

SIMULACIÓN DE FLUIDOS EN EL POZO DE UN YACIMIENTO PETROLÍFERO MULTIESTRATO

Fluid Simulation in the Well of a Multilayered Oil Reservoir

JOSÉ JARAMILLO¹ y MÁXIMO MERO²

Universidad de Carabobo. Facultad de Ciencia y Tecnología. CEMVICC

¹Departamento de Computación. ²Departamento de Matemáticas

Carabobo. Venezuela

{jjaramil, mmero}@uc.edu.ve

Fecha de Recepcin: 26/02/2007, **Fecha de Revisin:** 03/08/2007, **Fecha de Aceptacin:** 31/10/2007

Resumen

Simular las condiciones de un pozo petrolero de manera interactiva requiere conocer sus características a través de alguna técnica de análisis que permita determinar el comportamiento del yacimiento, así como también es necesario aplicar un modelo de simulación de fluidos que sea adecuado para la geometría del mismo. En el presente estudio se mostrarán los resultados obtenidos en el uso de las pruebas de presión como técnica de análisis y la implementación de un modelo basado en partículas para la simulación de crudo, con el objetivo de caracterizar yacimientos petrolíferos.

Palabras Claves: Computación gráfica, Pruebas de presión, Simulación de fluidos.

Abstract

In order to simulate the conditions of an oil well in a interactive way it is necessary to know its properties through some analysis technique that allows to determine the behavior of the reservoir, as well as necessary to apply a model of fluid simulation that could be adapted for the geometry of that reservoir. In this study we will show the results obtained in the use of the well tests as an analysis technique and the implementation of a model based on particles for the simulation of crude, with the target to characterize oil fields.

Keywords: Computer graphics, Fluid simulation, Well test.

1. Introducción

Uno de los tópicos de investigación más relevantes en la computación gráfica es, desde hace varios años, la simulación de fluidos y por tal razón existen diversas técnicas de representación.

Los yacimientos petrolíferos usualmente están compuestos por un conjunto de formaciones o estratos de diferentes edades geológicas, en los cuales se depositaron grandes cantidades de materia orgánica e inorgánica formando mantos sedimentarios. Por esta causa, cada estrato posee sus propias características y estas determinan el comportamiento del yacimiento y del pozo.

Para estimar las propiedades de un yacimiento multiestrato se puede calcular el nivel de presión y producción de cada capa, lo cual contribuye a la caracterización del mismo para optimizar la producción total.

Este trabajo presenta una alternativa de solución para simular de manera óptima el comportamiento del flujo de petróleo en el pozo de un yacimiento multiestrato, con la finalidad de proporcionarle a los especialistas en hidrocarburos una herramienta de análisis para la exploración y explotación.

Este artículo se desarrolla de la siguiente forma: La sección 2 consiste en describir los antecedentes del modelo de pruebas de presión y del modelo de simulación de fluidos. La sección 3 involucra el planteamiento del modelo de pruebas de presión para realizar el estudio de los yacimientos. La sección 4 trata sobre la especificación del modelo de fluidos basado en partículas para representar el petróleo. La sección 5 explica la simulación dinámica del flujo de petróleo, el cual depende de la presión. La sección 6 muestra los resultados de esta investigación y por último, la sección 7 expone algunas conclusiones y consideraciones a futuro.

2. Trabajos Relacionados

La optimización de la explotación petrolera ha sido un tópico de interés en el transcurso de los años, debido a que en la actualidad su materia

prima constituye una de las principales fuentes de energía en todo el mundo.

Christine Anna Ehlig-Economides (1979) hizo un estudio sobre el análisis de las pruebas de pozos a presión constante. En 1989, Heungjun Park planteó un modelo para el análisis de pruebas de presión de un yacimiento multicapas con flujo cruzado en la formación.

En el trabajo de Wolfsteiner *et al.*, (1999) se muestra un modelo para calcular la productividad de pozos no-convencionales en yacimientos heterogéneos basado en las funciones de Green. Asim Hayat (2001) realizó un estudio sobre un modelo para pozos horizontales fracturados. Michael Levitan (2005) publicó un artículo que trataba sobre una aplicación práctica para el análisis de pruebas de pozos reales donde se describen ciertas mejoras del algoritmo de deconvolución de Schroeter.

Por otro lado, la Dinámica de Fluidos Computacional tiene su base en las ecuaciones de Navier-Stoke que describen el movimiento de los fluidos. A partir de allí han surgido una serie de propuestas que se han subdividido en dos ramas: los métodos eulerianos y los métodos langranianos. Los eulerianos discretizan el problema usando una subdivisión del dominio espacial y controlan el fluido en cada celda de la malla. Ejemplos de estos son los *Height fields* de Foster y Metaxas (1996), y los fluidos estables de Stam (1999). En cambio, los langranianos discretizan la masa del fluido usando partículas, donde estas pueden o no estar interconectadas. Cuando no existe tal conexión, la ejecución es más rápida pero no es ideal para la simulación de sustancias cuyas fuerzas internas tienen un efecto notable en el comportamiento. Por ejemplo, unas simulaciones más realistas se pueden apreciar en los trabajos de Murta y Miller (1999), Premože *et al.*, (2003) y Müller *et al.*, (2003), donde las partículas interactúan con las de su entorno.

Tomando en cuenta todo lo mencionado anteriormente, se escogió el modelo matemático propuesto por Mero y Cabrera (1991) como base para la implementación del sistema, el cual permite la caracterización de un yacimiento multiestrato. Y en lo concerniente a la dinámica del

fluido se usó el modelo propuesto por Müller *et al.*, (2003) porque es el mejor que se ajusta a los requerimientos de simulación interactiva.

3. Modelo Físico-Matemático de un Yacimiento Multiestrato

En esta investigación se desarrolla un modelo para un sistema multiestrato en el cual se supone que cada capa es homogénea, isotrópica y horizontal, con flujo monofásico de viscosidad constante y compresibilidad pequeña y constante. Además, posee la alternativa de considerar flujo cruzado en la formación o a través del pozo, el cual se denomina *commingled*. De esta forma, el sistema que representa dicho modelo es:

$$(kh)_j \nabla^2 p_j = (\phi h)_j c_t \mu \frac{\partial p_j}{\partial t} + X_{j-1} (p_j - p_{j-1}) - X_j (p_{j+1} - p_j) \quad (1)$$

donde $(kh)_j$, $(\phi h)_j$, c_t y μ , son el producto permeabilidad-espesor, porosidad-espesor, compresibilidad y viscosidad del fluido respectivamente, y p_j es la presión en el j -ésimo estrato ($j = 1, \dots, n$). Además los X_j están dados por:

$$X_j = \frac{2}{2[(\Delta h)_j / (k_v)_j] + \chi_{j+1} + \chi_j} \quad (2)$$

Con $X_0 = X_n = 0$, $(\Delta h)_j$ y $(k_v)_j$ son el espesor y la permeabilidad vertical de la zona no perforada de la capa j y $j + 1$ respectivamente. $\chi_j = h_j / k_{zj}$ es la resistencia al flujo por unidad de longitud en la j -ésima cara de la arena (y k_{zj} es la permeabilidad vertical para la capa j).

Las condiciones de frontera en el pozo, tomando en cuenta los efectos de almacenamiento y daño, vienen dadas por las ecuaciones

$$p_{wf} = p_j(r_w, t) - s_j r_w \frac{\partial p_j}{\partial r} \Big|_{r_w} \quad (3)$$

$$-q = C \frac{dp_{wf}}{dt} - \frac{2\pi}{\mu} \sum_{j=1}^n [(kh)_j r_w \frac{\partial p_j}{\partial r} \Big|_{r_w}] \quad (4)$$

donde la tasa de flujo q se supone constante. Esto es conveniente para obtener soluciones en las

fronteras acotadas, como en el radio exterior (r_e) finito, y no acotadas, como en el radio exterior infinito. Por su parte, s_j , r_w , C y t representan el factor de daño en el pozo para la j -ésima capa, el radio del pozo, la constante de almacenamiento en el pozo y el tiempo, respectivamente.

En lo que respecta a la condición de frontera exterior, esta puede ser finita o infinita. La condición de frontera infinita se define como:

$$\lim_{r \rightarrow \infty} p_j(r, t) = p_i \quad (5)$$

donde p_i representa la presión inicial. En cambio, las condiciones de frontera finita se contemplan en dos tipos:

Frontera exterior sin flujo:

$$\frac{\partial p_j}{\partial r} \Big|_{r_e} = 0 \quad (6)$$

Frontera exterior con presión constante:

$$p_j(r_e, t) = p_i \quad (7)$$

En el modelo, la condición inicial está dada por:

$$p_j(r, 0) = p_i \quad (8)$$

Finalmente, la tasa de flujo de cada capa viene dada por:

$$-q_j(t) = \frac{-2\pi(kh)_j}{\mu} r_w \frac{\partial p_j}{\partial r} \Big|_{r_w} \quad (9)$$

Todas estas ecuaciones fueron adimensionadas y llevadas al espacio laplaciano, a través de la Transformada de Laplace, con el objetivo de facilitar su resolución. Por consiguiente, una vez obtenidos los resultados, estos son trasladados al espacio real a través de la Transformada Inversa con el algoritmo de Stehfest (Mero & Cabrera, 1991) para ser visualizados en la aplicación.

En el algoritmo 1 se describen los pasos implementados en alto nivel para simular las pruebas de presión.

SIMULARPRUEBASPRESIÓN()

- (1) Cálculo del adimensionamiento de la permeabilidad;
- (2) Cálculo de la semipermeabilidad adimensional entre las capas;
- (3) Cálculo del producto adimensional porosidad-espesor;
- (4) División del yacimiento en zonas;
- (5) Para cada iteración de la transformada de Laplace:
- (6) Cálculo de los componentes de cada zona;
- (7) Obtención del polinomio característico;
- (8) Cálculo de las raíces del polinomio;
- (9) Cálculo de los coeficientes de la matriz;
- (10) Creación de la matriz de datos
- (11) Resolución del sistema lineal
- (12) Cálculo de la presión en el pozo
- (13) Cálculo de la presión y producción en cada capa
- (14) Respaldo de los resultados en el espacio de Laplace
- (15) Transformación de los resultados al espacio adimensional
- (16) Transformación de los resultados al espacio real

Algoritmo 1: Simulación de las pruebas de presión.

4. Modelo de Fluidos

Para la simulación dinámica de fluidos se usó un modelo basado en partículas propuesto por Müller *et al.* (Müller *et al.*, 2003), el cual está fundamentado en la *Smoothed Particle Hydrodynamics* (SPH). Este método distribuye las magnitudes en la vecindad local de cada partícula usando unos núcleos simétricos radiales. De acuerdo a esta técnica, una magnitud escalar A es interpolada en la ubicación \vec{r}_i por una suma de contribuciones de todas las partículas:

$$A_S(\vec{r}_i) = \sum_j m_j \frac{A_j}{\rho_j} W(\vec{r}_i - \vec{r}_j, h) \quad (10)$$

donde j itera sobre todas las partículas, m_j es la masa de la partícula j , \vec{r}_j es su posición, ρ_j la densidad y A_j es la magnitud de un parámetro determinado en \vec{r}_j .

La función $W(\vec{r}, h)$ se denomina núcleo de radio h . Aunque la masa m_i es constante a través de toda la simulación y, en este caso, es la misma para todas las partículas, la densidad ρ_i varía y necesita ser evaluada en cada instante de tiempo. Entonces, al sustituir la densidad de la j -ésima contribución como parámetro en la Ecuación 10 se puede obtener la densidad en la ubicación \vec{r}_i de la siguiente manera:

$$\rho_S(\vec{r}_i) = \sum_j m_j W(\vec{r}_i - \vec{r}_j, h) \quad (11)$$

En la mayoría de las ecuaciones de fluidos aparecen derivadas de las magnitudes y necesitan ser evaluadas. Con el método SPH, tales derivadas solo afectan al núcleo. Por lo tanto, el gradiente de A es simplemente

$$\nabla A_S(\vec{r}_i) = \sum_j m_j \frac{A_j}{\rho_j} \nabla W(\vec{r}_i - \vec{r}_j, h) \quad (12)$$

mientras que el Laplaciano de A es

$$\nabla^2 A_S(\vec{r}_i) = \sum_j m_j \frac{A_j}{\rho_j} \nabla^2 W(\vec{r}_i - \vec{r}_j, h) \quad (13)$$

En la formulación euleriana, los fluidos isotermales son descritos por tres campos: velocidad \vec{v} , densidad ρ y presión p . La evolución de estas tres magnitudes en el tiempo viene dada por dos ecuaciones. La primera ecuación asegura la conservación de la masa

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v) = 0 \quad (14)$$

mientras que las ecuaciones de Navier-Stoke, que describen la dinámica de los fluidos, formulan la conservación del *momentum*

$$\rho \left(\frac{\partial v}{\partial t} + v \cdot \nabla v \right) = -\nabla p + \rho g + \mu \nabla^2 v \quad (15)$$

donde g es una fuerza externa y μ la viscosidad del fluido. En la literatura aparecen muchas versiones de las ecuaciones de Navier-Stokes, pero la Ecuación 15 representa una versión simplificada para fluidos incomprensibles.

El uso de partículas simplifica las Ecuaciones 14 y 15 substancialmente porque el

número de partículas es constante y cada partícula tiene una masa constante, así que la conservación de la masa está garantizada y la Ecuación 14 se puede omitir completamente.

Como la suma de las fuerzas de densidad $f = -\nabla p + \rho g + \mu \nabla^2 v$ determinan el cambio del *momentum* de las partículas, entonces para la aceleración de la partícula i se obtiene que:

$$a_i = \frac{dv_i}{dt} = \frac{f_i}{\rho_i} \quad (16)$$

donde v_i , f_i y ρ_i son la velocidad, la fuerza y la densidad de la partícula i , respectivamente.

Al aplicar el SPH a los términos de presión y viscosidad en la Ecuación 15 se obtiene que

$$\begin{aligned} f^{pres} &= -\nabla p(\vec{r}_i) \\ &= \sum_j m_j \frac{p_i + p_j}{2\rho_j} \nabla W(\vec{r}_i - \vec{r}_j, h) \end{aligned} \quad (17)$$

mientras que

$$\begin{aligned} f^{visc} &= \mu \nabla^2 v(\vec{r}_i) \\ &= \mu \sum_j m_j \frac{\vec{v}_j - \vec{v}_i}{\rho_j} \nabla^2 W(\vec{r}_i - \vec{r}_j, h) \end{aligned} \quad (18)$$

Además de las fuerzas mencionadas, aquí también se modelan las fuerzas de tensión de superficie, las cuales tienden a minimizar la curvatura de la superficie originada por la partículas. Estas fuerzas están gobernadas por la siguiente ecuación:

$$f^{ts} = -\sigma \nabla^2 c_S \frac{n}{|n|} \quad (19)$$

donde σ es un coeficiente de tensión, $n = \nabla c_S$ y

$$c_S(\vec{r}) = \sum_j m_j \frac{1}{\rho_j} W(\vec{r} - \vec{r}_j, h) \quad (20)$$

Otra fuerza externa, que se agrega a las demás fuerzas mencionadas e incide sobre las partículas, es el potencial de Lennard-Jones para evitar la interpenetración entre ellas mismas.

En el algoritmo 2 se describen los pasos implementados en alto nivel para la simulación de fluidos.

SIMULAFUIDOS()

- (1) Cálculo de las densidades (SPH);
- (2) Iterando por cada partícula;
- (3) Cálculo de las fuerzas externas;
- (4) Adición de la fuerza de gravedad;
- (5) Cálculo de la interacción de Lennard-Jones;
- (6) Búsqueda de partículas vecinas dentro del radio h ;
- (7) Cálculo de las fuerzas de SPH;
- (8) Cálculo de la fuerza de presión;
- (9) Cálculo de la fuerza de viscosidad;
- (10) Cálculo de la fuerza de tensión de superficie;
- (11) Cálculo de la nueva posición en el espacio;
- (12) Verificación de la posición de la partícula fuera del espacio de simulación;
- (13) Verificación de colisión con obstáculos;
- (14) Verificación de cambio de celda;
- (15) Actualización de los datos de las partículas;

Algoritmo 2: Simulación de fluidos.

5. Simulación Dinámica

Para calcular el movimiento de las partículas se aplicó la segunda ley de Newton de donde se deducen las siguientes ecuaciones de velocidad y posición para cada partícula:

$$v^{t+1} = v^t + \frac{f}{m} \Delta t \quad (21)$$

$$x^{t+1} = x^t + v^{t+1} \Delta t \quad (22)$$

La cooperación entre los modelos radica en que algunos datos de salida del modelo de pruebas de presión constituyen una parte de los datos de entrada del modelo de simulación de fluidos. Esto significa que a las fuerzas internas de las partículas se le agregan las fuerzas externas de presión para simular las condiciones físicas del yacimiento petrolífero. Para lograrlo se toman los resultados de los niveles de presión, de cada una de las capas y del pozo, y se normalizan para transformarlos en una fuerza de presión que incide sobre el flujo. Además, el valor de viscosi-

dad de las pruebas de presión es transferido directamente a la simulación de fluidos.

6. Resultados y Discusión

Una forma de reducir la complejidad computacional fue mediante la subdivisión del espacio de simulación de las partículas en una malla de celdas de tamaño h , porque de esta manera la búsqueda de los vecinos de una partícula i se redujo a la misma celda y a las celdas vecinas. Además, se logró optimizar esa búsqueda de vecinos a una sola vez por cada partícula para el cálculo de todas las fuerzas que intervienen en el modelo.

En la aplicación se le proporciona al usuario la posibilidad de obtener los resultados en forma adimensional o real. Además, existe la opción de aplicarle un análisis a los resultados en 4 escalas diferentes: lineal-lineal, lineal-log, log-lineal y log-log. Usando este modelo físico-matemático de un yacimiento multiestrato, la herramienta implementada permite realizar simulaciones de yacimientos de petróleo de hasta 20 capas productoras.

El lenguaje de programación utilizado fue C++, debido a su alta compatibilidad con la librería gráfica *OpenGL* (*OpenGL*, 2007) y la librería de interfaces gráficas de usuario *GTK+* (*GTK+*, 2007).

En las Figuras 1 y 2 se pueden observar los componentes principales de la herramienta construida (versión Microsoft Windows).

En lo que respecta a la simulación de las pruebas de presión, se introdujeron los datos de un yacimiento de prueba de 5 capas con distintas propiedades físicas. La Tabla 1 describe las propiedades generales del yacimiento, mientras que la Tabla 2 describe la permeabilidad, porosidad, altura y efecto de daño en cada capa.

Basándose en las características de las Tablas 1 y 2, se presentan a continuación los resultados obtenidos en diversas pruebas. En la Fig. 3 se muestran los niveles adimensionales de presión en el pozo con una condición de frontera exterior infinta.

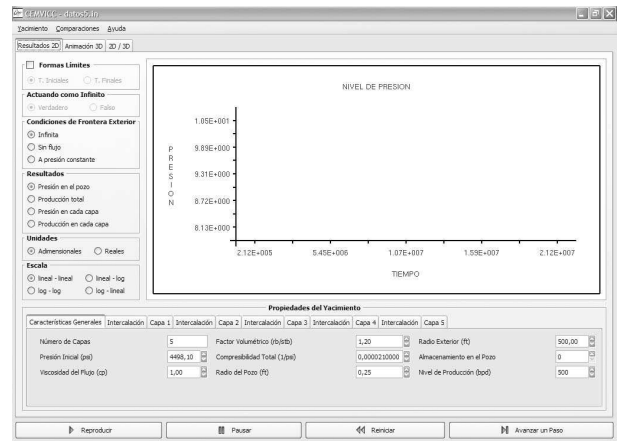


Fig. 1. Vista de la herramienta en la sección del modelo de pruebas de presión.

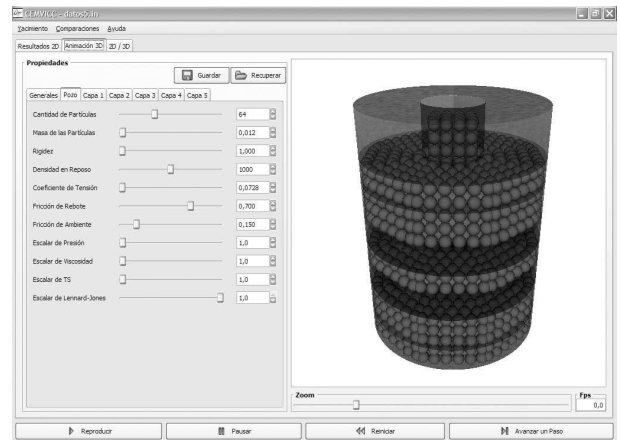


Fig. 2. Vista de la herramienta en la sección del modelo de simulación de fluidos.

Por su parte, la Fig. 4 muestra los niveles adimensionales de presión en cada capa del yacimiento con una condición de frontera exterior sin flujo. Al comparar las Figuras 3 y 4 se puede observar cómo influye el cambio en la condición de frontera exterior al presentarse un comportamiento distinto.

En la Fig. 5 se muestran los niveles adimensionales de producción en cada capa del yacimiento con una condición de frontera exterior sin flujo. Allí se puede observar como se compensan los niveles de producción de las capas. En la medida que alguna produce mayor cantidad de petróleo, otra capa disminuye su contribución, ayudando a mantener el equilibrio de producción constante que contempla el modelo físico-matemático implementado.

A pesar de que en las simulaciones físicas

Parámetro	Valor
Número de capas	5
Presión inicial	4498,1 psi
Viscosidad del flujo	1,0 cp
Factor volumétrico	1,2 rb/stb
Compresibilidad total	2,1E-5 psi ⁻¹
Radio del pozo	0,25 ft
Radio exterior	500,0 ft
Nivel de producción	500,0 bpd

Tabla 1. Propiedades generales del yacimiento.

Capa	K _i (md)	φ _i	h _i (ft)	s _i
1	200,0	0,3	10,0	0,0
2	400,0	0,1	10,0	1,0
3	150,0	0,1	10,0	2,0
4	100,0	0,25	10,0	3,0
5	150,0	0,25	10,0	4,0

Tabla 2. Propiedades de las capas del yacimiento.

(como la dinámica de fluidos) existe el riesgo frecuente de inestabilidad numérica, se logró implementar un modelo eficiente donde la velocidad de simulación sólo depende de la plataforma en que se ejecute y de la cantidad de partículas involucradas. En la Fig. 6 se muestra la dinámica de un fluido viscoso en caída libre (en diversos instantes de tiempo) dentro un pozo de paredes planas. El color de las partículas varía de rojo a naranja indicando mayor o menor densidad, respectivamente.

En la Fig. 7 se muestra la simulación de los fluidos que se trasladan desde la parte inferior del pozo hacia la parte superior en varios instantes de tiempo. Esto demuestra que el uso de las partículas permite apreciar mejor el comportamiento del fluido mientras se desplaza por una tubería verti-

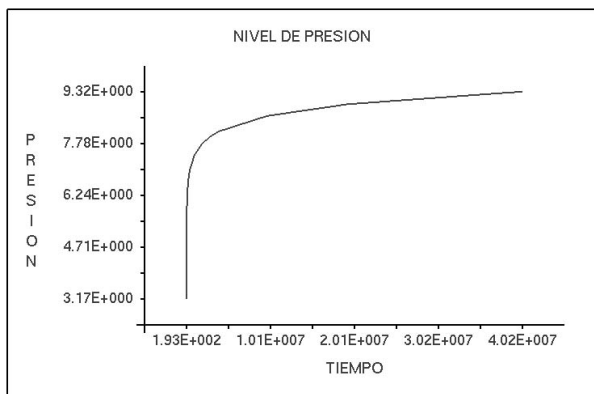


Fig. 3. Presión en el pozo.

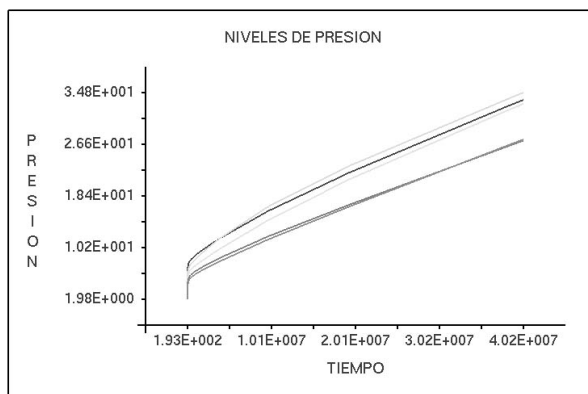


Fig. 4. Presión en cada capa.

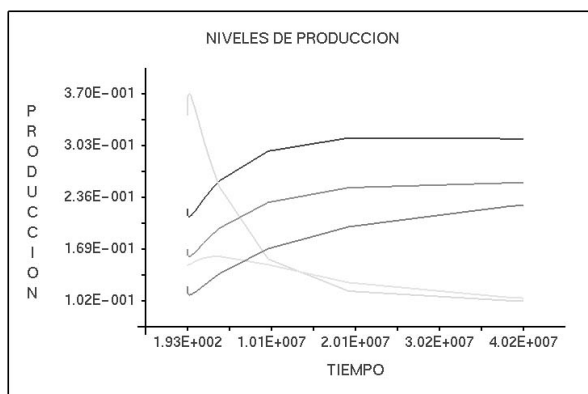


Fig. 5. Producción en cada capa.

cal.

Por su parte, en la Fig. 8 se pueden observar las partículas que representan el flujo que se encuentra en una capa, en los alrededores del pozo, durante un instante de tiempo determinado. En estas circunstancias, las partículas se desplazan en dirección hacia el pozo.

En la Fig. 9 se pueden observar los resultados de la simulación de un yacimiento multicapas en un instante de tiempo determinado. Allí se aprecian los dos modelos trabajando en conjunto para representar virtualmente al yacimiento en estudio. Dicho yacimiento posee 5 capas con dos intercalaciones de baja permeabilidad: una entre las capas 2 y 3, y otra entre las capas 3 y 4.

Con respecto a los tiempos de cálculo obtenidos en la simulación, se muestran a continuación las Tablas de datos 3 y 4 que describen los resultados de una máquina con las siguientes características: Procesador Pentium M de 1.73 GHz; Memoria RAM de 512 MB; Bus de 533 MHz;

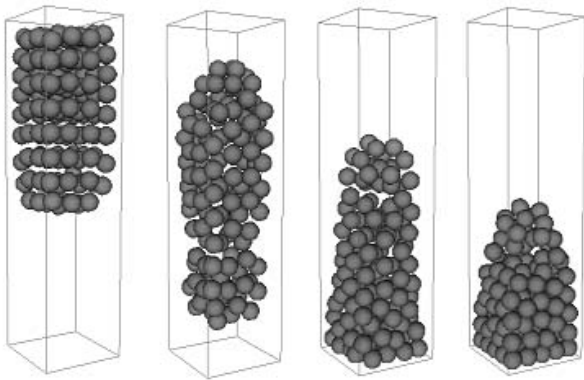


Fig. 6. Simulación de fluido viscoso con 128 partículas.

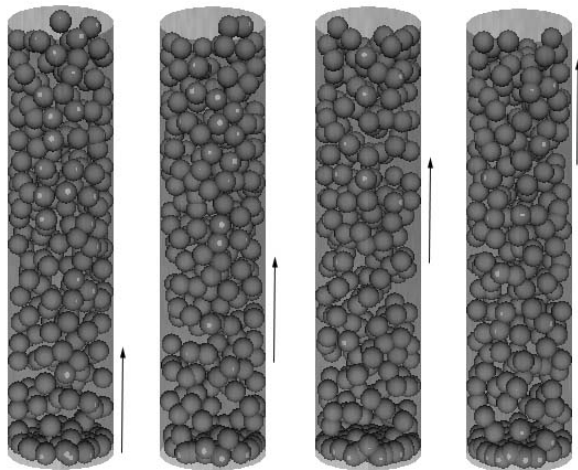


Fig. 7. Simulación de fluido en el pozo con 320 partículas.

Adaptador gráfico Intel 915GM Express de hasta 128 MB.

Número de capas	Tiempo (segundos)
5	0,01875
10	0,0375
15	0,053125
20	0,0703125

Tabla 3. Tiempo de cálculo para la simulación de yacimientos.

La Tabla 3 exhibe los tiempos promedio de cálculo, en segundos, obtenidos en la simulación de pruebas de presión en un intervalo de 100 unidades de tiempo. Esto demuestra que la implementación del modelo fue adecuada por su rápida resolución, de tal manera que no constituye ningún retraso significativo.

Por su parte, la Tabla 4 muestra los tiempos de cálculo, en segundos, alcanzados en la simulación de fluidos con partículas. En ella se puede

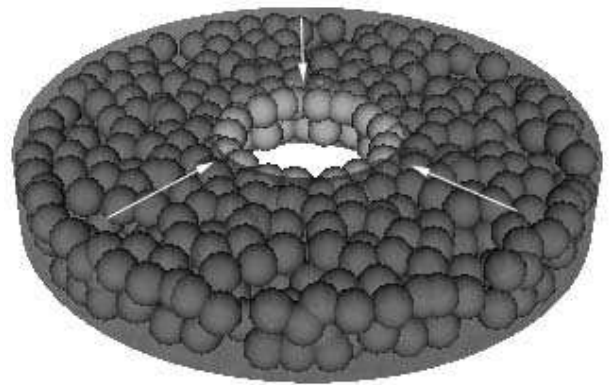


Fig. 8. Simulación de fluido en una capa con 480 partículas.

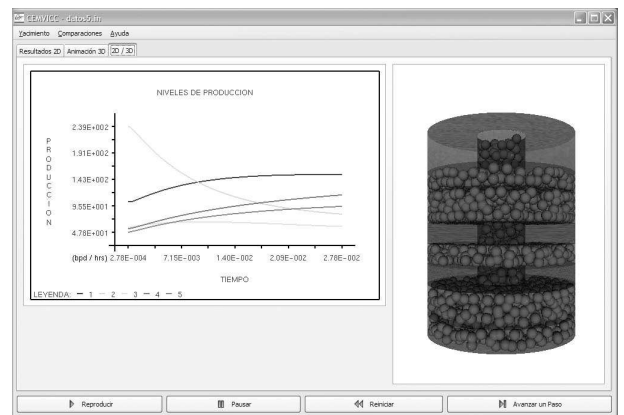


Fig. 9. Simulación de un yacimiento multicapas.

observar que el tiempo de cálculo del SPH tiende a ser mayor que el tiempo de renderizado de las partículas. Por consiguiente, los algoritmos implementados para el SPH constituyen el factor que consume mayor cómputo cuando el número de partículas es significativo.

7. Conclusiones y Trabajo Futuro

Esta herramienta gráfica permite caracterizar el comportamiento de la tasa de producción y

Número de partículas	SPH (seg)	Renderizado (seg)
1120	1,343906	0,06765625
1920	1,646875	0,10734375
2720	2,366719	0,14578125
3520	3,209375	0,1840625

Tabla 4. Tiempo de cálculo para la simulación de fluidos basados en partículas.

presión por cada capa del yacimiento, lo cual le proporciona a los especialistas en hidrocarburos la información para realizar los análisis necesarios en su labor de planificación de la exploración y explotación.

Además, el análisis de presión ayudaría a tomar decisiones respecto a la explotación racional del petróleo. Esto debido a que las reservas aunque sean grandes son limitadas, por lo que es necesario tomar en cuenta las repercusiones ambientales y económicas de este asunto.

La simulación de fluidos usando SPH fue lo más adecuado porque la animación fue más realista que haber trabajado con un sistema de partículas sin interconectividad alguna y porque se ajusta a las condiciones geométricas de los pozos petroleros y las capas del subsuelo.

La velocidad de simulación es aceptable cuando se trabaja con menos de 1000 partículas, pero todo depende de la plataforma en que sea ejecutada la aplicación.

La aplicación construida sirve de base para futuras actualizaciones, porque su estructura orientada a objetos permite sustituirle los componentes de los modelos físico-matemáticos de manera sencilla.

En un futuro se plantea la posibilidad de paralelizar el código fuente de manera que se pueda distribuir la carga de los cálculos de la simulación de partículas, debido a que es la parte de la aplicación que exige mayor demanda computacional. También se espera poder añadir ciertas características al modelo del yacimiento, como alternativa de considerar la presencia de agua, gas o flujo multifásico en los estratos. Sin embargo, también está latente el componente gráfico que sin un buen dispositivo acelerador no se podrían agregar las animaciones requeridas. Porque si se logran simular los fluidos con una mayor cantidad de partículas se espera un mejor comportamiento, ya que, según varios autores y por lo que se ha observado, es uno de atributos del SPH.

8. Bibliografía

- Ehlig-Economides, C. (1979). Well test analysis for wells produced at a constant pressure. PhD thesis. Department of Petroleum Engineering. Stanford University. Palo Alto, USA.
- Foster, N. & D. Metaxas. (1996). Realistic animation of liquids. *Graphical models and image processing: GMIP*. 58(5):471–483.
- Hayat, A. (2001). Approximate modeling of fractured horizontal wells. Master's thesis. Department of Petroleum Engineering. Stanford University. Palo Alto, USA.
- Levitan, M. (2005). Practical application of pressure/rate deconvolution to analysis of real well tests. *April 2005 SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 113–121.
- Mero, M. & J. Cabrera. (1991). Desarrollo e implementación de un modelo matemático para yacimientos multicapas. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ciencias. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Müller, M., D. Charypar & M. Gross. (2003). Particle-Based fluid simulation for interactive applications. Proceedings of 2003 ACM SIGGRAPH symposium on computer animation. San Diego. USA. 154–159.
- Murta, A. & J. Miller. (1999). Modelling and rendering liquids in motion. Proceedings of WSCG'99. Plzen-Bory. Czech Republic. 194–201.
- Park, H. (1989). Well test analysis of a multi-layered reservoir with formation crossflow. PhD thesis. Department of Petroleum Engineering. Stanford University. Palo Alto, USA.
- Premože, S., T. Tasdizen, J. Bigler, A. Lefohn & R. Whitaker. (2003). Particle-Based simulation of fluids. Proceedings of EUROGRAPHICS 2003. Granada. Spain. 401–410.

Stam, J. (1999). Stable fluids. Proceedings of the 26th annual conference on computer graphics and interactive techniques. Los Angeles. USA. 121–128.

Wolfsteiner, C., L. Durlofsky & K. Aziz. (1999). An approximate model for the productivity of non-conventional wells in heterogeneous reservoirs. 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston. USA.

OpenGL, the Open Graphics Library. [cited 23 Feb 2007]. Available from World Wide Web: <<http://www.opengl.org>>

GTK+, the GIMP toolkit. [cited 23 Feb 2007]. Available from World Wide Web: <<http://www.gtk.org>>