la liberación de gas, que para un proyecto de recuperación terciaria podría ser complicado de manejar. Es por esto que además del caso 2 se propone la configuración del caso 4 en donde la recuperación de aceite es menor que la obtenida en el caso 2 al mismo tiempo, pero si se aumentara el periodo de vida del proyecto de inyección de agua alcanzaría a recuperar una cantidad similar pero se mantendría la presión de yacimiento dentro de un rango aceptable.

CONCLUSIONES

Se comprobó a través de los modelos presentados que el simulador Streamline es una herramienta útil para la ubicación de zonas potencialmente productoras, debido a que presenta una buena definición del frente de inyección y a partir de las eficiencias Inyector-Productor las zonas son escogidas con un grado de confianza más alto.

Es necesario continuar la investigación en cuanto a la implementación de nueva formulación matemática ya que presenta errores considerables en el momento de calcular volúmenes iniciales de fluidos en yacimiento.

NOMENCLATURA

τ = *Tiempo de vuelo*

$\Delta t_{e,i}$ = *Incremental del tiempo de vuelo*

IE = *Eficiencia de la Inyección*

f_w = *Flujo Fraccional*

ζ = *coordenada Streamline*

S_w = *Saturación de agua*

REFERENCIAS

1. J. S. Anderson. 1997. Pressure mapping as an aid to understanding reservoir drainage.
2. STATGRAPHICS CENTURION XV.
3. Data Gupta and Guoping Xue. Texas A&M University. Multiphase streamline modeling in three dimensions: Further Generalizations and a field Application.
4. Marco Thiele and Rod Batycky. Water injection optimization using a streamline-based workflow. SPE 84080.
5. Batycky. 1997. A three dimensional two phase field scale streamline simulation.
6. Richard Baker. Streamline Technology: Reservoir History Matching and forecasting= it success, limitations and future.

Fecha de recepción: Abril de 2009

Fecha de aceptación: Junio de 2009

TABLAS

Tabla 5. Volúmenes de aceite producidos en cada caso (t=30 años).

	<i>Caso 1</i>	<i>Caso 2</i>	<i>Caso 3</i>	<i>Caso4</i>	<i>Caso 5</i>
Aceite producido (MMSTB)	6.18636	8.70675	6.04486	7.60816	8.37766
Factor de recobro	0.250	0.354	0.244	0.307	0.338
Tiempo CPU	2 M 27.27 S	2 M 32.61 S	2 M 26.37 S	2 M 46.45 S	2 M 49.80 S

Tabla 6. Evaluación de los parámetros computacionales. CASO 1.

	<i>Simulación Streamline</i>	<i>Simulación Convencional FD</i>
Tiempo consumido	2M 27.67 seg.	7 M 27.27 S.
Memoria Requerida	0.4 MB	0.8MB
PV (P. ref.)	44.3562 MMRB	44.293782 MMRB
OIP	24.7667 MMSTB	23.698546 MMSTB
WIP	14.6856 MMSTB	14.551584 MMSTB
GIP	8.66834 BSCF	10.930834 BSCF
Aceite Producido	6.18636 MMSTB	4.911112 MMSTB
Presión promedio de yacimiento	2352 psia	2351.44 psia
FR	25%	20.7233%