

# Simulación geomecánica aplicada a la extracción de crudo a partir de un modelo elastoplástico

## Hydrocarbon extraction geomechanical simulation applying an elastoplastic model

Rodríguez, Adriana\*: Ramírez, Gledys y Elberg, María  
Escuela de Ing. Geológica, Facultad de Ingeniería, ULA,  
Mérida, 5101, Venezuela  
adrirp@ula.ve

Recibido: 14-07-04

Revisado: 25-09-06

### Resumen

*El empleo sistemático de la computación en la evaluación de los procesos geológicos que afectan el yacimiento durante la extracción de hidrocarburos, se ha convertido en una gran herramienta para la industria petrolera. La simulación numérica del comportamiento de estos fenómenos constituye una significativa ventaja a nivel corporativo. En este trabajo se propone un estudio basado en el más importante de los métodos computacionales en ingeniería: El método de los elementos finitos. Mediante este método se evalúa la incidencia que posee el fenómeno de la compactación en el proceso de la extracción de hidrocarburos en función de la variación de diferentes parámetros geomecánicos para yacimientos de rocas poco consolidadas. Se modelan yacimientos de hidrocarburos idealizados con diferentes geometrías y características geomecánicas en 2D y 3D, utilizando el modelo Cam – Clay y se evalúa el comportamiento de algunos parámetros en función de la variación de otros. Se evalúan los desplazamientos verticales, el volumen de hidrocarburo extraído y la ubicación de los máximos desplazamientos a lo largo del tiempo, cuando se varían los módulos de elasticidad y la superficie inicial de cederencia de los materiales involucrados. Finalmente, estos estudios demuestran que este tipo de análisis puede ser de gran provecho en la industria petrolera para estudiar el comportamiento de pozos y diseñar los proyectos de perforación más adecuados antes de llevarlos a cabo.*

**Palabras clave:** elementos finitos, simulación geomecánica, sedimentos poco consolidados, extracción de hidrocarburo.

### Abstract

*Systematic employment of calculation technology applied to geologic process that affect reservoirs during the hydrocarbon extraction process, actually, has become a very great tool in the oil industry. The numeric simulation of the behavior of these phenomena constitutes a significant advantage at corporate level. This paper, intends a study based on the most important engineering computational method: Finite Elements Method (FEM). By means of this method the incidence of the phenomenon of the compaction is evaluated in the process of the extraction of hydrocarbons in function of the variation of different geomechanic parameters for locations of rocks little consolidated. Locations of hydrocarbons are modeled idealized with different geometries and geomechanic characteristic in 2D and 3D, using the pattern Cam - Clay and the behavior of some parameters is evaluated in function of the variation of others. The vertical displacements, the volume of extracted hydrocarbon and the location of the maximum displacements are evaluated along the time, when the modules of elasticity and yield initial surface of the involved materials are varied. Finally, these studies demonstrate that this analysis type can be of great profit in the oil industry to study the behavior of wells and to design the most appropriate perforation projects before carrying out them.*

**Key words:** finite elements, geomechanical simulation, rocks little consolidated, hydrocarbon extraction.

## 1 Introducción

La compactación de los yacimientos generada por la extracción de hidrocarburos afecta al sistema roca - fluido, produciendo un reacomodo de las partículas generando la expulsión de fluidos. Éste fenómeno puede aumentar el factor de recobro de hidrocarburo a medida que aumenta su valor y puede ser aprovechado como mecanismo de producción. Sin embargo, también puede impactar negativamente produciendo subsidencia o hundimiento de la superficie. Los modelos de simulación representan una herramienta muy práctica, y una gran ventaja, debido a que sus costos son relativamente bajos y pueden ser llevados a cabo en un tiempo corto. Gracias a esto, es posible disponer de un recurso en el que se pueden ensayar diferentes alternativas, evaluarlas y seleccionar la opción más adecuada sin incurrir en grandes desembolsos de dinero.

Entre los propósitos, se busca determinar la influencia que tienen algunos parámetros geomecánicos de los materiales que conforman el yacimiento, tales como el módulo de elasticidad y la superficie inicial de cedencia, sobre la compactación del yacimiento. Para ello se parte de tres tipos de geometrías fundamentales, dos de ellas representan una idealización bidimensional y la tercera, una idealización tridimensional del sistema yacimiento y su entorno con un conjunto de propiedades mecánicas de las rocas y propiedades de los fluidos que conforman el sistema. Al analizar los parámetros que se estudian, se define la incidencia de la compactación como mecanismo de recobro de hidrocarburo para cada modelo y también sus efectos en la superficie. Para el procesamiento matemático y visualización de la simulación de los modelos a emplear, se utiliza un programa comercial de análisis por el método de elementos finitos que permite el análisis acoplado esfuerzos y deformaciones con flujo en medios porosos llamado ABAQUS.

## 2 Marco referencial

### 2.1 Diagrama esfuerzo — deformación

Al someter una muestra de roca a un esfuerzo definido, se obtiene una respuesta o deformación. Para los primeros estados de la deformación, ésta es normalmente casi lineal (fig. 1) y con pendiente fuerte y va desde el origen hasta un punto llamado límite de proporcionalidad, lo que implica que para grandes aumentos del esfuerzo solo se desarrollan pequeñas deformaciones, luego de superar este límite se pasa a un nuevo estado de deformación, que constituye el límite elástico, el cual es el esfuerzo más allá del cual el material no recupera totalmente su forma original al ser descargado, sino que queda con una deformación residual llamada deformación permanente, avanzando en el diagrama se encuentra el punto de cedencia, que es aquel en el que aparece un considerable alargamiento o cedencia del material sin el correspondiente aumento de carga.

Siguiendo el diagrama se tiene el esfuerzo último o li-

mite de resistencia, éste es la máxima ordenada de la curva esfuerzo — deformación y por último el punto de ruptura o esfuerzo en el punto de ruptura, donde el material colapsa. Los parámetros graficados en el diagrama esfuerzo — deformación son:  $\sigma$ , esfuerzo aplicado en el plano perpendicular al eje axial Y,  $\epsilon$ , deformación unitaria.

La deformación unitaria resulta de la relación:

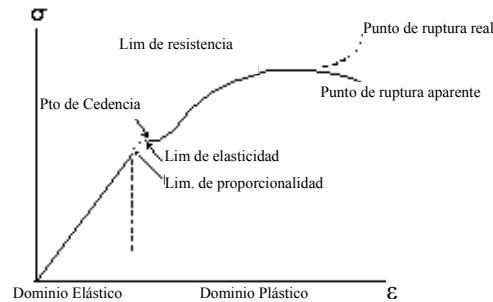


Fig. 1. Diagrama esfuerzo — deformación.

Fuente: Singer, F (1982)

$$\epsilon = \frac{\delta}{L} \quad (1)$$

donde

$\epsilon$  = Deformación unitaria

$\delta$  = Deformación sufrida en el eje axial

$L$  = Longitud original de material.

Estos parámetros están relacionados, en el dominio elástico, con el módulo de Young,

### 2.2 Ley de Hooke

Es la relación entre el esfuerzo y la deformación unitaria considerándose lineal para todos los materiales. Esta ley se puede expresar como sigue:

$$\sigma = E\epsilon \quad (2)$$

donde:

$\sigma$  = Esfuerzo

$E$  = Modulo de elasticidad

$\epsilon$  = Deformación unitaria

Lo que significa que el esfuerzo es directamente proporcional a la deformación unitaria.

### 2.3 Módulo de Young

El módulo de elasticidad o módulo de Young es conocido como un parámetro importante en la evaluación de la deformación de las rocas bajo diferentes condiciones de esfuerzo.

El módulo de elasticidad de las rocas varía de una región geológica a otra, debido a la existencia de diversos tipos de formaciones rocosas.

Este parámetro relaciona el esfuerzo aplicado entre la deformación producida, es decir, la pendiente del diagrama esfuerzo-deformación en el dominio elástico. Su formulación es la siguiente:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (3)$$

#### 2.4 Simulación geomecánica

El término simulación es ampliamente empleado, para representar diversas metodologías que permiten describir eventos de diversas índoles: económicos, humanísticos, naturales y tecnológicos. Es el proceso de realizar un modelo simplificando la realidad física, para poder crear las condiciones del ambiente natural mediante métodos matemáticos. En el caso de la simulación geomecánica consiste en estudiar parámetros asociados a la deformación sufrida por un cuerpo, partiendo de un modelo que simplifica las condiciones reales, con geometrías relativamente sencillas, las cuales son sometidas a unas condiciones de esfuerzo. Es importante aclarar que este tipo de simulaciones toman en cuenta, cuidadosamente, condiciones iniciales de equilibrio y de borde.

#### 2.5 Método de elementos finitos

El método de elementos finitos (MEF), permite realizar un modelo matemático de cálculo del sistema real, fácil y económico de modificar; es de gran importancia en la solución de problemas de ingeniería, y físicos, entre otros, ya que permite resolver casos que hasta hace poco tiempo eran prácticamente imposibles de resolver por métodos matemáticos tradicionales. Se basa en la división de un continuo en un conjunto de pequeños elementos interconectados por una serie de puntos llamados nodos (Fig. 2). Las ecuaciones que rigen el comportamiento del continuo rigen también el del elemento. De esta forma se consigue pasar de un sistema continuo (infinitos grados de libertad), que es regido por una ecuación diferencial o un sistema de ecuaciones diferenciales, a un sistema con un número de grados de libertad finito cuyo comportamiento se modela por un sistema de ecuaciones.

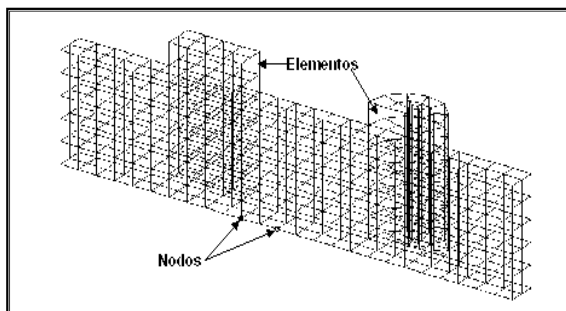


Figura 2. Nodos y elementos

### 3 Modelos de comportamiento utilizados

#### 3.1 Poroelasticidad

En este trabajo se utilizan dos modelos de elasticidad para describir el comportamiento del material: el primero es un modelo elástico lineal isótropo; el segundo es el modelo de elasticidad porosa isótropo no lineal. El primer modelo se define por medio de dos constantes: el módulo de elasticidad y la relación de Poisson y el segundo modelo, la presión hidrostática varía como una función exponencial de la deformación volumétrica.

#### 3.2 Poroplasticidad. modelo Cam – Clay

Una de las limitaciones, con respecto a los modelos elásticos, se refiere a que estos no describen la aparición de las deformaciones permanentes, cuando se aplican cargas más allá de límite elástico del material. Además, no muestra el proceso de endurecimiento que ocurre una vez que se sobrepasa el límite elástico. Para superar esta limitación se recurre a modelos elastoplásticos en los que se incluyen deformaciones plásticas y variables internas que describen los mecanismos de endurecimiento del material.

### 4 Modelos utilizados para las simulaciones geomecánicas

La definición de geometrías se basó en el diseño adecuado para cada tipo de análisis, se determinaron las dimensiones adecuadas de los yacimientos y condiciones de borde para garantizar la continuidad del medio. Los diseños originados, son modelos de yacimientos idealizados donde cierto número de variables establecidas son controladas para poder estudiar el comportamiento de otras. Son geometrías simplificadas, los elementos que conforman el yacimiento son unidades porosas discretizadas con comunicación entre ellas. El material que representa el reservorio es un material granular se comporta como poro elastoplástico. Los materiales adyacentes, infrayacentes y suprayacentes, se consideran únicamente elásticos. El material se considera homogéneo e isótropo en todas sus direcciones y de valores constantes, representan un promedio del rango de valores reales que podrían tomar en un área determinada. La parte sólida del sistema rocoso se considera incompresible mientras que la parte fluida si se considera compresible. El material está exento de zonas de debilidades, tales como fallas, fracturas, diaclasas, entre otras, que alteren las condiciones originalmente dadas. Tampoco se ven afectados por procesos químicos, termales, o de diagénesis durante el tiempo de extracción analizado. El tipo de análisis utilizado para los modelos en el programa ABAQUS, es un análisis acoplado esfuerzo – deformación con movilidad de fluidos en medios porosos. El material del reservorio se considera saturado al 100% de hidrocarburo, mientras que los demás materiales están saturados al 100% de agua. Para garantizar el equili-

brio original del sistema se hace necesario el cálculo de los esfuerzos efectivos y las presiones de poro iniciales en cada modelo, estos valores son denominados condiciones iniciales y están especificados en la descripción de cada modelo. Cada modelo tiene un solo punto de extracción que está representado por una caída de presión equivalente a la mitad del valor de la presión de poro que existe teóricamente en el sistema original antes de la extracción y su ubicación depende de la geometría del modelo. De manera preliminar, se evalúa la sensibilidad a la geometría, mallado y tipo de elemento utilizados para el modelado con la finalidad de garantizar la convergencia de resultados y el diseño más adecuado partiendo del criterio H – adaptativo, adaptación de Elberg (2002). Finalmente el estudio se basó principalmente en el análisis de tres (3) modelos. Modelos 1 y 2 en dos dimensiones y modelo 3 en tres dimensiones.

#### 4.1 Modelado en 2D

##### 4.1.1 Modelo 1

Representa la idealización de un yacimiento petrolífero, donde el reservorio está representado por un lente de arena, con valores de porosidad y permeabilidad que le permiten almacenar hidrocarburo extraíble. Se estudian los desplazamientos verticales en puntos significativos del yacimiento, un punto donde aparece el máximo desplazamiento vertical que, en general, está localizado en un área por encima del reservorio, en la parte superior del reservorio, un punto de máximo desplazamiento en la superficie y un punto ubicado en donde ocurre originalmente la extracción del hidrocarburo. No obstante, también se estudia la declinación del yacimiento. Las magnitudes y puntos de estudio de este modelo se especifican en la Fig. 3:

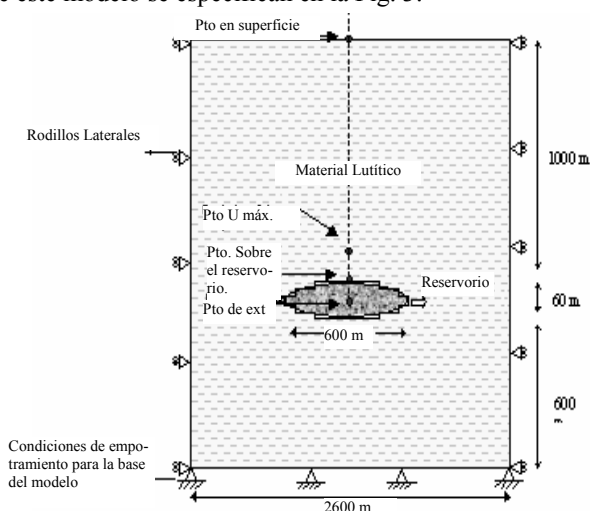


Fig. 3. Geometría del modelo 1

Estas magnitudes son fijadas con el fin de garantizar la continuidad del medio. A 1000 m de profundidad, se encuentra el lente de arenisca de magnitudes 600 x 60 m en los ejes principales. Yacimientos semejantes a este modelo,

han sido reportados en Venezuela, y lo conforman las arenas lenticulares rodeadas de material lutítico de la Formación Carapita. Se realizaron sensibilidades al escalonado, tipo de elemento y al tipo de mallado para verificar la convergencia de resultados. Y se varía el módulo de elasticidad de las lutitas, y el valor de las superficie inicial de cedencia para la roca reservorio para observar su influencia en el proceso de extracción.

##### 4.1.2 Modelo 2

Representa la idealización de un yacimiento petrolífero por un posible domo o anticlinal, donde el reservorio está representado por una arenisca con características típicas de un reservorio explotable. Este modelo, en comparación con el anterior muestra mayor complejidad en cuanto a la geometría y a la variación de las litologías incluidas. El material del reservorio representa un espesor de 100 m, así como las capas de material calcáreo y arenisca que están infrayacentes bajo éstas, un espesor de 500 m de basamento ígneo – metamórfico y 1600 m de material poco consolidado. La geometría resultante es la que se indica en la Fig.4.

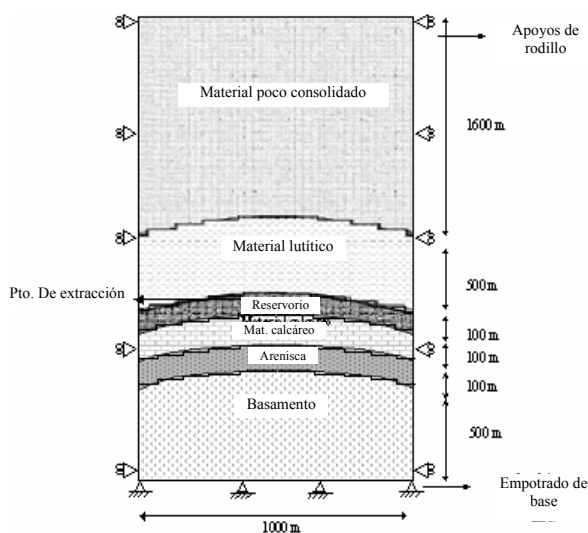


Fig. 4. Geometría y diseño para el modelo 2.

En cuanto al modelo 2, puede decirse que se asemeja a yacimientos presentes en el estado Barinas entre los que se encuentran yacimientos con trampas cuya estructura está formada por un domo asimétrico, y cuya columna sedimentaria generalizada del área, está compuesta por un basamento ígneo – metamórfico, sobre este se depositan discordantemente sedimentos de una secuencia propicia para la contentiva de hidrocarburos. Se varían los valores de el módulo de elasticidad de las lutitas, del material poco consolidado y de las calizas y el valor de las superficie inicial de cedencia para la roca reservorio para poder estudiar el comportamiento del proceso de reacomodo de las partículas con la extracción del hidrocarburo y la cantidad de crudo que se extrae.

#### 4.2 Modelado en 3D

Para realizar modelados en tres dimensiones, primero se analizó la sensibilidad al espesor del yacimiento de una tercera dimensión para observar la incidencia en los resultados. Se partió del diseño propuesto por Quintero, (2002) y se varió el espesor de 1 hasta 1000 metros y se observaron los resultados. Luego se procedió a generar un modelo 3 para estudiar la incidencia de la variación de las propiedades geomecánicas utilizadas como parámetro en el modelo 1.

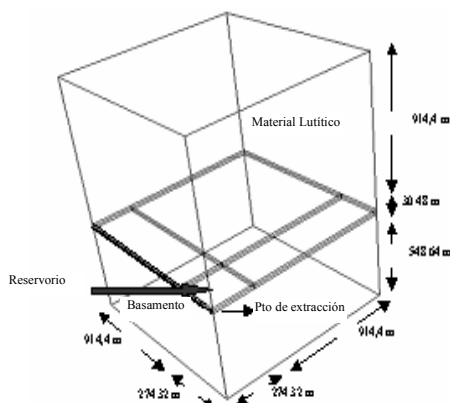


Figura 5. Geometría del modelo 3.

##### 4.2.1 Modelo 3

La geometría de este modelo, se basa en la del modelo – espesor 1 pero en tres dimensiones como tal y mostrando simetría en dos sus caras proximales, las cuales presentan las mismas magnitudes y características, el yacimiento en este caso está delimitado por completo, para tomar en cuenta el material adyacente al reservorio y observar su comportamiento y la influencia del hecho de que éste sea tomado en cuenta para los análisis. En este modelo se varían los mismos parámetros que en modelo 1.

## 5 Resultados

Para observar en el modelo 1 la incidencia de la rigidez del material que rodea al reservorio, se evalúa el modelo en el plazo de un año, y en dicho modelo se varía el módulo de elasticidad de la lutita manteniendo los demás parámetros del modelo de referencia fijos. Al variar cada uno de los diferentes valores de elasticidad, en el plazo de un año, se producen disminuciones de los desplazamientos verticales así como también del volumen de hidrocarburo extraído a medida que la rigidez del material aumenta. Para el modelo 1, el máximo desplazamiento tiene un valor de 6,66 cm, y el mínimo desplazamiento es de 1,94 cm observándose en el punto original de extracción. Los desplazamientos en superficie, se comportan de una manera constante con la variación de este Módulo. Para cada valor del módulo de elasticidad de 1 a 20 GPa, el máximo desplazamiento ocurre a 30

m por encima del reservorio a lo largo de un año. Esto debe ser considerado en el proceso de colocación de balas con marcadores radiactivos, las cuales son generalmente, colocadas dentro del yacimiento. En este modelo, también se evalúa la influencia del tamaño de la superficie de cedencia sobre la compactación y sobre el volumen de hidrocarburo extraído, a partir del rango de valores establecidos entre 4,55 y 7,34 MPa, cuyo primer valor corresponde al mínimo que garantiza que el estado inicial de esfuerzos no traspasa la superficie de cedencia, y el último valor garantiza que el comportamiento del material del reservorio es completamente elástico, y se demuestra que los valores más bajos de  $a_0$ , están asociados a valores altos de plasticidad, esto hace que se incremente la compactación debido a que el material es menos rígido. Por el contrario, si los valores de  $a_0$  se incrementan, los desplazamientos se reducen, así como también el volumen de crudo extraído ya que el material se comporta más rígido. En cuanto al volumen de crudo extraído, disminuye 221 Bbls. del valor obtenido con el mayor valor de  $a_0 = 4.55$  MPa, cuando los valores de la superficie de cedencia se acercan al obtenido con el menor  $a_0 = 7.34$  MPa.

Al variar el módulo de elasticidad de la lutita suprayacente en el modelo 2, se observa que los desplazamientos son mayores que aquellos ocurridos para el modelo anterior, lo que significa que estas variaciones dependen tanto de las propiedades mecánicas de los materiales como también de la geometría del modelo. Sin embargo se observa la misma tendencia. Para los máximos desplazamientos la disminución es de 37.7 cm cuando el valor del módulo de elasticidad aumenta de 1 a 30 GPa. Con la variación de la elasticidad de la lutita, los desplazamientos en la superficie no varían considerablemente, estos van de 118.7 a 117.4 cm, manteniéndose prácticamente constantes, es decir, el hundimiento de la superficie no se ve afectado por la variación del módulo de elasticidad de la carga suprayacente al reservorio.

Con la variación de la superficie inicial de cedencia  $a_0$ , los desplazamientos en todos los puntos se mantienen relativamente constantes. Este mismo comportamiento ocurre para el volumen extraído de petróleo.

En cuanto a la variación del módulo de elasticidad de la caliza infrayacente al reservorio Los resultados, muestran una muy poca variación en los desplazamientos verticales para los diferentes puntos representativos del yacimiento. Lo que significa que este parámetro tiene poca influencia en la compactación y volumen de crudo extraído del yacimiento. El volumen de hidrocarburo extraídos para diferentes valores de elasticidad de la caliza infrayacente al reservorio se mantiene entre 8403 a 8409 Bbls.

En cuanto a la variación del módulo de elasticidad del material poco consolidado, los resultados también presentan poca variación en los desplazamientos verticales para los diferentes puntos representativos del yacimiento. Esto indica que éste parámetro tiene poca influencia en la compactación y volumen de crudo extraído del yacimiento.

En la fase del modelado en 3D, los modelos fueron simulados para un tiempo de cinco años, en ellos se estudia principalmente la influencia del volumen del reservorio en la compactación y extracción, se parte del modelo llamado Modelo - espesor 1, el cual representa un yacimiento definido con un metro de espesor lateral. Partiendo de éste, y con la misma geometría, se varían los espesores laterales aumentándolos consecutivamente y obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 1. Modelos 3D con sus diversos espesores, volúmenes, y desplazamientos máximos

Modelo	Espesor Lat. (m)	Volumen (m <sup>3</sup> )	Umáx. (cm)
Modelo - espesor 1	1	8,36x10 <sup>3</sup>	17,90
Modelo - espesor 2	274,32	2,29x10 <sup>6</sup>	14,64
Modelo - espesor 3	500	4,18x10 <sup>6</sup>	11,30
Modelo - espesor 4	1000	8,36x10 <sup>6</sup>	9,60

Basándose en estos valores, puede notarse que a medida que el espesor lateral aumenta, los desplazamientos máximos disminuyen. En este caso, las variaciones de los desplazamientos, pueden ser indicativo de que efectivamente, el incluir una tercera dimensión en el modelado y simulación de yacimientos, sí es determinante en el momento de analizar los resultados, y, que dichos resultados no solo dependen de las primeras dos dimensiones estudiadas, sino también de las dimensiones del espesor lateral del reservorio e incluso las dimensiones del yacimiento y a su volumen. En cuanto a los desplazamientos a lo largo del tiempo, la mayor variación de desplazamientos se da en los primeros 365 días y que luego va disminuyendo paulatinamente. En los modelos Modelo – espesor 2, Modelo – espesor 3, Modelo – espesor 4 el máximo desplazamiento para los primeros 30 días se concentra en el tope del reservorio y luego se traslada aproximadamente a 30 m por encima del reservorio. En el caso de modelo – espesor 1, la ubicación del punto de máximo desplazamiento se mantiene desde el comienzo de la extracción a una distancia aproximada de 30 m por encima del reservorio.

Luego de esto y al analizar en el modelo 3 la influencia de la elasticidad de la lutita, se observa que los desplazamientos verticales disminuyen a medida que el módulo de elasticidad aumenta, se observa una relación inversa entre el módulo de elasticidad de la lutita suprayacente y los desplazamientos verticales de los yacimientos. Los desplazamientos máximos disminuyen 12,54 cm cuando se varía la elasticidad de la lutita de 0.25 a 10 GPa. También como resultado, se observa que el volumen extraído disminuye 40163,89 barriles de crudo a medida que el módulo de elasticidad de la lutita aumenta de 0.25 a 10 GPa.

Para observar la incidencia de la inclusión del material adyacente al reservorio se comparan el modelo 3 y el modelo – espesor 2. Ambos modelos tienen las mismas dimensiones en el reservorio más no en el yacimiento completo. Al comparar el modelo – espesor 2 con modelo 3 se observa, sobreestima los desplazamientos máximo y en superfi-

cie, mientras que subestima los desplazamientos en el tope del reservorio y en el punto original de extracción.

La influencia de superficie inicial de cedencia en el proceso de compactación representa un aumento de los desplazamientos verticales en los puntos estudiados a medida de que la superficie inicial de cedencia disminuye. Su mayor variación se observa entre valores de 4,55 a 5,87 MPa, luego permanece casi constante. Los máximos desplazamientos disminuyen cuando se varía el  $a_0$  de 4,55 a 7,34 MPa en 6,72 cm, los desplazamientos sobre el yacimiento disminuyen 7,5 cm, en el punto original de extracción 4,92 cm, y en superficie disminuyen apenas 1,6 cm. El número de barriles extraído también disminuye cuando aumenta el valor del  $a_0$ . El volumen disminuye 25919 barriles de crudo cuando se varía el valor de la superficie inicial de cedencia de 4,55 a 7,34 MPa.

En cuanto a los desplazamientos a lo largo del tiempo, se observa que la mayor variación ocurre en los primeros 365 días. El comportamiento de los desplazamientos a lo largo del tiempo en el modelo 3 donde se hace la sensibilidad al módulo de elasticidad de la lutita y de la superficie inicial de cedencia, muestra la misma tendencia para los modelos 1 y 2.

En los modelos donde se varían los valores de la superficie inicial de cedencia, los puntos de los desplazamientos máximos se ubican generalmente, en los primeros 30 días a nivel de la superficie sobre el eje de extracción y luego se ubica aproximadamente 30 m por encima del tope del reservorio.

## 6 Conclusiones

Las diferentes geometrías utilizadas en el modelado de yacimientos petrolíferos son determinantes en el estudio de su comportamiento. El material que rodea el reservorio como tal, debe ser tomado en cuenta en el estudio de estas simulaciones debido a que afecta directamente los resultados. El material suprayacente e infrayacente es afectado en el proceso de compactación, así como el material adyacente.

Los desplazamientos máximos obtenidos en cada uno de los modelos fueron 6,66 cm para el modelo 1 y 121.4 cm para modelo 2, ambos para un lapso de tiempo de un año, y para modelo 3 un desplazamiento máximo de 11,61 cm para cinco años. La diferencia entre los valores de los desplazamientos obtenidos para los modelos, se debe a que cada uno tiene un comportamiento diferente, por presentar geometrías totalmente distintas.

La incidencia de la variación del módulo de elasticidad del material lutítico involucrado como material suprayacente es notable. La variación de su rigidez afecta enormemente la compactación en el subsuelo y está condicionada por la profundidad, a mayor profundidad, menor es el efecto.

La variación de la superficie inicial de cedencia del material del reservorio en modelo 1 y modelo 3, influye en el proceso de compactación tanto en el subsuelo, como en la superficie, aumentando los desplazamientos verticales,

mientras menor es su valor, debido a que el material se comporta plásticamente. La cantidad de hidrocarburo que se extrae también aumenta con la disminución de este valor. Sin embargo, para el modelo 2, la variación de la superficie de cedencia no muestra mayores cambios notables en los desplazamientos y en el volumen extraído, debido a que está relacionado con el tipo de geometría y sobre todo, con la profundidad a la que se encuentra ubicado el reservorio.

La cantidad de volumen de hidrocarburo que se extrae en cada modelo se ve afectada de manera semejante a los desplazamientos, cuando se aumentan los valores del módulo de elasticidad de las lutitas y la superficie inicial de cedencia respectivamente. La particularidad se observa en la variación del volumen de crudo extraído en el modelo 2, puesto que éste disminuye muy poco su valor cuando se pasa del mínimo al máximo del módulo de elasticidad de la lutita, y se mantiene fijo cuando se varían los valores de la superficie de cedencia. Esto indica que la influencia de estos parámetros es poco notable, mientras el reservorio se encuentre a mayor profundidad.

El modelo 2, que presenta mayor litología, no se ve afectado por la variación de los parámetros geomecánicos del material calcáreo infrayacente, ni por material granular poco consolidado que cubre la lutita suprayacente al reservorio, a pesar de que estos se compactan por la extracción de crudo.

La ubicación del punto de máximo desplazamiento en el proceso de reacomodamiento de las partículas es variable con el tiempo. Este punto, más bien podría ser tratado como una zona o un rango en la profundidad que va desde el tope del reservorio, hasta la superficie del yacimiento, y varía con el tiempo.

La confiabilidad de los simuladores modernos y la disponibilidad de los enormes avances tecnológicos en materia computacional han convertido a la simulación de yacimientos en una alternativa para estimar el comportamiento de yacimientos de cualquier tamaño y un elemento de decisión importante tanto para la planificación a corto, mediano y largo plazo como para las decisiones que a diario deben tomarse en las operaciones de producción, no obstante, también puede predecirse el fenómeno de la subsidencia y calcular el hundimiento de la corteza a lo largo del tiempo.

Las simulaciones tomando en cuenta las tres dimensiones son necesarias, ya que éstas permiten una mayor exactitud en los resultados y un mejor acercamiento a la realidad.

## 7 Recomendaciones

- Aplicar el uso de subprogramas acoplados con la simulación con ABAQUS para afinar las geometrías de los modelos, e introducir datos iniciales mayormente discretizados en el modelo a simular.
- Trabajar con otros criterios de elasticidad y plasticidad y compararlos con el modelo Cam – Clay para definir cuál es el criterio que mejor se adapta para este tipo de análisis.
- Generar modelos donde el reservorio presente comportamientos de fluidos bifásicos.
- Considerar la posibilidad de usar elementos infinitos para modelar las regiones alejadas del yacimiento a fin de establecer la influencia de las restricciones impuestas en los modelos a simular.

## Referencias

- Elberg M, 2002, Proceso automatizado de refinamiento H – adaptativo basado en índices de energía de deformación. *Ciencia e Ingeniería*, Vol. 23, No Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.
- Hibbitt, Karlsson & Sorensen, INC. 2001 Abaqus. User's Manual, version 6.2, Pawtucket (RI).
- Hibbitt, Karlsson & Sorensen, INC. 2001. ABAQUS/Cae
- González De Vallejo L, Ferrer M, Ortuño L y Oteo C, 2002, *Ingeniería geológica*, Pearson Educación S. A., Madrid, España.
- Levorsen A, 1956, *Geology of petroleum*. Editores: James Guiluly & A. O. Woodford, San Francisco, USA.
- Quintero R, 2002, *Simulaciones geomecánicas aplicadas al estudio de la compactación como mecanismo de recobro*. Universidad de los Andes, Post grado en Ingeniería Estructural, Mérida, Venezuela.
- Singer F, 1962, *Resistencia de materiales*, Ediciones del Castillo, Madrid, España.