

GENERACIÓN DE UN MODELO COMPUTACIONAL PARA EL CÁLCULO DEL PERFIL REGIONAL DE ESFUERZOS USANDO COMO BASE EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS (MEF) EN EL MODELAMIENTO ESTRUCTURAL ASOCIADO A MIGRACIÓN DE FLUIDOS.

Eyberth Bastidas Rueda¹, Omar Yesid Duran Triana¹, Elkin Rodolfo Santafé Rangel¹ y Carlos Cesar Piedrahita¹.

RESUMEN

Durante la formación de una estructura geológica los perfiles de esfuerzo y presión de poro se alteran, induciendo cambios en la distribución de saturación de fluidos. La integración del Método de Elementos Finitos (MEF) en la resolución de las Ecuaciones Diferenciales Parciales (EDP) asociadas al fenómeno indica las probables rutas de migración y acumulación de hidrocarburos.

Palabras claves: perfil de esfuerzos, presión de poro. MEF.

ABSTRACT

During the formation of a geological structure stress profiles and pore pressure are altered, inducing changes in the distribution of fluid saturation. The integration of the Finite Elements Method (FEM) in solution of Partial Differential Equation (PDE) associated that phenomenon indicates the probable routes of migration and accumulation of hydrocarbons.

Keywords: stress profile, pore pressure, FEM.

INTRODUCCIÓN

En el modelamiento de cuencas (Basin modeling), la mayoría de los procesos físicos relacionados con el transporte dependen de la temperatura y la presión. La presión que ejerce un fluido sobre la roca en un medio poroso se denomina presión de poro, este valor se ve alterado por los cambios en el estado de esfuerzos de la matriz rocosa; durante la evolución geológica de la estructura esta alteración induce el movimiento de los fluidos contenidos al interior y estos a su vez modifican la evolución geodinámica del sistema; actualmente este estado se determina a partir de análisis de núcleos o datos de campo, sin embargo estos métodos son alterados fuertemente por eventos tectónicos de ocurrencia en el tiempo geológico.

Es así como la determinación del tensor de esfuerzos (estado de esfuerzos in situ) es realmente útil para el desarrollo de los programas de perforación, por lo cual los mapas de esfuerzos y presión de poro son una herramienta determinante al momento de definir posibles rutas y acumulaciones de fluidos mejorando así la definición de los prospectos en un programa de exploración.

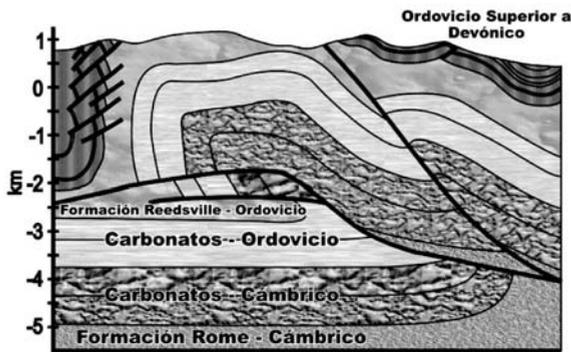


Figura 1. Sección transversal del anticlinal Wills Mountain en el oeste de los Apalaches - Virginia. Muestra los pliegues de fallas propagadas sobre una rampa formando un anticlinal.

Se analiza un caso como el mostrado en la Figura 1 en el que la punta de una falla propagada alcanza un estrato incompetente en la sección sedimentaria; la falla se curva hasta alcanzar cierta longitud dentro del estrato incompetente. Los pliegues curvos con frentes empinados causados probablemente por esta propagación, se trasladan sobre rampas a distancias superiores; en algunos casos los pliegues de fallas-propagadas no sufren translación y carecen de transferencia de deslizamiento dentro o fuera de la estructura, por consiguiente su ubicación típica está en áreas de cinturones de empuje donde la estructura puede

extenderse a grandes profundidades estratigráficas, caracterizadas porque el encogimiento es relativamente pequeño y el deslizamiento no puede ser transferido a estructuras adyacentes.

La implementación de un modelo computacional soportado por el esquema de elementos finitos (MEF), tiene una fuerte ventaja en términos de modelamiento geométrico y estructural de un bloque geológico; ya que:

- Proporciona una plataforma de pruebas para el análisis de esfuerzos y presión de poro a lo largo de la formación de una estructura.
- Permite conocer las rutas de migración y acumulación en términos de propiedades de la roca y perfiles de presión de poro distribuidas sobre un área (modelos 2D) o un volumen (modelos 3D) rocoso.

Durante este trabajo se desarrolla una metodología general para dichos modelos con el fin de realizar el análisis propuesto sobre el caso de estudio mencionado.

MARCO TEÓRICO

MECÁNICA DE ROCAS

Esfuerzo in situ y Presión de Poro. Una cuenca sedimentaria está sujeta a una constante actividad de fuerzas tectónicas, que influyen sobre la formación de la misma, y a lo largo de la historia geológica modifica la configuración de los esfuerzos in situ de la formación (Figura 5-a y 5-b).

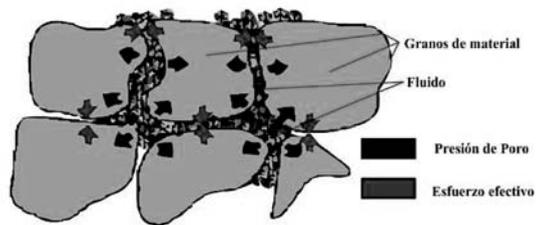


Figura 2. Esquema simplificado del sistema de fuerzas en un medio poroso saturado con fluidos

De acuerdo al principio de Terzaghi⁽¹⁾, el esfuerzo en un cuerpo rocoso, se divide en esfuerzo efectivo σ' y la presión del fluido sobre los poros σ_f (Figura. 2).

$$\sigma = \sigma' + \sigma_f \tag{1}$$

Los esfuerzos verticales y la presión de los fluidos en los poros o presión de poro aumentan linealmente con la profundidad como muestran las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_v = \int_0^D \rho(z)g dz \quad (2)$$

$$P_{fn} = \int_0^D \rho_f(z)g dz \quad (3)$$

Los valores normales en condiciones estáticas son 20 [MPa/Km] (1 [psi/ft]) para el esfuerzo vertical y 10 [MPa/Km] (0.45 [psi/ft]) para la presión de poro (datos usados para formaciones someras). Los esfuerzos verticales son producto de fuerzas inerciales como la gravedad y en la industria del petróleo es común asumirlo como principal debido a las grandes profundidades a las que se trabaja y debido a que los materiales a esa condiciones son homogéneos y la actividad tectónica no altera fuertemente sus propiedades; es así como una relación simple como $\sigma_v' = K'\sigma_h'$ entre los esfuerzos verticales (σ_v) y horizontales (σ_h) puede usarse para determinar σ_h ; sin embargo el coeficiente K' puede variar ampliamente desde 1 hasta 10 mientras que a grandes profundidades el valor fluctúa entre 0.2 y 1.5. Para cuantificar este valor se han implementado métodos para medirlo directamente; fue así como Breckels y van Eekelenen⁽²⁾ en 1982 establecieron una correlación entre la profundidad y la presión de poro para la costa del golfo de U.S.

$$\begin{cases} \sigma_h = 0.0053D^{1.145} + 0.46(p_f - \rho_{fn}) \\ \text{para } (D < 3500 [m]) \\ \sigma_h = 0.0264 D - 31.7 + 0.46(p_f - \rho_{fn}) \\ \text{para } (D > 3500 [m]) \end{cases} \quad (4)$$

Donde D es la profundidad en [m], p_f es la presión de poro en [MPa], P_{fn} es la presión de poro normal (obtenida de un gradiente de 10.5 [MPa/Km]).

Lo anterior sugiere una fuerte relación entre los cambios de presión de poro y los esfuerzos horizontales en contraste con los esfuerzos verticales (profundidad). Por tanto la obtención de perfiles, en los que los esfuerzos se rigen únicamente por la carga litoestática se ven afectados fuertemente por la actividad tectónica; perturbando tanto los perfiles de esfuerzo como la distribución de la presión de poro. Esta diferencia determina la distribución de la sobrepresión en los fluidos, indicando rutas por las cuales los fluidos con presión excesiva migran hacia zonas de más baja presión, para mantener las condiciones de equilibrio (condición litoestática) en el transcurso del tiempo geológico.

Teoría de deformación - Modelo de material. Un modelo de material es un conjunto de ecuaciones que describen las relaciones entre esfuerzo y deformación mediante incrementos infinitesimales. El tipo más común es el modelo lineal elástico dado por la generalización de la ley de Hooke; este modelo utiliza en sus cálculos dos parámetros característicos de la roca, los módulos de **Young** y de **Poisson**, además supone el reintegro de la geometría original al cesar el esfuerzo.

Sin embargo, la presencia de fluidos en los poros incrementa el nivel de esfuerzos de acuerdo al principio de Terzaghi (ecuación 1). Por otra parte, la presión de poro se compone de una presión de poro normal (estado estable) la cual se calcula respecto a un nivel de referencia por medio de la ecuación 2 y una presión de poro anormal generada durante los cálculos plásticos para materiales que no se drenan; para el estado estable la derivada temporal del esfuerzo es igual a la presión de exceso, por lo que considerando fluidos ligeramente compresibles, la tasa de presión de poro es igual a:

$$\dot{\sigma}_f = \frac{K_f}{n (\dot{\epsilon}_{xx}^e + \dot{\epsilon}_{yy}^e + \dot{\epsilon}_{zz}^e)} \quad (5)$$

Siendo K_f el módulo volumétrico del fluido y n la porosidad del medio. Entonces para un modelo en el cual las partículas de la matriz rocosa se creen suspendidas en un fluido, los esfuerzos de acuerdo a la ley de Terzaghi vendrían dados por:

$$\text{Esfuerzo total: } \Delta p = K_u \Delta \epsilon_v \quad (6)$$

$$\text{Esfuerzo efectivo: } \Delta p' = (1 - B) \Delta p = K' \Delta \epsilon_v \quad (7)$$

$$\text{Presión de poro exceso: } \Delta p_f = B \Delta p = \frac{K_f}{n} \Delta \epsilon_v \quad (8)$$

K_u Representa el módulo volumétrico de la mezcla y de acuerdo a la ley de elasticidad se calcula de acuerdo a

$$K_u = \frac{2G(1 + \gamma_u)}{3(1 - 2\gamma_u)} \quad (9)$$

Donde

$$G = \frac{E'}{2(1 + \gamma')} \quad (10)$$

Debido a la incompresibilidad del fluido y a singularidades en la matriz de rigidez, el módulo de Poisson toma un valor de $\gamma_u = 0.495$. El parámetro de Skempton ($B = K_f/n$) está relacionado con el grado de saturación por medio de la ecuación:

$$\frac{K_f}{n} = \frac{K_f^0 K_{air}}{SK_{air} + (1 - S)K_f^0 n} \quad (11)$$

Siendo

$$K' = \frac{E'}{3(1 - 2\gamma')} \quad (12)$$

A condiciones normales $K_{agua}^0 = 2 * 10E6 \frac{kN}{m^2}$ y $K_{air}^0 = 200 \frac{kN}{m^2}$.

Cuando el esfuerzo se incrementa da lugar al desarrollo de deformaciones irreversibles. En orden de evaluar en un cálculo si existe o no este tipo de comportamiento, una función de fluencia, f , es introducida como una función del esfuerzo y la deformación. Una función de fluencia puede ser frecuentemente presentada como una superficie en el espacio principal de esfuerzos. Un modelo perfectamente plástico es un modelo constitutivo con una superficie de fluencia fija, esto es, una superficie que es completamente definida por parámetros del modelo. Para estados de esfuerzos representados por puntos dentro de la superficie de fluencia, el comportamiento es puramente elástico.

El principio básico de elastoplasticidad es que las deformaciones y las tasas de deformación son descompuestas en una parte elástica y una parte plástica:

$$\epsilon = \epsilon^e + \epsilon^p \quad (13)$$

De acuerdo a la teoría clásica de plasticidad, la tasa de deformación plástica es proporcional a la derivada de la función de fluencia con respecto al esfuerzo. Esto significa que las tasas de deformación pueden ser representadas como vectores perpendiculares a la superficie de fluencia. Esta forma clásica de la teoría es referida como plasticidad asociada. Sin embargo, para las funciones de fluencia tipo Mohr-Coulomb, la teoría de plasticidad asociada conduce a una sobre-predicción de dilatación. Por tanto, además de la función de fluencia, una función de potencial plástico g es introducida. En general, las tasas de deformación plástica son escritas como:

$$\dot{\epsilon}^p = \lambda \frac{\partial g}{\partial \sigma'} \quad (14)$$

En la cual λ es el multiplicador plástico. Para comportamiento puramente elástico λ es cero, mientras que en el caso plástico λ es positivo.

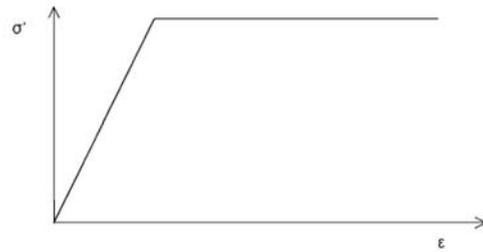


Figura 3. Idea básica de un modelo elástico perfectamente plástico. “elastic perfectly plastic model”

Estas ecuaciones pueden ser usadas para obtener las siguientes relaciones entre las tasas de esfuerzo efectivo y tasas de deformación para elastoplasticidad:

$$\dot{\sigma}' = \left(D^e - \frac{\alpha}{d} \frac{D^e}{d \sigma'} \frac{dg}{d \sigma'} \frac{df^T}{d \sigma'} D^e \right) \dot{\epsilon} \quad (15)$$

$$d = \frac{df^T}{d \sigma'} \frac{D^e}{d \sigma'} \quad (16)$$

El parámetro α es usado como un interruptor. Si el comportamiento del material es elástico el valor de α es cero, mientras que para plasticidad, el valor de α es uno. La condición de fluencia de Mohr-Coulomb, consiste de seis funciones de fluencia y seis funciones de potencial plástico que utilizan en sus cálculos parámetros adicionales: ángulos de fricción ϕ y cohesión c para las funciones de fluencia y ángulo de dilatación para modelar incrementos de deformación volumétrica plástica positiva en las ecuaciones de potencial plástico.

Método de Elementos Finitos (MEF). Varios fenómenos tratados en las ciencias son frecuentemente descritos en términos de ecuaciones diferenciales parciales los cuales permiten entender el fenómeno de manera determinística.

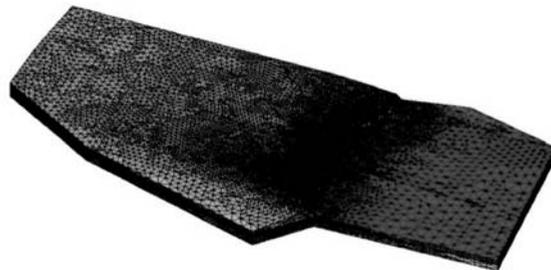


Figura 4. Facilidad del MEF en la discretización de un complejo modelo geométrico 3D, con malla tetraédrica y refinamiento local en el contacto entre los dos cuerpos.

Debido a que es difícil obtener soluciones exactas a estas ecuaciones, varios métodos numéricos han sido adoptados para obtener una solución aproximada.

El método de elementos finitos (MEF) es un análisis discreto de un medio continuo que permite alcanzar este objetivo. Ha sido ampliamente aplicado en el análisis mecánico de estructuras y medios sólidos debido a su generalidad y facilidad de introducir dominios tridimensionales complejos (Figura 4). Cabe añadir que herramientas computacionales soportadas con el MEF, permiten el modelado de fallas y deslizamientos de una forma más sencilla comparado con otros esquemas discretos como el de diferencias finitas (Figura 5-a, Figura 5-b).

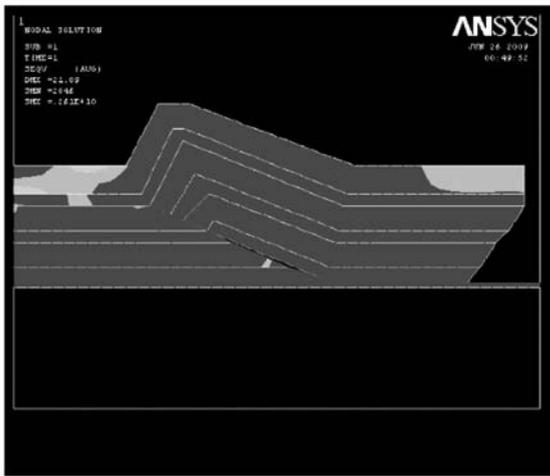


Figura 5-a. Esfuerzos iniciales sobre un modelo de cabalgamiento, (estado estacionario), tomado de Ref. 1

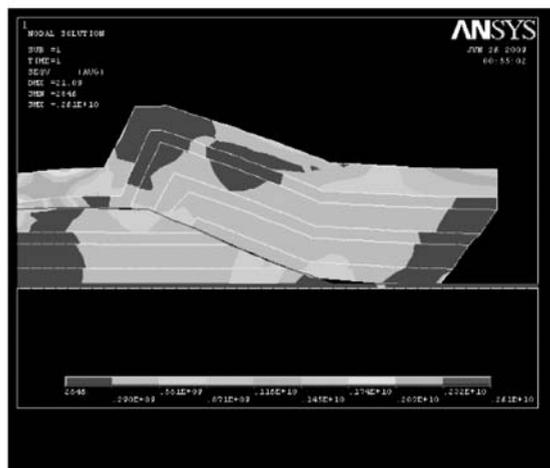


Figura 5-b. Esfuerzos finales sobre un modelo de cabalgamiento (estado estacionario), tomado de Ref. 1

METODOLOGÍA DE MODELAMIENTO

El análisis geomecánico de una cuenca tiene como objetivo la determinación del estado de esfuerzos y deformación así como las posibles fallas en el material; para poder asociar un modelo de migración de hidrocarburos se establece la siguiente metodología (Figura 6) para generar un modelo computacional fundamentado en el esquema de elementos finitos.

MODELO COMPUTACIONAL DE PRUEBAS.



Figura 6. Metodología utilizada en el análisis Geomecánico de una formación geológica.

Modelado Geométrico. En la actualidad el uso de tecnologías de cómputo y sistemas CAD (Computer Assisted Desing), permiten el modelamiento de geometrías complejas por medio de distribución geométrica de puntos (Figura 7) la cual al pasar por un proceso de suavización de bordes describen un dominio 3D real.

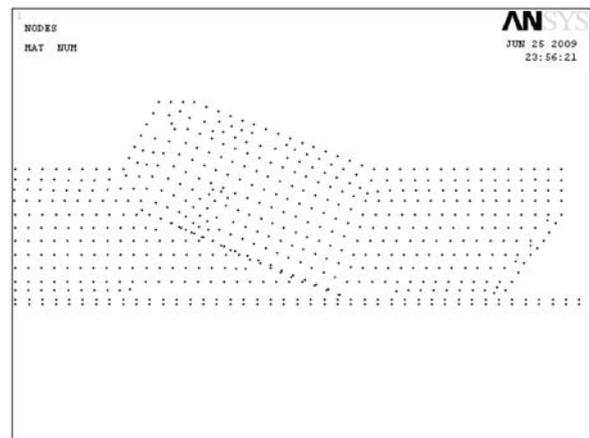


Figura 7. Distribución de puntos en un modelo cabalgamiento.

El proceso de suavizado tiene gran influencia sobre el proceso de enmallado y la calidad del mismo, por ello es de vital importancia, eliminar de la geometría bordes con ángulos muy agudos los cuales desestabilizan la solución del sistema resultante.

Enmallar el Dominio. Los elementos utilizados para enmallar el dominio se escogen de acuerdo a la naturaleza del problema a tratar, atendiendo a que las características de los elementos se escogen de forma que representen del mejor modo la geometría a modelar y el número de coordenadas independientes que describen el sistema (Figura 8), sin que incremente el esfuerzo computacional. Durante el proceso de creación de la malla se deben aplicar ciertos controles de calidad para garantizar la uniformidad de los elementos puesto que esta propiedad incide al resolver la matriz solución. Estos controles de calidad están relacionados con el radio, el ángulo y el área lateral de cada elemento generado y su valor depende de la escala a tratar.

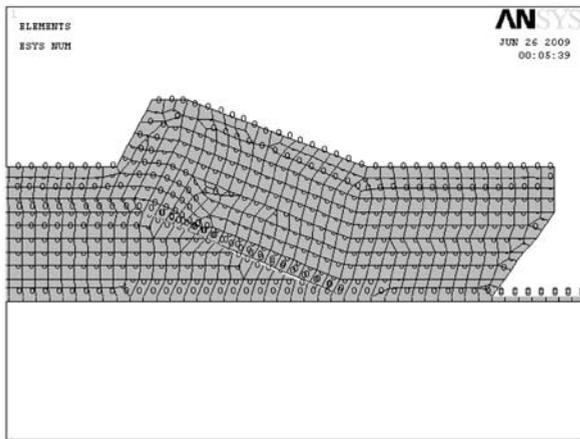


Figura 8. Enmallado híbrido rectangular-triangular, basado en la distribución de puntos.

Definición de Materiales. Una vez obtenida la geometría y su respectivo enmallado, se debe definir qué tipo de análisis se desea hacer, es decir si es un análisis dinámico o estático. A continuación se especifica el comportamiento de la roca como elástico o poroelástico. Posteriormente se deben definir módulos, densidades y demás propiedades de cada material para asignar cada material a un área (Figura 9) o volumen específico si es el caso tridimensional.

Aplicar Cargas. La aplicación de las cargas determina la solución del modelo y la respuesta del mismo a perturbaciones exteriores, cantidades físicas como presión, fuerzas inerciales o nodales, desplazamientos y hasta temperaturas para los modelos térmicos tienen lugar, así pues son aplicables sobre nodos, líneas, áreas y volúmenes (Figura 10) de esta manera se restringe el modelo eliminando grados de libertad para que sea posible solucionarlo.

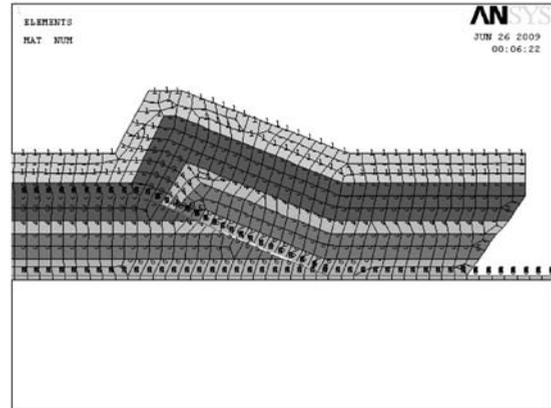


Figura 9. En cada estrato definido por un área (modelo 2D) se le asigna propiedades y modelos de material.

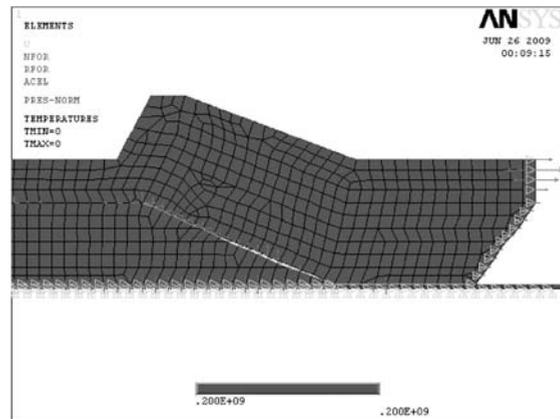


Figura 10. Se aplica cargas de presiones desplazamiento y esfuerzos.

Resolver el Sistema. En la implementación del MEF la solución del modelo se reduce a la construcción de una matriz global de rigidez, la cual contiene implícita toda la información que se ha destinado para determinar el comportamiento del modelo.

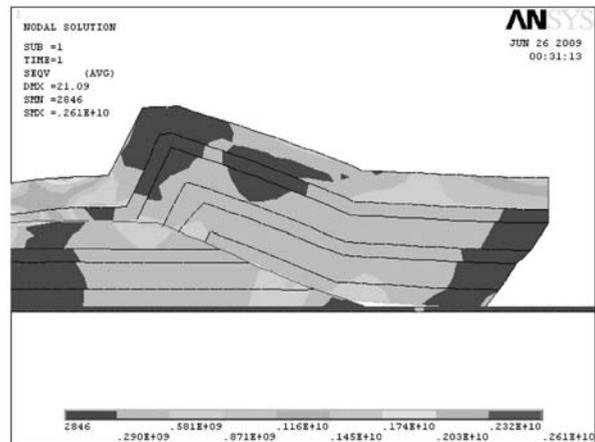


Figura 11. Estados de esfuerzo resultante para el modelo en cuestión.

Resultados. Los perfiles y los desplazamientos generados (Figura 11), son necesarios para determinar los patrones de migración y distribución de fluidos así como la generación o destrucción de las posibles geoforras aptas

para una acumulación de hidrocarburos asociadas a un sistema petrolífero. Para el caso estudiado se corrieron diferentes pruebas, variando el desplazamiento de las capas, la carga litoestática y la escala.

CASO DE ESTUDIO

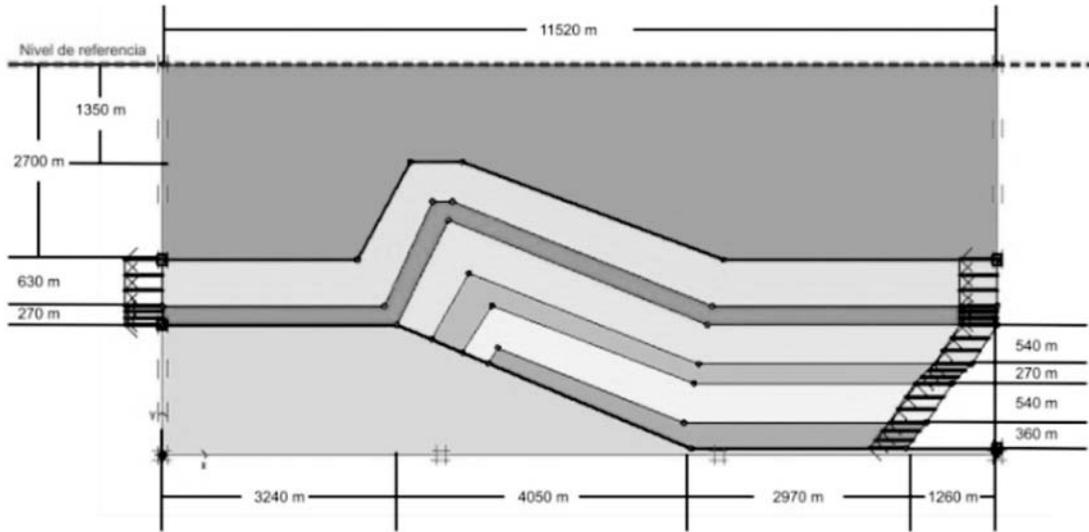


Figura 12. Modelo Simplificado del evento mostrado en la Figura 1, (las tonalidades de grises representan los diferentes tipos de material).

El análisis de migración de fluidos realizado sobre el evento de cabalgamiento mostrado en la Figura 1, tomado de la Ref. 5 se puede condensar en un modelo como el descrito en la Figura 12.

Se utilizaron materiales con propiedades descritas en la Tabla. 1 para realizar la simulación. Como cargas iniciales al modelo se consideraron cargas litoestática y el perfil de presión de poro inicial mostrados respectivamente en la figura 13 y en la figura 14.

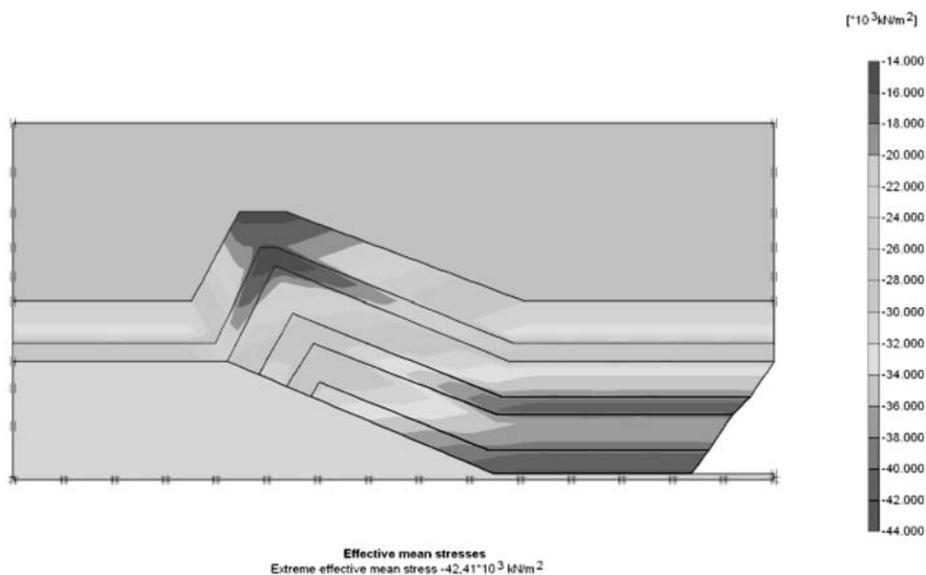


Figura 13. Perfil de esfuerzos inicial debido a la carga litológica

Tabla. 1 Propiedades de los materiales aplicados al modelo.

Nombre	Tipo	$\rho_{No\ sat}$ [KN/M ³]	ρ_{Sat} [KN/M ³]	K_x [m/Dia]	K_y [m/Dia]	M. Poisson [-]	M. Young [KN/m ²]	c_r de ref. [KN/m ²]	ϕ [°]	psi [°]
0-Carga	No poroso	25,48	25,48	0	0	0,1	80000	5	31	0
1-Arcilla	No drenado	16	18	0,001	0,001	0,35	10000	5	25	0
2-Arena	Drenado	16,5	20	1	1	0,3	80000	1	31	1
3-Arena	Drenado	17	20	1	1	0,3	13000	1	31	0
4-Arcilla	Drenado	16	18,5	0,01	0,01	0,3	10000	4	25	0
5-Arena	Drenado	17	20	0,8	0,8	0,33	20000	1	35	0
6-Arena	Drenado	17	21	0,5	0,5	0,3	120000	1	33	3
7-Basamento	No poroso	50000	50000	0	0	0,33	60000000	7000	20	0

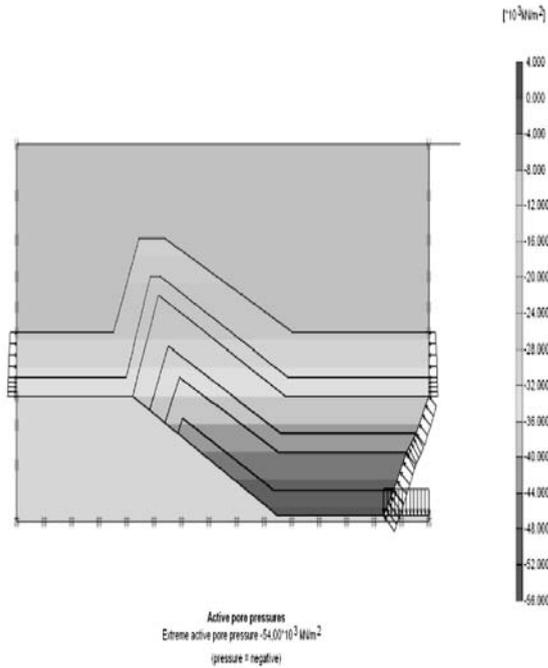


Figura 14. Perfil inicial de presiones de poro.

Perfiles de esfuerzo y deformación. En base al modelo con las cargas iniciales, y usando un comportamiento deslizante de los estratos superiores respecto a los inferiores (basamento), se aplica un deslizamiento de 1000 m y una presión litoestática promedio de 40 [MPa], como se muestra en la Figura 15, obteniéndose el mapa de esfuerzos de la Figura 16.

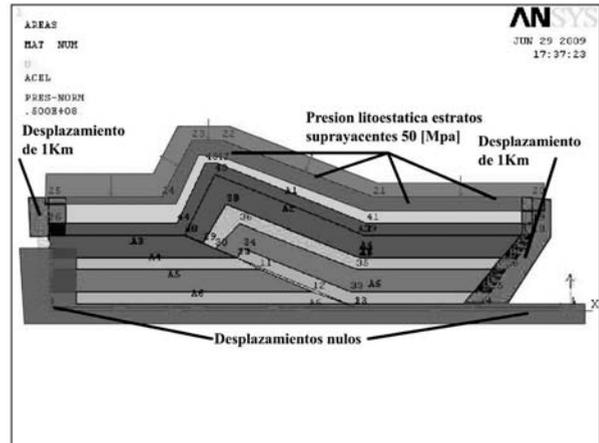


Figura 15. Cargas aplicadas sobre el modelo de la Figura 11.

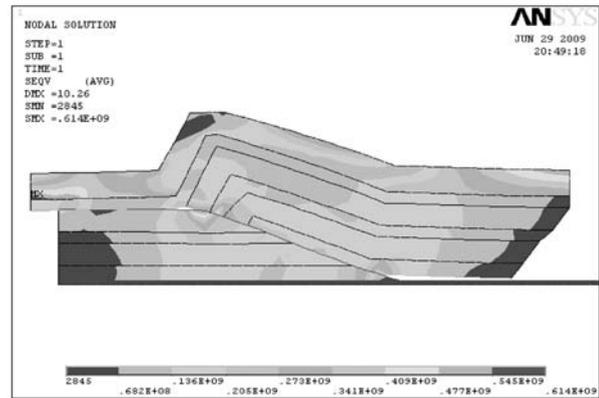
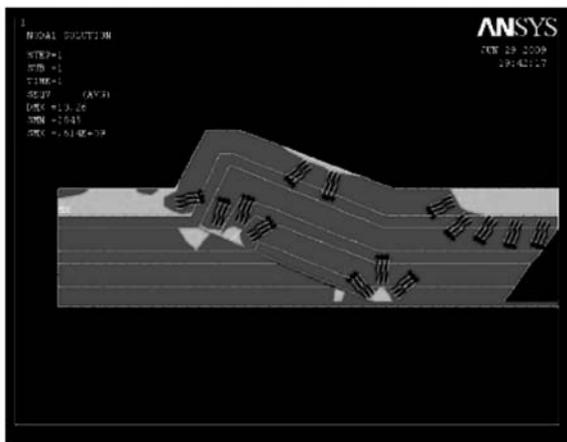
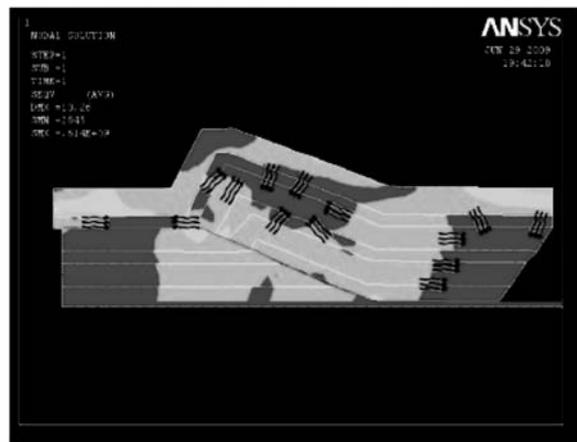


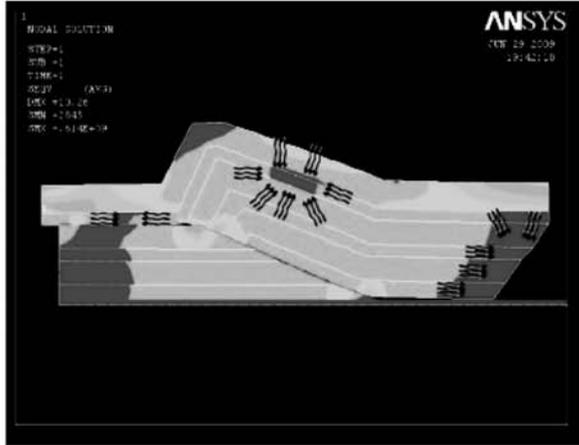
Figura 16. Perfiles de esfuerzos resultantes a partir de la condiciones de Frontera.



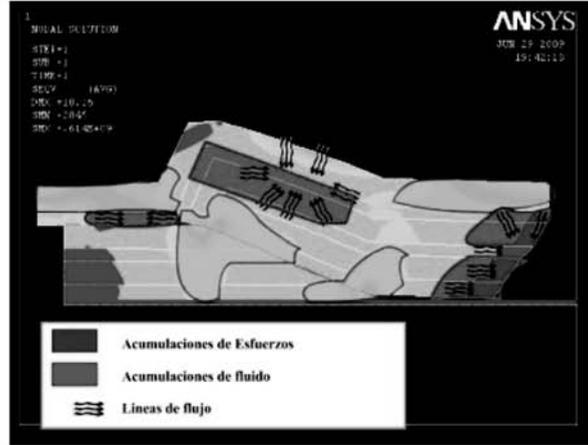
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 17. Evolución de los perfiles de esfuerzos.

Los perfiles de esfuerzo mostrados en las figuras 17 a-d, muestran como es posible intuir las rutas de migración, como también las acumulaciones de hidrocarburos. La Figura 18 muestra las zonas de más baja y alta concentración de esfuerzos, mientras unas concentran fluidos (zonas de baja presión) las otras desplazan los fluidos (zonas de alta presión) en las zonas de transporte (estratos con capacidad de flujo); en este modelo la capa superior del anticlinal nunca será considerada como zona de acumulación a pesar de que tenga una concentración muy baja de esfuerzos (2845 [MPa]) en la parte más alta del anticlinal (Figura 16) debido a que es una capa de arcilla la cual se comportará como sello para la acumulación; en la zonas azules de la Figura 18 también pueden existir acumulaciones de fluidos sobre presionados, al revisar la historia de esfuerzos (Figura 17a-d) la líneas de flujo convergen a ciertos lugares donde los fluidos que quedan atrapados entre dos campos de altos esfuerzos.

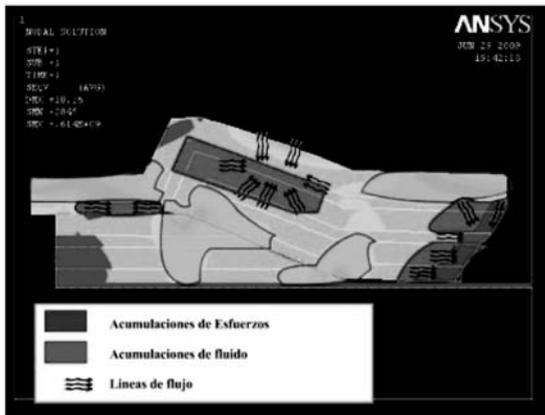


Figura 18. Posibles Zonas de acumulación de esfuerzos y fluidos

Perfiles de Presión de Poro y Saturación. Para un desplazamiento de 1000 m de las capas, se obtuvieron los siguientes perfiles (Figura 19 - 24).

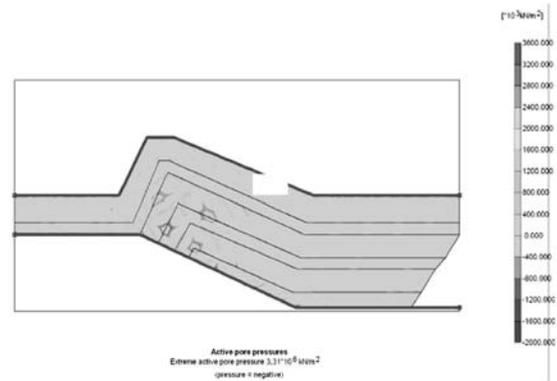


Figura 19. Presión de poro generada para un desplazamiento de 1000 m.

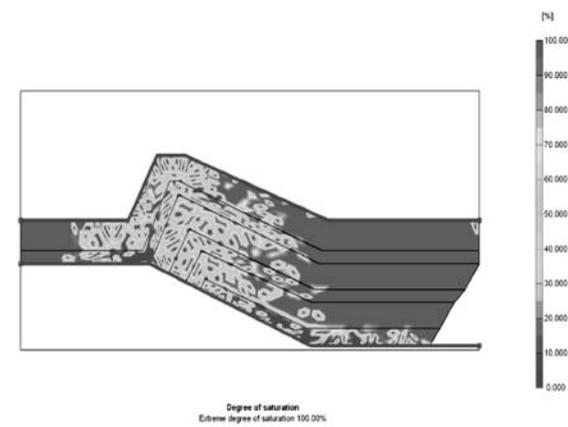


Figura 20. Migración del fluido debido a las altas presiones generadas.

Con el fin de evaluar el efecto del incremento o disminución del esfuerzo horizontal causante del desplazamiento impuesto en el modelo, se estableció un desplazamiento de 10 m de las capas, en donde se puede evaluar el impacto del esfuerzo horizontal sobre los perfiles (Figura 21), puesto que la transición suave permite una mejor distribución de la presión sobre toda el área en cuestión. Por tanto una mejor distribución de la presión genera un barrido de fluidos más efectivo; expulsándolos de las zonas de alta concentración de esfuerzos como es el caso del plano de falla.

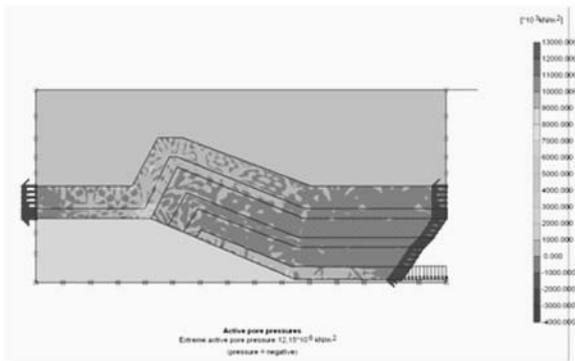


Figura 21. Presión de poro generada para un desplazamiento de 10 m.

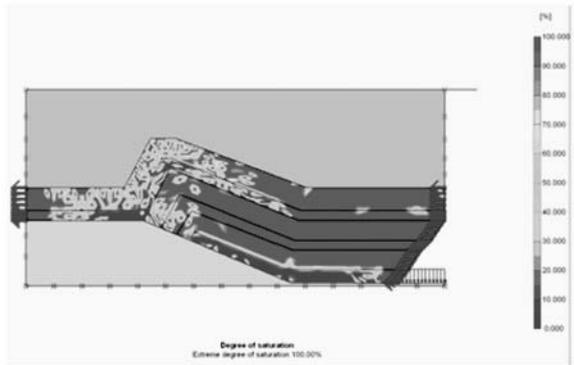


Figura 22. Distribución de saturaciones desplazamiento de 10m.

Se cambió la geometría, de manera que el basamento se fraccionó en estratos que corresponderían a estratos horizontales antes de que el fallamiento y posterior cabalgamiento sucedieran.

En la Figura 23 se observa que aunque los esfuerzos se concentran a lo largo del plano de falla, debido a las propiedades de los materiales, la presión se concentra en lugares donde los esfuerzos se incrementan y el material no permite el drenaje para que esta sobrepresión se disipe.

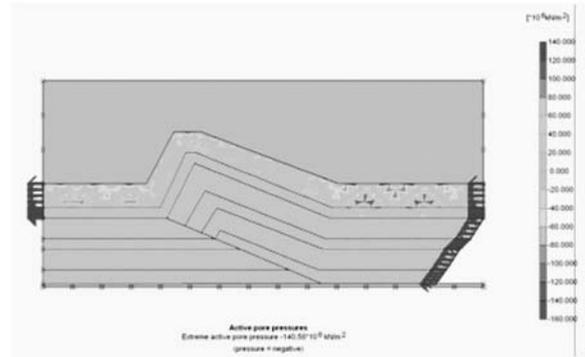


Figura 23. Presión de poro activa desplazamiento de 10 m (basamento fraccionado).

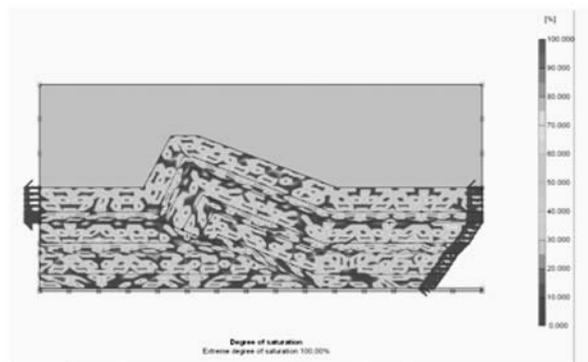


Figura 24. Distribución de saturación desplazamiento de 10 m (basamento fraccionado).

Debido a que los materiales a lo largo del plano de falla permiten drenar el fluido contenido este se disipa; en otras palabras se intenta simular un proceso en el que la falla no es sellante (Figura 24).

Se llevó a cabo un pequeño experimento adicional en el cual se cambió la escala del modelo pasando de tener un tamaño de 11520 x 3960 m a 5984 x 2210 y se disminuyó la carga litoestática imponiendo 90 kN/m² en el nivel superior y 100 kN/m² en el nivel inferior. Adicionalmente se impuso una secuencia de arcilla – arena donde a las arcillas se les asignó propiedades de no drenaje y un desplazamiento de 150 m. Los perfiles de esfuerzo y deformación al igual que los perfiles de presión de poro y carga litoestática cambiaron un poco aunque mantuvieron las características de las anteriores pruebas.

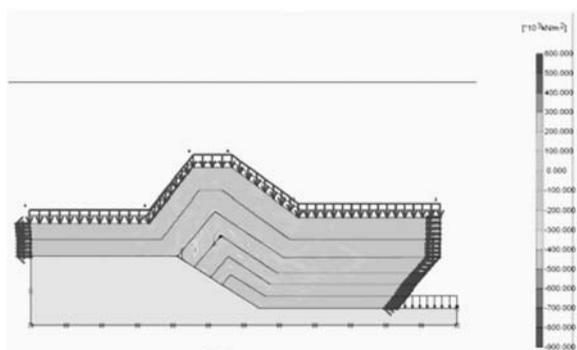


Figura 25. Perfil de esfuerzos (Escala reducida).

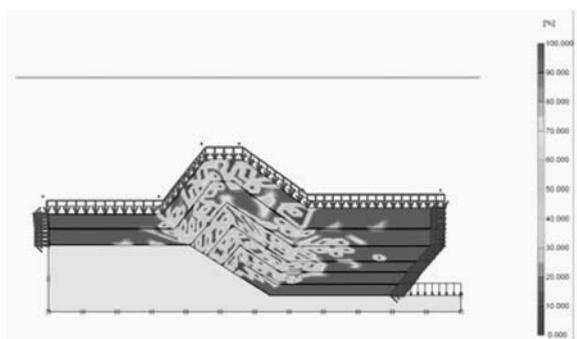


Figura 26. Distribución de saturación (Escala reducida).

En la figura 25 se puede analizar el cambio del perfil debido a la carga litoestática, observando que los esfuerzos verticales no influyen de forma tan drástica como lo hacen los esfuerzos horizontales sobre el cambio de presión; aunque la carga litoestática no altera tanto el perfil de presiones como lo hacen los movimientos tectónicos, se puede deducir que influye en la uniformidad de la distribución de la misma afectando la migración de fluidos, expulsándolos hacia zonas propicias para su acumulación debido a la disminución de la presión y condiciones de flujo apropiado (Figura 26).

El contraste de los resultados obtenidos con los perfiles de esfuerzo anteriores se observa un alto gradiente de presión de poro en donde los esfuerzos son altos; análisis que permite deducir las posibles rutas de migración de fluidos apoyándose en los perfiles de saturación obtenidos.

CONCLUSIONES

Las pruebas indican una alta concentración de esfuerzos en el plano de falla, lo que genera un alto incremento en la presión de poro que desplaza los fluidos hacia zonas de más baja presión por lo que se puede concluir que

no siempre la existencia de fallas indica condiciones propicias para la acumulación de hidrocarburos. Puesto que los fluidos tratan de compensar el desequilibrio generado por la acción de fuerzas tectónicas migrando hacia zonas de baja presión. Estos análisis se pueden corroborar con análisis geoquímico y petrográfico de los minerales que llenan las fracturas haciendo de la metodología planteada una nueva herramienta para modelar la circulación de fluidos en las estructuras geológicas.

La intercalación de estratos restringe el flujo vertical de los fluidos, por lo cual se hace importante una reconstrucción correcta de la historia geológica de la cuenca tomando en cuenta su estratigrafía con el fin de determinar los espacios propicios para la acumulación de fluidos.

Se requiere de paquetes que se acoplen a software que utilicen el MEF como metodología de solución puesto que este tipo de metodología es de fácil implementación y el análisis de resultados que se puede obtener, arroja datos valiosos para el estudio geomecánico de las cuencas.

La implementación de modelos Darcy acoplados a modelos estructurales de cuencas para la predicción de la presión de poro y por tanto la distribución de fluidos, son modelos más robustos desde el punto de vista computacional, pero mejoran el modelado del movimiento de los fluidos y sus rutas de migración a escalas de tiempo Geológico.

RECONOCIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander mediante el Grupo de Investigación en Tecnologías Alternativas para Hidrocarburos – GITAH y al Instituto Colombiano del Petróleo a través del Grupo de Petrosísmica, por generar los espacios para que esta clase de trabajos puedan desarrollarse dentro del marco de investigación en busca de nuevas soluciones para la industria de los hidrocarburos.

REFERENCIAS

1. Terzaghi, K. (1943). *Theoretical Soil Mechanics*. Wiley, New York.
2. Breckels, I.M., van Eakelen, H.A.M. (1982). "Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basin". *J. Petr. Tech.*, 2191-2199.

3. Nemcok Michal, Steven Schamel, and Rod Gayer, 2005, Thrustbelts; Structural Architecture, thermal Regimes, and Petroleum systems. Cambridge University Press, 149–250.
4. Ramsay G. John, and Lisle Richard, 2000, The Techniques of Modern Structural Geology; volume 3: Applications of Continuum Mechanics in Structural Geology, Elsevier, 702-782.
5. E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen & R. Risnes, 2004, Petroleum Related Rocks Mechanics, second edition, Elsevier 20–133.
6. Thomas Hantschel, Armin I. Kauerauf, 2009, Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling, Springer, 31-86, 247–336.
7. Philip A. Allen and John R. Allen, 2005, Basin Analysis; Principles and Applications, second edition, Blackwell 63–207.
8. Lacombe O., Lave J., Roure F., Vergès J., 2007, Thrust Belts and Foreland Basins; From Fold Kinematics to Hydrocarbon Systems, Springer, 3–41.
9. Stolarski T., Nakasone Y., Yoshimoto S., 2006, Engineering Analysis with Ansys, Elsevier, 37–138.

Fecha de recepción: Julio de 2009

Fecha de aceptación: Noviembre de 2009