



ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO MEDIANTE MODELAMIENTO DE CUENCAS 3D, ACOPLANDO UN MODELO GEOQUÍMICO, PETROFÍSICO Y GEOMECÁNICO.

Diego Armando Vargas, Maika Gambús Ordaz, Zuly Calderón Carrillo (Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozos - Universidad Industrial de Santander.)

Resumen

La creciente demanda energética a nivel mundial y la necesidad de disminuir los tiempos no productivos ha llevado a los centros de investigación y compañías petroleras a desarrollar nuevas metodologías para estimar parámetros de la ventana de estabilidad lo más exactos posibles evitando problemas, para de esta forma llegar a formaciones inexploradas e identificar nuevos prospectos que antes no eran de interés. El problema de estas zonas es que no pueden ser analizadas de forma convencional, ya que se encuentran sobrepresionadas por causas distintas a la sub-compactación haciendo difícil la evaluación de la presión total presente en la formación, ya que los registros detectan cambios petrofísicos presentes y no si estos fluidos almacenados en la roca sufrieron un proceso de expansión por esfuerzos térmicos. Por tal motivo, se desarrolló una herramienta computacional robusta usando diferencias finitas, para realizar modelamiento de cuencas 1D y 3D integrando modelos petrofísicos construidos mediante registros geofísicos. Posteriormente se debe hacer un análisis de la zona para conocer si prevalecen las condiciones de presión, temperatura y mineralogía, para que se presenten los esfuerzos químicos. Seguidamente, el modelo geoquímico que corresponde al tipo, cantidad y nivel de maduración de materia orgánica, se acopló al petrofísico para analizar el efecto de generación de hidrocarburos y expansión de fluidos. Dentro del análisis geoquímico se incluyó un estudio de grado de maduración para saber si la materia orgánica se encuentra en ventana de generación mostrando con exactitud las zonas de alta energía. Luego de tener los modelos y haberlos acoplado mediante la herramienta, se calcula la presión de poro por modelamiento de cuencas, esta presión se utiliza en el diseño de la ventana de estabilidad la cual proporciona densidad de lodo utilizada en nuevos proyectos de perforación. Cuando la materia orgánica está en ventana de generación proporciona un aumento mayor al 20% de sobrepresión, si no está en ventana, el aporte no es significativo. Además, la herramienta permite ver el impacto de los esfuerzos térmicos, químicos y de sub-compactación individualmente, en la curva de presión de poro, facilitando anticipar problemas asociados con la estabilidad de pozos. Esta investigación también permitió obtener un valor aproximado de la cantidad de hidrocarburos y posible fase (líquida o gaseosa) en la que se encuentran, gracias al acople con los modelos geoquímico y petrofísico.

Introducción

El estudio de la presión de formación en cuencas sedimentarias, se ha convertido en las últimas décadas, en uno de los parámetros más críticos e importantes en la planeación de los proyectos de perforación dentro de la industria del petróleo, en especial en zonas de difícil estudio como lo son los yacimientos no convencionales. Este parámetro es curva fundamental del modelo geomecánico el cual genera la ventana de estabilidad, determinando un rango de densidades seguras para evitar problemas durante la perforación.

Las metodologías para la caracterización de esta presión, en la industria del petróleo, han tenido un gran desenvolvimiento desde la década del 50, cuando se buscaba entender la causa de las sobrepresiones en los yacimientos de Luisiana en los Estados Unidos. Sin embargo, la mayoría de estas metodologías convencionales, tienen como hipótesis central, la subcompactación como principal mecanismo de generación de sobrepresión, es el caso de las relaciones propuestas por Hottmann and Johnson (1965), Eaton 1975 y Zhang (2008).



Para el caso de la expansión de fluidos, una de las metodologías más conocidas fue propuesta por Bowers (1995). Los métodos anteriores tienen limitaciones. Por ejemplo, para el caso de las usadas en subcompactación, estas proporcionan valores inferiores a los reales cuando están presentes otras causas generadoras de altas presiones. Las correlaciones que incluyen la expansión de fluidos necesitan datos de pruebas de presión, que no pueden registrarse en rocas *shale* por su baja permeabilidad. Debido a las limitaciones anteriores, una alternativa es realizar la estimación de la presión de poro mediante la implementación de modelos matemáticos, cuya estructura depende de las causas que se estén analizando, acoplando modelos petrofísicos y geoquímicos con los términos que cuantifican cada causa. Partiendo de la teoría de relación del esfuerzo efectivo de Terzaghi (1923); y adicionando otros términos según la causa de sobrepresión que se quiera analizar, se tiene un modelo que es lineal cuando se analiza en función de la presión de poro.

En esta investigación se tendrán en cuenta los términos correspondientes a los esfuerzos termales (expansión de fluidos y generación de hidrocarburos (Grauls, 1999). El efecto acuatermal estará representado por el término propuesto por Luo e Vasseur (1992). Para los términos de generación de hidrocarburos se tendrá en cuenta los modelos de maduración propuestos por Tissot y Espitalié (1975); y Tissot y Welte (1984), ambos utilizados en la investigación realizada por Luo e Vasseur (1996). Con el modelo geoquímico se estima la fracción de kerógeno que se convierte a aceite en la primera etapa de maduración y posteriormente se calcula la de gas. Con esta fracción y los términos propuestos por Hantschel e Kauerauf (2009), se puede hacer una estimación del impacto de la generación de hidrocarburos incluyendo craqueo de kerógeno-aceite y de aceite-gas en la presión de poro en función de la profundidad.

A continuación, se mostrará cómo se pueden acoplar estos términos con modelos petrofísicos y geoquímicos para la estimación de la presión de poro, analizando las variables más representativas, como es el caso de compresibilidad, porosidad, permeabilidad y viscosidad en el término que representa la subcompactación. La temperatura en el efecto acuatermal y el contenido de materia orgánica con su respectivo grado de maduración, para el término que representa el efecto de generación de hidrocarburos. Primero se solucionó sólo teniendo en cuenta la sobrecarga y posteriormente se adicionaron los demás términos. Finalmente teniendo los modelos 1D, se realiza la expansión de estos a geometría 3D en coordenadas cartesianas para ver los efectos de flujos laterales. El modelado 3D permite ver a diferentes coordenadas como es el perfil 1D, este perfil extraído es más preciso que el modelo solo 1D.

Modelamiento Matemático

La presión de poro es la presión de los fluidos que están dentro de los poros de la roca, la cual, aumenta debido al peso de sobrecarga. El flujo de fluidos y la compactación pueden disminuir la presión inducida por este peso (Hantschel e Kauerauf, 2009). La diferencia entre la presión hidrostática y la presión de poro se conoce como sobrepresión y como se mencionó anteriormente es controlada por el flujo de fluidos. Las curvas de presión de poro varían entre la presión hidrostática y la litostática. En ocasiones pueden ser inferiores a la hidrostática, cuando hay alta erosión y levantamientos, o cuando los estratos de arenas a determinada profundidad están conectados con la superficie, a través de facies permeables. En otros casos, la presión de poro puede sobrepasar la presión litostática, por generación de gas o por facies permeables que están conectadas con estratos a mayor profundidad (Hantschel and Kauerauf, 2009).

Los fenómenos enunciados anteriormente se pueden representar por medio de modelos matemáticos. A continuación, se hará una descripción de los modelos matemáticos usados en ésta investigación.



Modelo de Terzaghi

En el modelo de Terzaghi, la sobrepresión está relacionada con la compactación mecánica incompleta y se establece una relación entre la disminución de la porosidad y la compactación de sedimentos. Este modelo es muy usado en el modelamiento de cuencas 1D, y tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- La presión litostática considera solo la componente vertical del tensor de esfuerzos como esfuerzo principal máxima. La presión litostática es igual al peso de sobrecarga. Los esfuerzos horizontales son fijados proporcionales a la presión litostática. Adicionalmente, la tectónica de esfuerzos debida a las fuerzas compresionales y extensionales son nulas.
- Formación de la presión de poro es causada por la sobrecarga. El flujo de fluidos y la compactación determina, cómo la presión es formada y distribuida en la cuenca. La compactación está relacionada con la salida de fluido del poro disminuyendo la sobrepresión, se considera que la roca está saturada por un solo fluido y es controlada por las permeabilidades. Se asume comunicación de la presión en el medio poroso.
- La compactación mecánica de los poros tiene en cuenta el reagrupamiento de los granos. La compactación está relacionada con la reducción de la porosidad causada por la salida del fluido del poro, esta reducción es controlada por el esfuerzo efectivo de Terzaghi. Se asume una relación entre el máximo esfuerzo efectivo y la porosidad.
- El agua es considerada incompresible

Modelo matemático de presión de poro

La ecuación de presión se basa en: a) Un balance para el agua del poro ya que las fuerzas que conducen el flujo de agua del poro representan el gradiente de sobrepresión, b) La ley de Darcy establece una relación lineal entre la velocidad de descarga del fluido del poro y c) El gradiente de sobrepresión. El factor de proporcionalidad es la movilidad, éste valor depende de la permeabilidad de la roca y la viscosidad del fluido.

$$V = \frac{k}{\mu} \nabla P \quad (1)$$

Luo and Vasseur (1992) derivaron la ecuación de presión de poro afirmando que la conservación del material rocoso puede ser descrito con la ecuación de continuidad. Con este análisis los autores establecieron la siguiente expresión.

$$\nabla V_s = \frac{1}{1-\phi} \frac{d\phi}{dt} \quad (2)$$

La reducción de la porosidad por compactación es formulada por la ley de Terzaghi.

$$\frac{d\phi}{dt} = -C \frac{d\sigma}{dt} \quad (3)$$

Basados en los conceptos anteriores se pudo establecer un modelo para la presión de poro considerando sólo la compactación, para el cual se puede ver que la sobrecarga genera el incremento en la presión y la compactación. Los dos parámetros litológicos (permeabilidad y compresibilidad) controlan el flujo de fluidos y la formación de sobrepresión. La compresibilidad



IX INGEPET 2018 (GEO-DE-DV-22-E)

describe la habilidad de la roca a compactarse y controla, como la sobrecarga puede influenciar la presión de poro. La permeabilidad controla las tasas de flujo, vías de circulación y campos de presión de poro resultante (Hantschel e Kauerauf, 2009).

$$-\nabla \frac{k}{\mu} \nabla P = -\frac{1}{1-\phi} \frac{d\phi}{dt} = \frac{C}{1-\phi} \frac{d\sigma}{dt} \quad (4)$$

$$\frac{C}{1-\phi} \frac{dP}{dt} - \nabla \frac{k}{\mu} \nabla P = \frac{C}{1-\phi} \frac{dPl}{dt} \quad (5)$$

Los términos de la ecuación anterior pueden ser calculados con otros modelos ya que varían en profundidad como es el caso de la porosidad y la permeabilidad, la viscosidad varía con la temperatura.

Porosidad. La porosidad puede ser determinada por la ley de Athy (1930) mediante una relación en función de profundidad.

$$\phi = \phi_0 e^{-\alpha H} \quad (6)$$

La expresión anterior sólo puede ser usada para zonas de compactación normal donde la presión es hidrostática, por lo tanto, se puede establecer una relación entre la porosidad y el esfuerzo efectivo.

$$\phi = \phi_0 e^{-b\sigma} \quad (7)$$

$$b = \frac{\alpha}{\Delta\rho g} (\text{psi}^{-1}) \quad (8)$$

Con la ayuda de registros se puede determinar la porosidad, por otro lado, aplicando la ley de Athy (1930) se puede estimar el parámetro de compactación α y calcular la compresibilidad de la roca mediante la siguiente ecuación.

$$cr = \frac{\alpha \phi}{\Delta\rho g(1-\phi)} (\text{psi}^{-1}) \quad (9)$$

Permeabilidad. Generalmente para rocas de grano fino, la permeabilidad está en función de la porosidad como lo propone Terzaghi (1925), donde el parámetro λ varía entre $10^{-3} - 10^{-7}$.

$$k = \lambda \phi^5 (D) \quad (10)$$

Viscosidad. La viscosidad varía en función de la temperatura. Mercer (1975) presenta la variación de la viscosidad en función de la temperatura para rangos entre 0 - 300°C los cambios de la viscosidad pueden ser determinados mediante la ecuación (12).

$$\frac{1}{\mu} = (5.38 + 3.8A - 0.26A^3)10^3 \quad (11)$$

$$A = (T - 150)/100 \quad (12)$$



IX INGEPET 2018 (GEO-DE-DV-22-E)

Los modelos utilizados para la estimación de la porosidad y la permeabilidad, también fueron usados en la investigación de Luo and Vasseur (1992). El primer desarrollo del modelo se hizo teniendo en cuenta sólo el efecto de compactación demostrado con las ecuaciones anteriores (ecuación 13)

$$\frac{c}{1-\phi} \frac{\partial P}{\partial t} - \nabla \cdot \frac{K}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z} = \frac{c}{1-\phi} \frac{\partial PL}{\partial t} \quad (13)$$

El segundo mecanismo a tener en cuenta hace parte de los esfuerzos termales según la clasificación de Grauls (1999) y está entre los mecanismos que generan un cambio en el volumen del poro según lo propuesto por Osborne y Swarbrick (1997). El efecto acuatermal fue estudiado por Luo and Vasseur (1992), quien concluyó que el aporte acuatermal es muy poco, incluso cuando se tienen muy altas temperaturas. El término que representa ese efecto está referido en la ecuación (14).

$$\beta \frac{dT}{dt} \quad (14)$$

La ecuación (15) muestra el modelo que incluye la expansión de agua

$$\frac{c}{1-\phi} \frac{\partial P}{\partial t} - \nabla \cdot \frac{K}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z} = \frac{c}{1-\phi} \frac{\partial PL}{\partial t} + \beta \frac{dT}{dt} \quad (15)$$

Continuando con el modelamiento de la presión, el siguiente término a tener en cuenta es el efecto de la generación del aceite. Este mecanismo fue estudiado por Luo and Vasseur (1996), quienes propusieron un modelo de 2 fases, afirmando que el efecto es representado por la disminución de las permeabilidades relativas y el cambio en la saturación. En el trabajo, ambos concluyeron que el efecto del aceite sólo es importante si hay un alto contenido de TOC. Posteriormente, Hantschel y Kauerauf, (2009), propusieron un término para cuantificar este efecto y referido en la ecuación (16).

$$\left(\frac{1}{\rho_l} - \frac{1}{\rho_k} \right) \frac{dul}{dt} \quad (16)$$

Como aporte de esta investigación, para implementar el término anterior se hace un modelo de maduración mediante la ecuación (17) y con la fracción obtenida se multiplica la ecuación (16), de manera de conocer el aporte a cada profundidad y no el aporte total.

$$\frac{\partial x}{\partial t} = -kx \quad (17)$$

Al unir las ecuaciones (16) y (17) como propuesta de esta investigación y sumarlas a la ecuación (15) como indican los autores Hantschel e Kauerauf, (2009) se obtiene la ecuación (18).

$$\frac{c}{1-\phi} \frac{dP}{dt} - \nabla \cdot \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dz} = \frac{c}{1-\phi} \frac{dPL}{dt} + \beta \frac{dT}{dt} + \text{yoil} * \left(\frac{1}{\rho_l} - \frac{1}{\rho_k} \right) \frac{dul}{dt} \quad (18)$$

Finalmente, Luo y Vasseur (1996), estudiaron el efecto del gas en la presión de poro (ecuación 19). Hantschel y Kauerauf, (2009) propusieron un término para cuantificar el efecto de la generación del gas, cuyos resultados cotejaron con los aportados por Luo y Vasseur (1996).

$$\left(\frac{1}{\rho v} - \frac{1}{\rho k}\right) \frac{d\mu v}{dt} \tag{19}$$

Similar al caso anterior, la ecuación (19) se complementa con la fracción generadora de gas para ver el impacto de la generación de gas en función de la profundidad y sumando el término a la ecuación (18) se obtiene la ecuación (20), la cual incluye todas las causas del estudio.

$$\frac{C}{1-\phi} \frac{dP}{dt} - \nabla \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dz} = \frac{C}{1-\phi} \frac{dPl}{dt} + \beta \frac{dT}{dt} + y_{oil} \left(\frac{1}{\rho l} - \frac{1}{\rho k}\right) \frac{dul}{dt} + y_{gas} \left(\frac{1}{\rho v} - \frac{1}{\rho k}\right) \frac{\partial \mu v}{\partial t} \tag{20}$$

La ecuación (20) es utilizada para el modelamiento 1D, para el modelamiento 3D se toma el mismo modelo, pero el gradiente es aplicado en las 3 direcciones, resultando la ecuación (21). Esta ecuación permite analizar los efectos laterales de flujo, por tanto, la acumulación y disipación depresión

$$\frac{C}{1-\phi} \frac{dP}{dt} - \frac{k}{\mu} \nabla \left(\frac{dP}{dx} + \frac{dP}{dy} + \frac{dP}{dz}\right) = \frac{C}{1-\phi} \frac{dPl}{dt} + \beta \frac{dT}{dt} + y_{oil} \left(\frac{1}{\rho l} - \frac{1}{\rho k}\right) \frac{dul}{dt} + y_{gas} \left(\frac{1}{\rho v} - \frac{1}{\rho k}\right) \frac{\partial \mu v}{\partial t} \tag{21}$$

Diseño y aplicación de la herramienta 1D

La herramienta diseñada requiere de un flujo de trabajo según la secuencia mostrada en la figura 1 con posibilidad de retroceder para calibrar el modelo petrofísico o geoquímico según corresponda. Para el caso del módulo de correlaciones hace referencia a la estimación de la presión de poro mediante correlaciones como Eaton (1972). En este módulo también se encuentra el cálculo del esfuerzo de sobrecarga, curva fundamental para la estimación de la presión mediante correlaciones o modelamiento de cuencas.

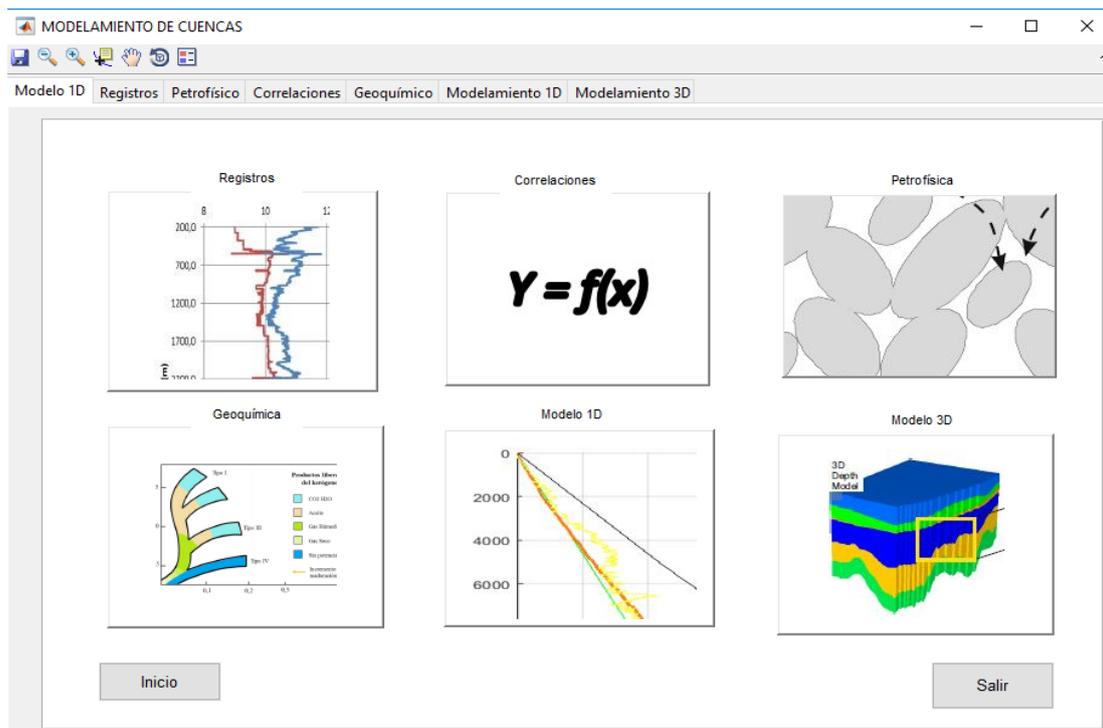


Figura 1: Módulos de la herramienta para estimar la presión de poro mediante modelamiento de cuencas

Registros Geofísicos

La figura 2 muestra el módulo de verificación de registros, en este se revisa la información disponible, se despliega el tipo de registro y se grafica. Este módulo es muy importante, ya que dependiendo de la información con que se cuente, se decide el tipo de correlación a utilizar en el módulo de petrofísica.

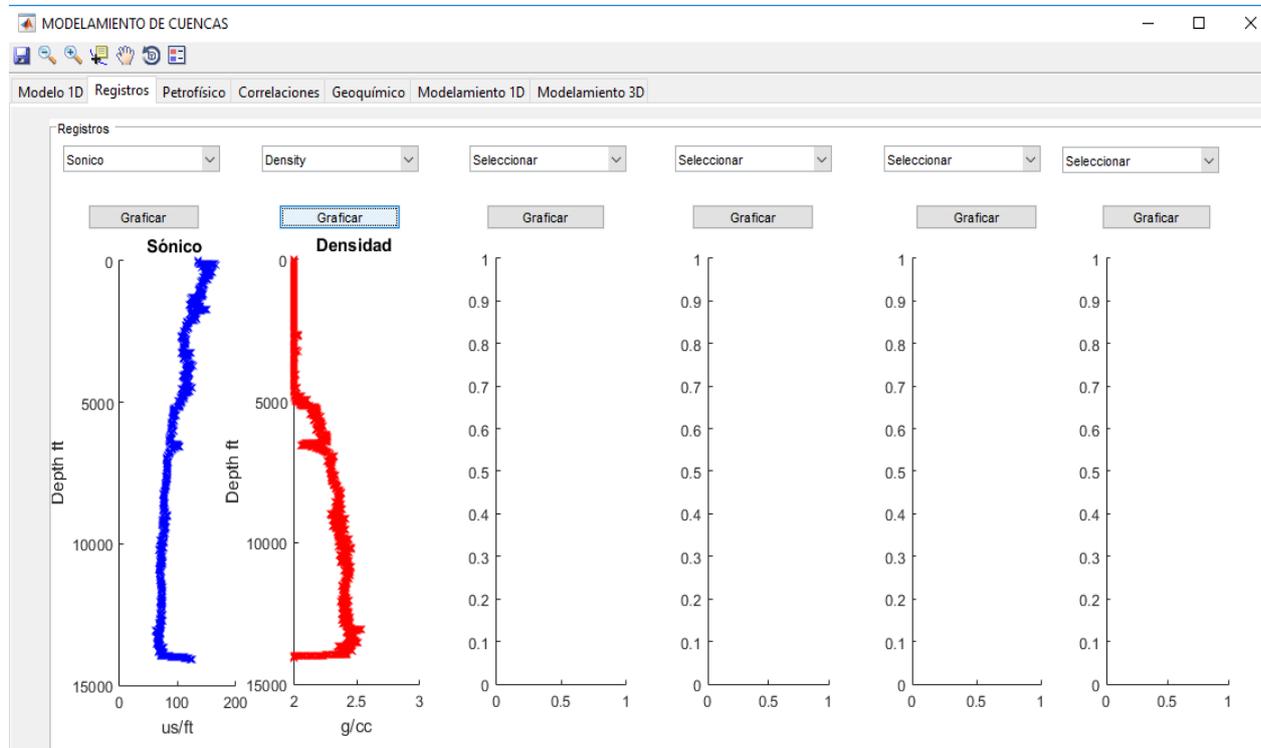


Figura 2: Módulo de registros para verificar información disponible.

Petrofísica

La figura 3 muestra la interfaz de este módulo y un ejemplo de como pide la información según el tipo de registro usado para estimar la porosidad. En este módulo se estiman las propiedades petrofísicas, como: porosidad, permeabilidad, viscosidad, compresibilidad y volumen de *shale*. Estos perfiles de propiedades de formación y fluidos son necesarios para el modelamiento de cuencas. En la aplicación de la correlación de Zhang (2008), sólo se necesita el perfil de porosidad para la estimación de la presión de poro.

Adicionalmente, la figura 3 muestra un ejemplo de cómo calcular la porosidad en función del registro sónico. Para esa correlación se requiere el tiempo de tránsito en la matriz de la roca y el fluido, y posteriormente con el perfil de porosidad se calcula la permeabilidad y compresibilidad. El volumen de *shale* se calcula en función del registro de rayos Gamma o el de potencial espontaneo mediante el indicador lineal de arcillosidad, para finalmente calcular la viscosidad.

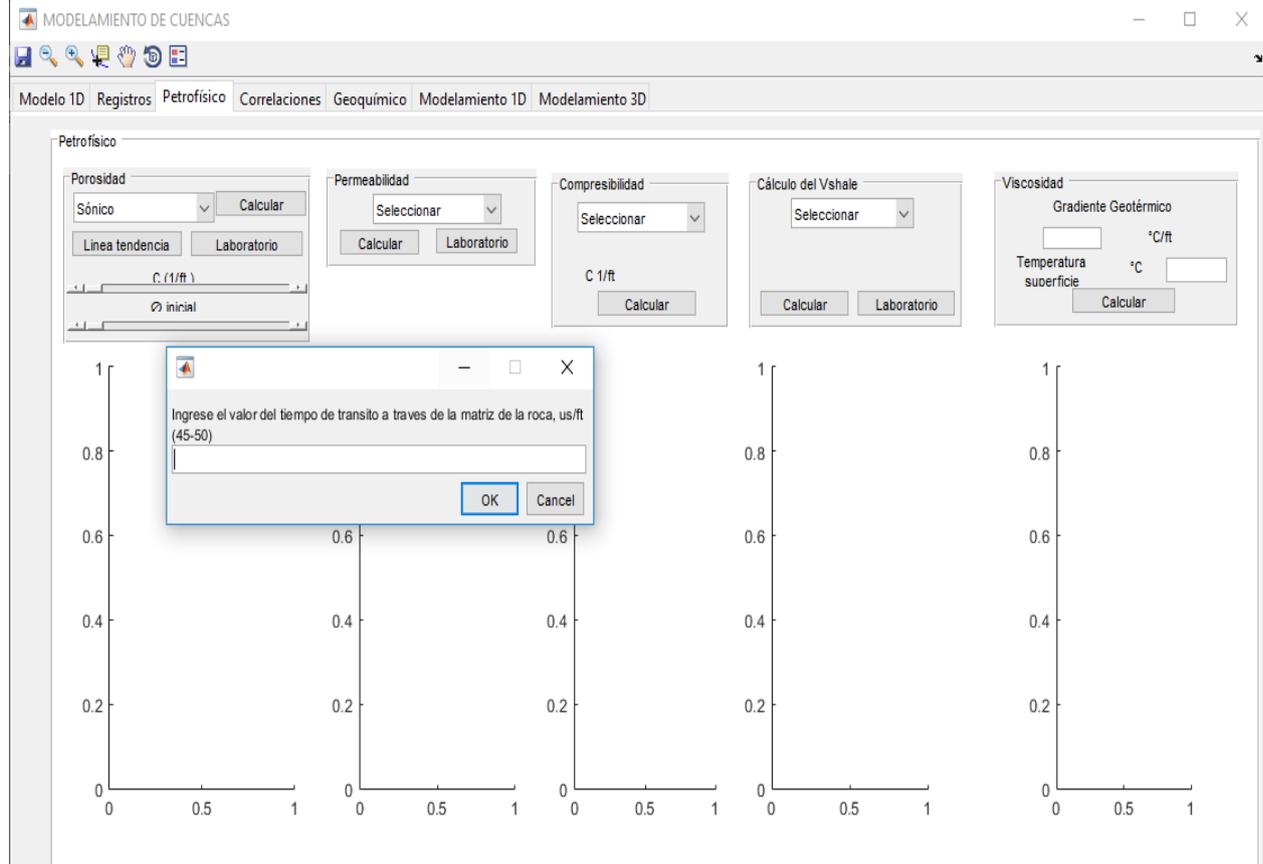


Figura 3: Módulo de petrofísica para las propiedades de la formación y fluido

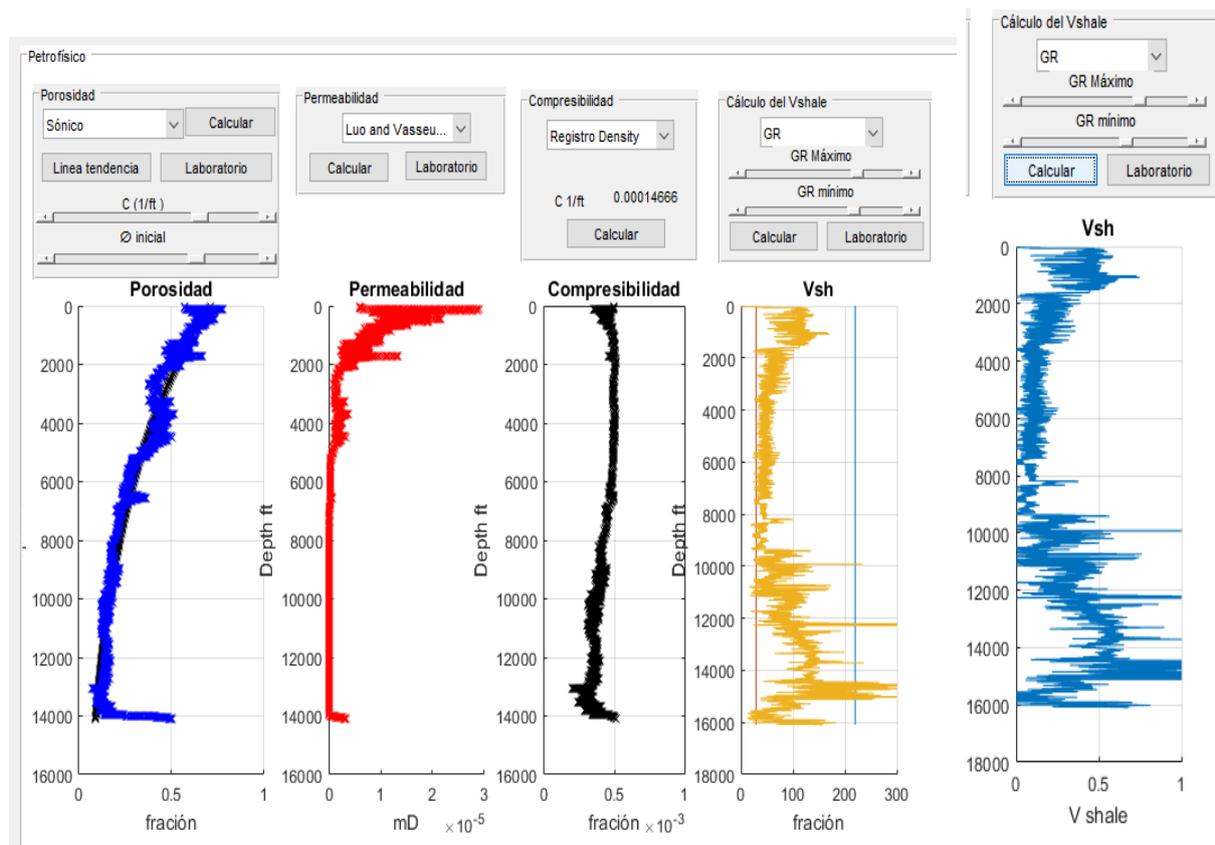


Figura 4: Modelo petrofísico

Presión de poro

Teniendo el modelo petrofísico se puede proceder a calcular la presión de poro en función de la porosidad o en función de los registros, cabe resaltar que independientemente de la metodología utilizada (Eaton, 1975 o Zhang, 2008), se requiere el esfuerzo de sobrecarga. Este esfuerzo puede ser que ya lo suministren o calcularlo en función del registro de densidad. Si se utiliza Eaton (1975) se requiere generar una línea de tendencia logarítmica, las respectivas constantes de tendencia deben ser estimadas con anterioridad en Excel. La figura 5 muestra el módulo para estimar la presión de poro mediante correlaciones con la mínima información requerida.

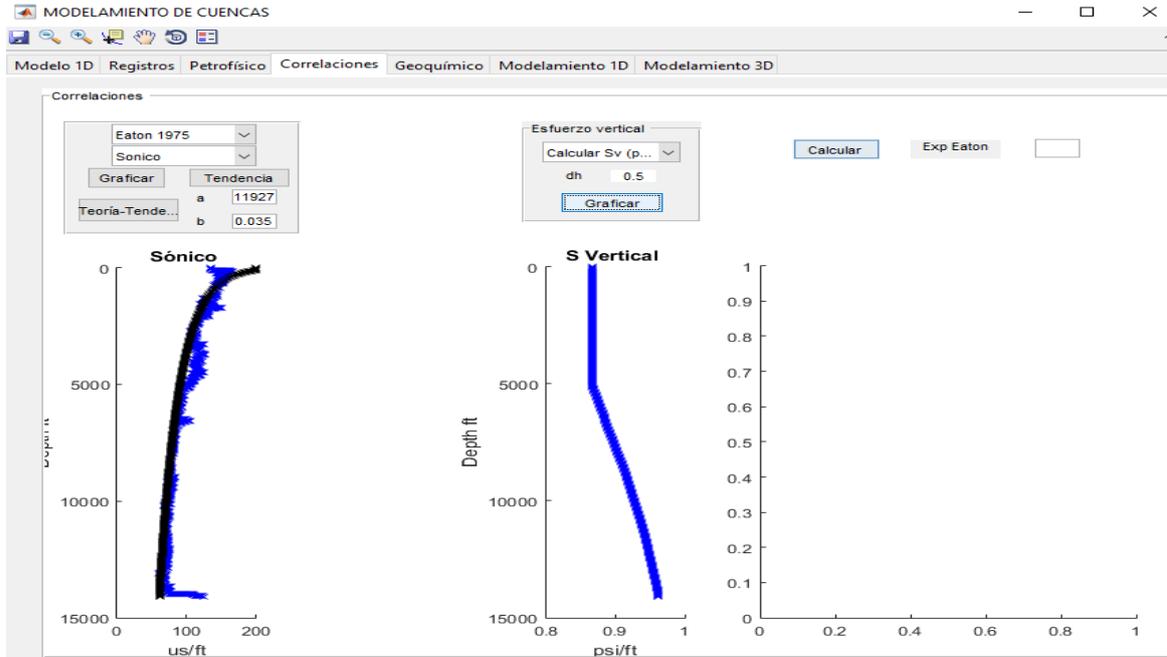


Figura 5: Módulo para la estimación de la presión de poro mediante correlaciones

Mediante la tendencia del sónico y el esfuerzo vertical se calcula la presión de poro (figura 6), el exponente de Eaton (1975) depende el registro usado para el respectivo cálculo.

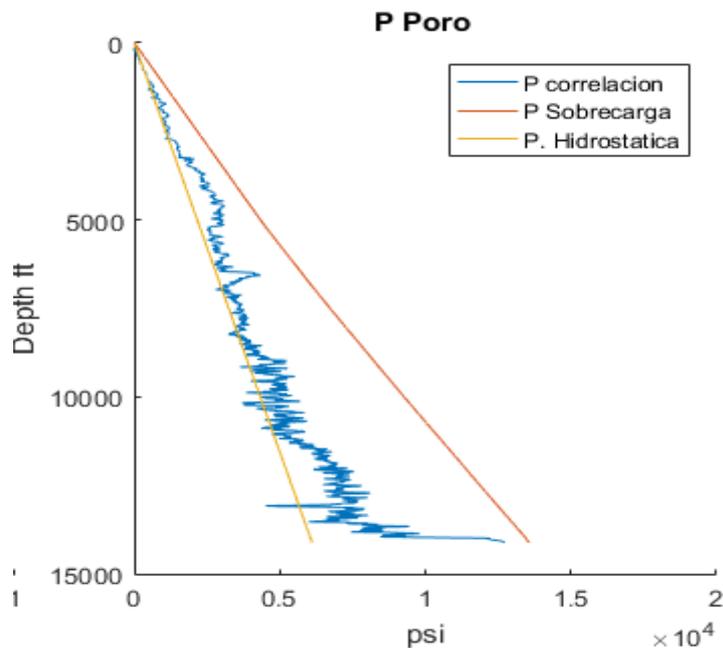


Figura 6: Perfil de presión de poro mediante correlaciones (Eaton 1975)

Similarmente al modelo de Eaton (1975), se pueden implementar otras metodologías. Por ejemplo, si se usa Zhang (2008) en función de la porosidad se obtienen los resultados mostrados en la figura 7.

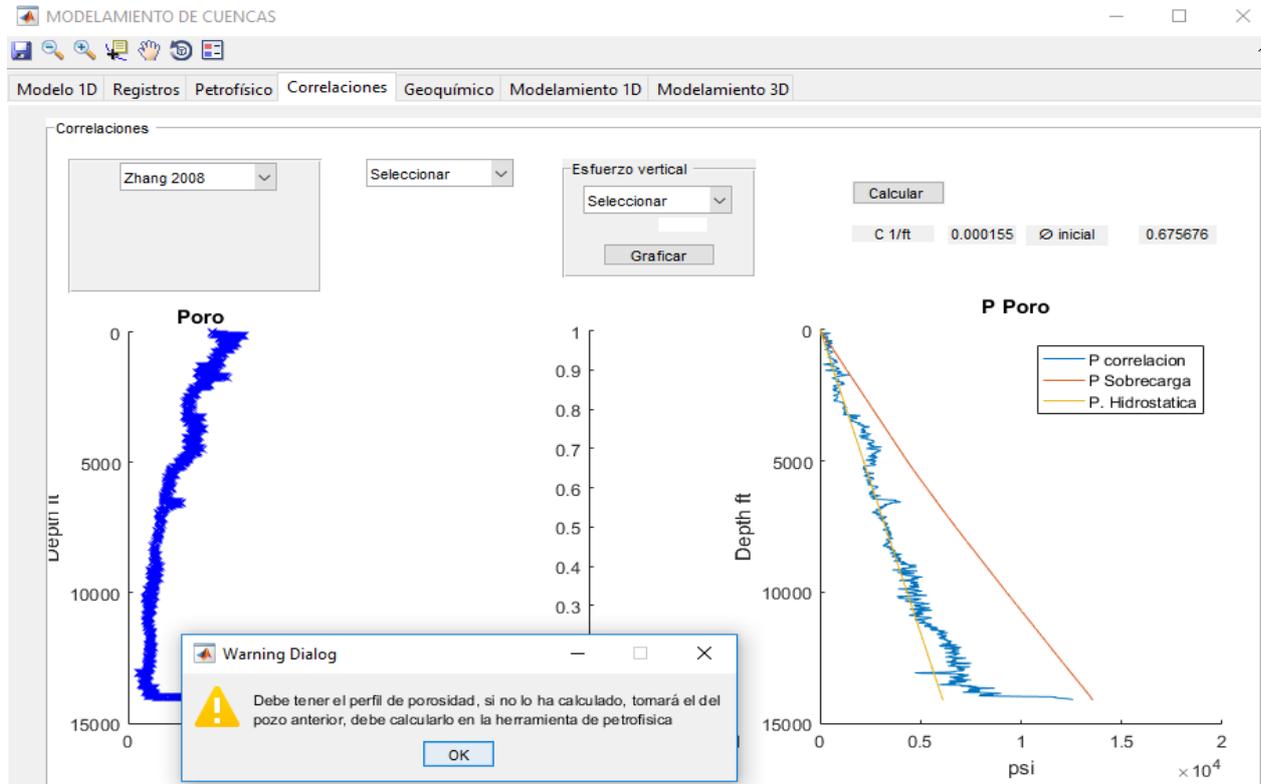


Figura 7: Perfil de presión de poro mediante correlaciones (Zhang 2008)

Modelo Geoquímico

Un modelo geoquímico es acoplado al modelo petrofísico generado. El modelo geoquímico se basa en la teoría de Tissot y Espitalié (1975) y Tissot y Welte (1984). La finalidad fué estimar la fracción de kerógeno que se convierte en aceite y la que se convierte a gas. Esta transformación se convierte en una expansión de fluido sin cambiar el espacio poroso como lo ilustra la figura 8.

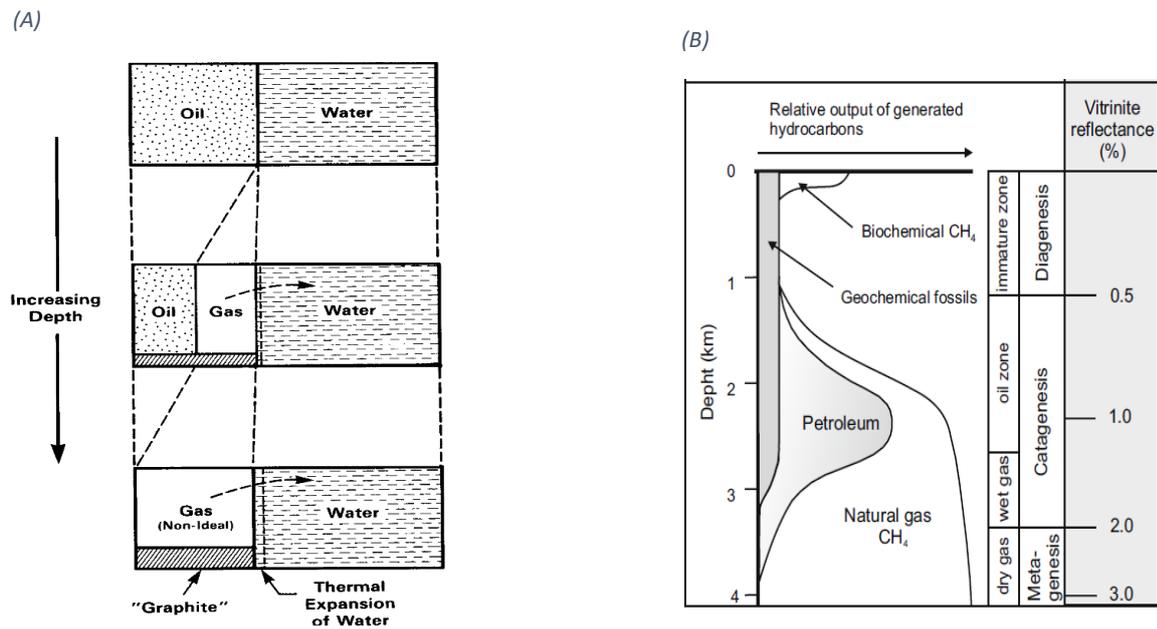


Figura 8. A): Transformación de aceite a gas (Barker Colin, 1990). B): Ventana de generación Hantschel y Kauerauf (2009)

La finalidad del módulo de geoquímica es reproducir la ventana de estabilidad de la figura 8(B) mediante el modelo de Tissot y Welte (1984). En la figura 9 se observa la aplicación de la herramienta para un kerógeno tipo 2 y un gradiente de temperatura de 0.0103 ft/°C

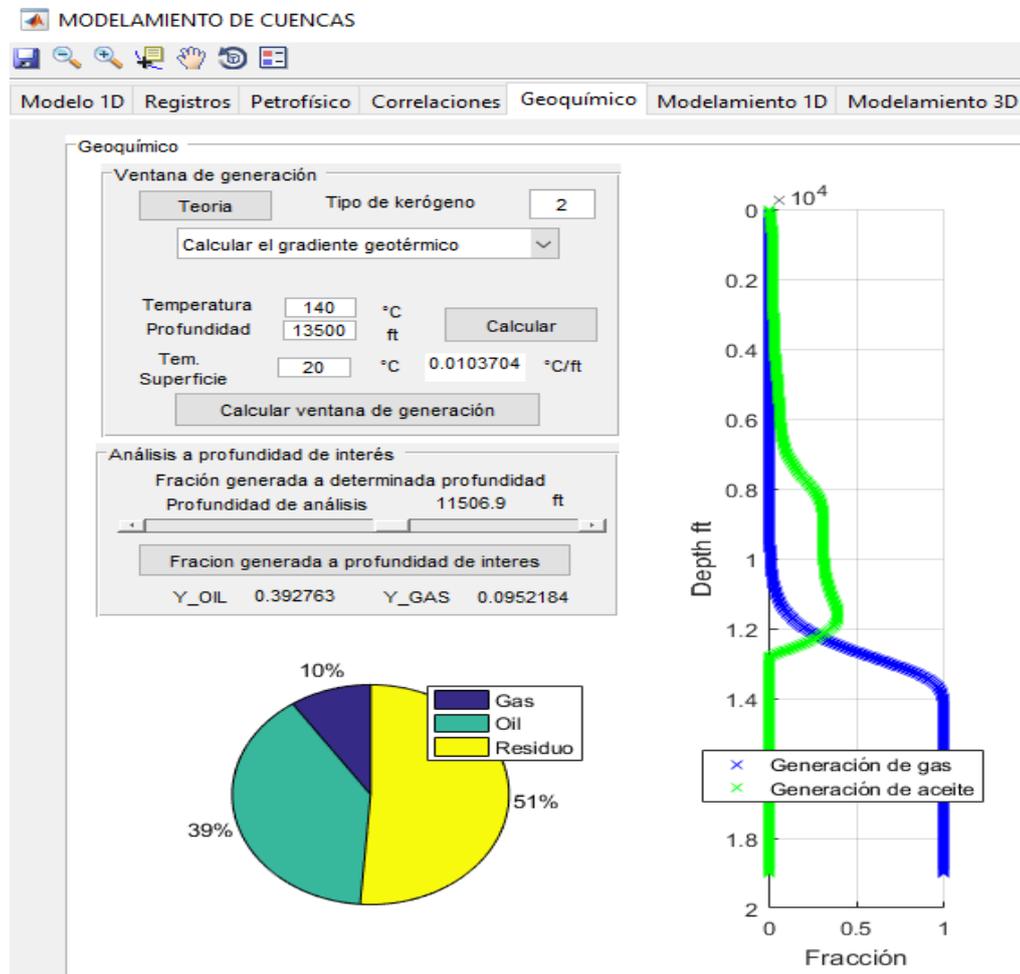


Figura 9: Fracción de aceite y gas que se puede generar a determinada profundidad

Teniendo la fracción de hidrocarburos que se puede generar, se procede a revisar la información geoquímica que se tiene en cada estrato y cuáles de esos estratos son roca generadora.

La información geoquímica requerida es el contenido orgánico total (TOC, %) y el Índice de hidrogeno (HI) que es representativo de cada tipo de kerógeno. En la herramienta se puede seleccionar el número de formaciones a analizar, para cada formación se indica que función cumple como: *overburden*, sello, almacén o roca generadora, siendo las generadoras el foco de interés en los esfuerzos térmicos.

Además del tipo de formación, se establecen los topes o cimas geológicas e internamente la herramienta tiene la profundidad máxima de estudio basado en la profundidad de los registros, por tanto, si se introduce un tope mayor a la profundidad del pozo lo indicará al usuario.

Finalmente para las rocas generadoras se asignan los valores de TOC y HI para conocer a cada profundidad cuanta concentración de kerógeno (mgHC/g TOC) se genera de acuerdo a las condiciones de la cuenca.

Con la cantidad generada y la ecuación (20) se estima la presión de poro considerando la inclusión de los esfuerzos térmicos. La figura 10 ilustra la asignación de la información para cada estrato y la ventana de generación según el potencial geoquímico.

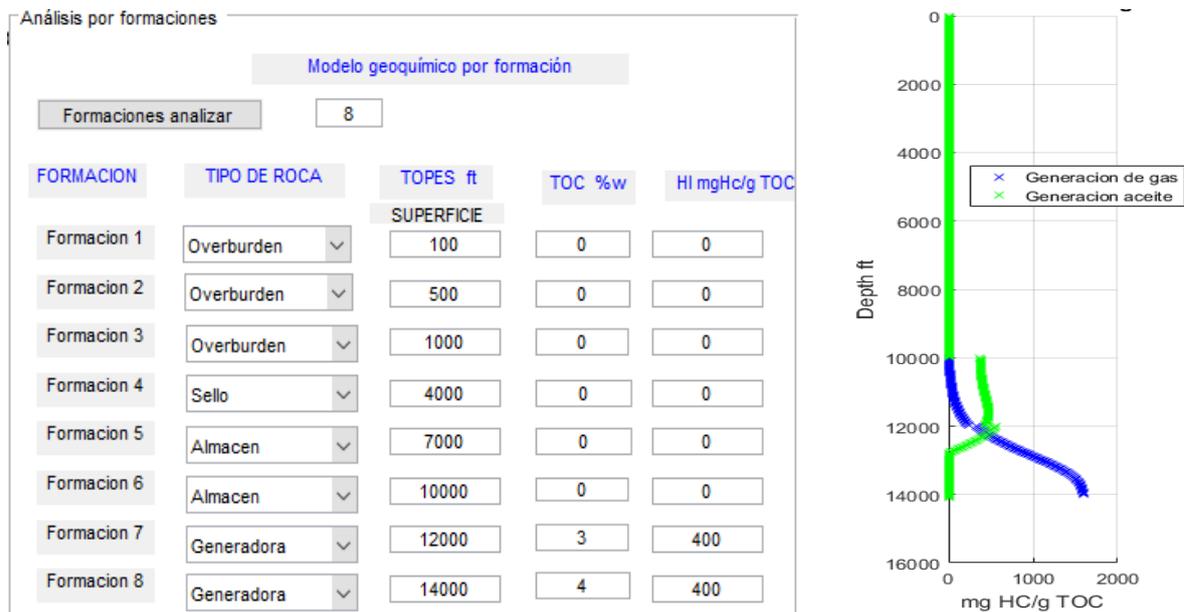


Figura 10: Cantidad de aceite y gas generado según el potencial geoquímico de cada formación

Modelamiento de la presión de poro

Mediante el módulo de modelamiento 1D se realiza el acople de toda la información introducida y procesada en los módulos anteriores con la posibilidad de actualizar algún módulo de ser necesario. La figura 11 muestra la interfaz donde se calcula el valor de la presión de poro, según las causas que se quieran cuantificar. El botón comparación estima que porcentaje de aporte genera cada causa sobre la curva de presión final a la profundidad que se le indique.

Al introducir la información faltante como edad de las formaciones, densidad de kerógeno, densidad de aceite, compresibilidad del aceite y densidad de la roca promedio, se hacen los cálculos para cada causa como se indica en la figura 12 que inicia con compactación y la figura 13 que tiene todas las causas.

Al realizar un análisis en la profundidad de 13500 ft se tiene que los esfuerzos térmicos superan un aporte del 20 % como lo muestra la figura 14.

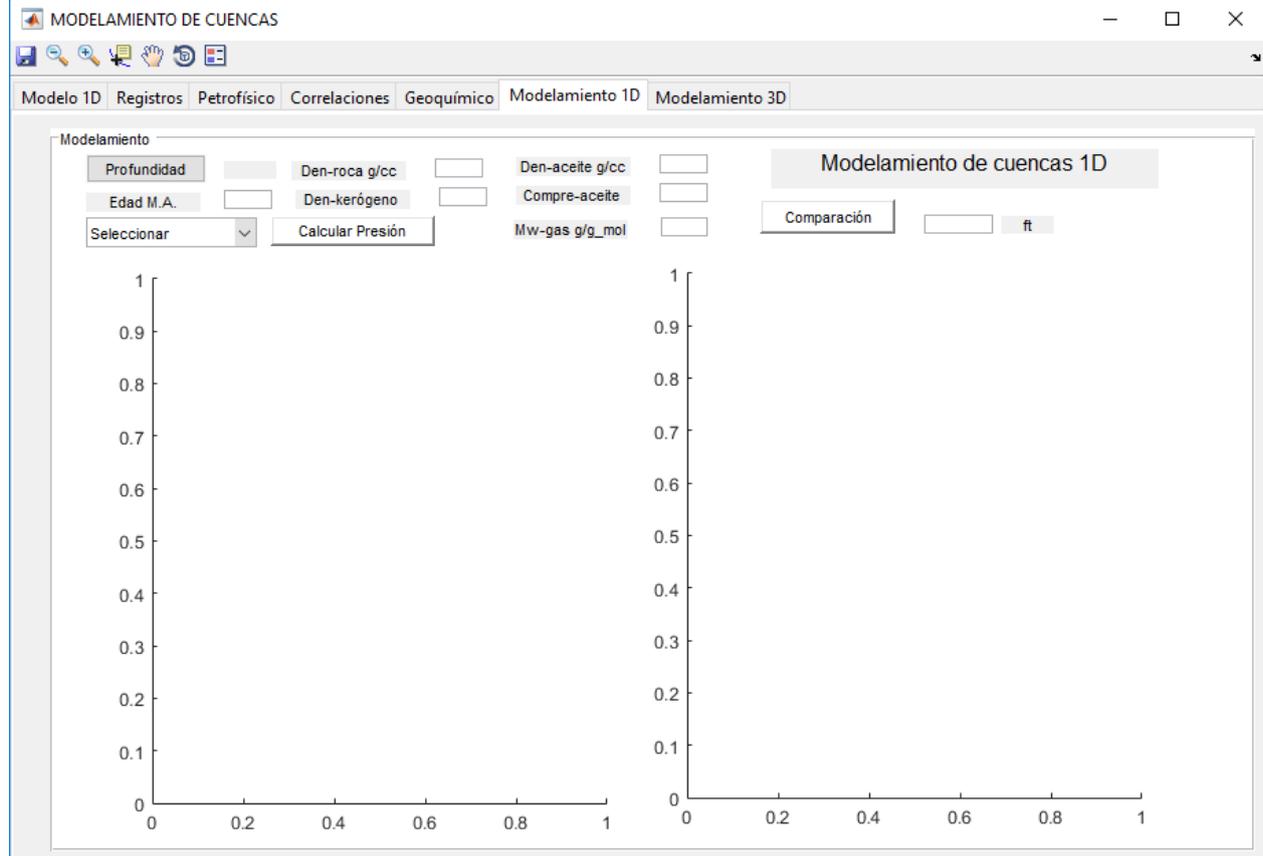


Figura 11: Interfaz del módulo que estima la presión de poro mediante modelamiento de cuencas 1D

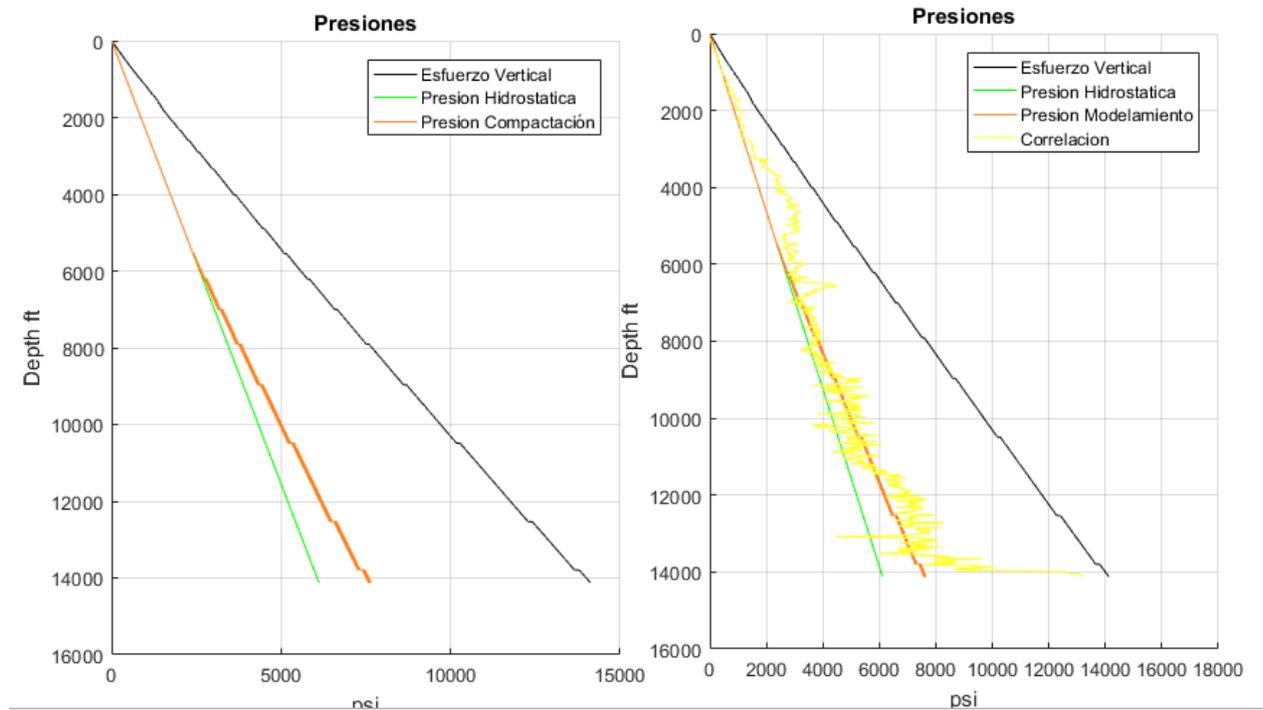


Figura 12: Calculo de la presión por efecto de la compactación y su comparación con el valor obtenido mediante correlaciones

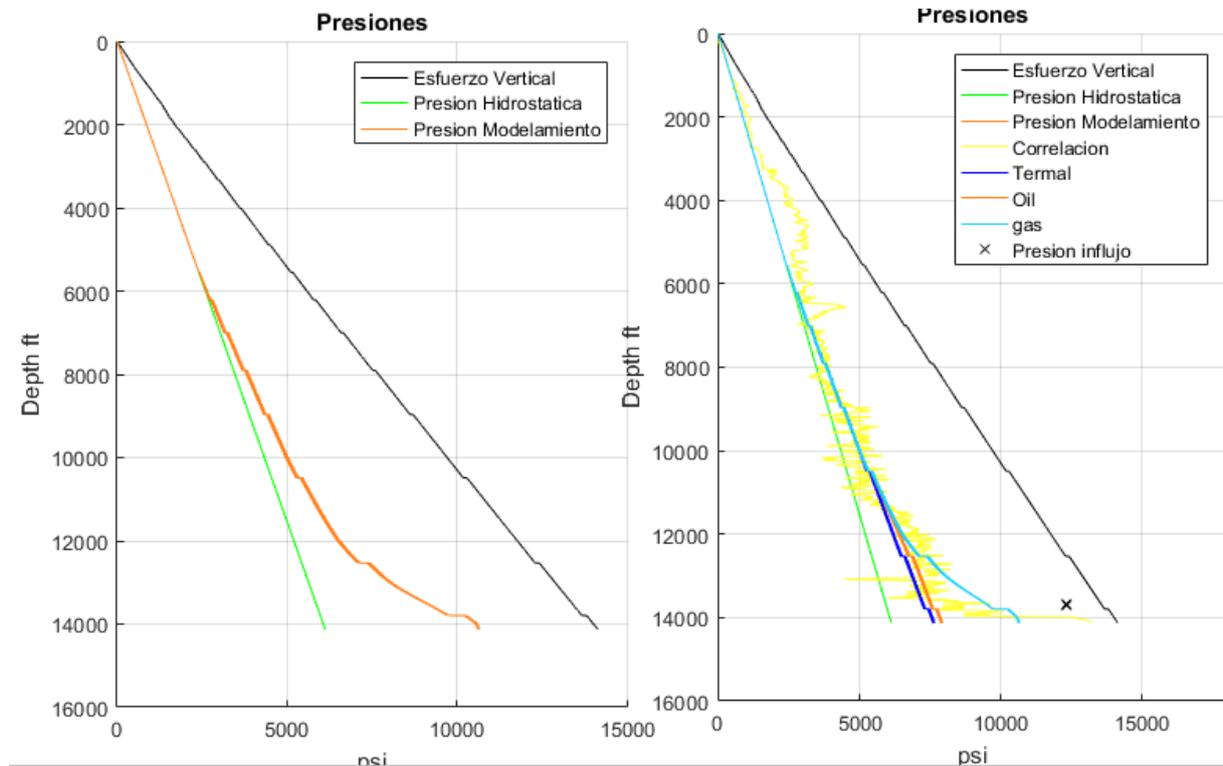


Figura 13: Calculo de la presión por todas las causas y su comparación con el valor obtenido mediante correlaciones

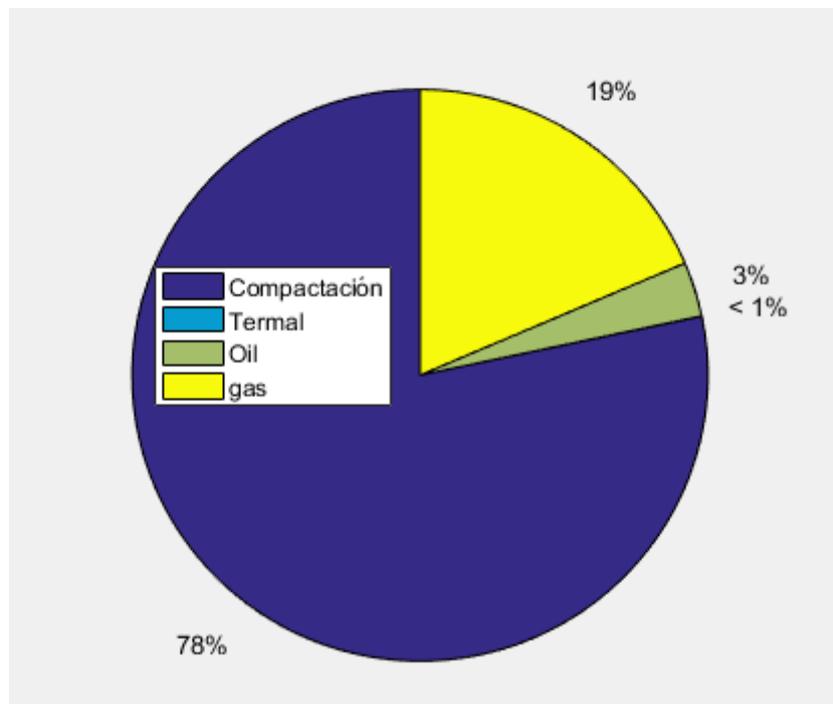


Figura 14: Aporte a la sobrepresión generado por cada causa cuantificada

Finalmente, para el modelamiento 3D se tiene un cubo de presión de poro, este cubo adiciona además de los esfuerzos térmicos, el efecto de los esfuerzos laterales los cuales solo serán representativos cuando hay anisotropía de esfuerzos, si los dos horizontales son similares no hay compresión tectónica importante que pueda aumentar la presión, de este cubo se puede extraer un perfil de presión como se muestra en la figura 15

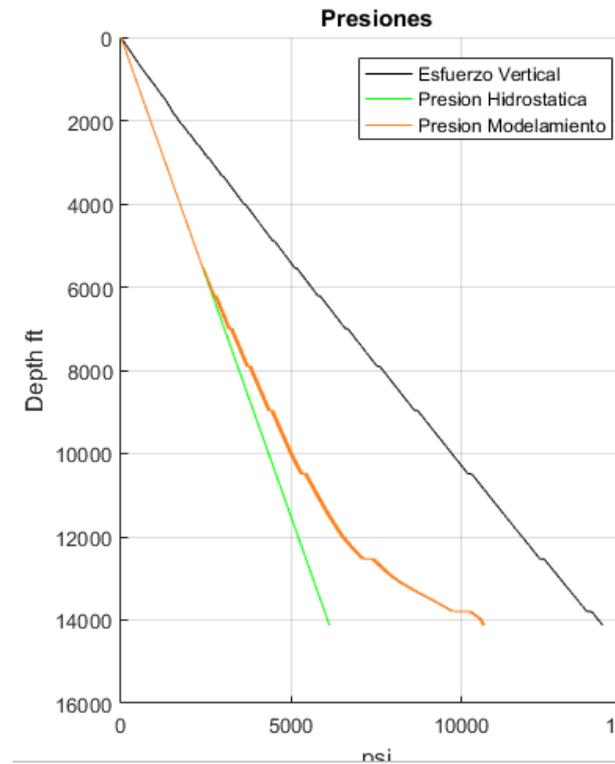


Figura 15: Perfil de presión de poro

Contribuciones

En la figura 14 se tienen los aportes por cada causa generadora de sobrepresión, en este caso de estudio los esfuerzos térmicos alcanzan un 22% y al no ser tenidos en cuenta, la ventana de estabilidad puede no ser precisa, lo que conlleva a NPT (Tiempos no productivos), por lo tanto, esta herramienta proporciona un valor más preciso de la presión de poro haciendo que las nuevas campañas de perforación tengan un margen de error mínimo disminuyendo costos, además como la herramienta acopla el modelo petrofísico con geoquímico, se pueden identificar las zonas de mayor expansión de fluidos lo que es proporcional a la zona de mayor potencial de almacenar hidrocarburos, fortaleciendo las campañas de exploración.

Conclusiones

- La compactación es la principal causa de sobrepresiones, si la compactación es lenta se tendrá una presión normal, pero si la tasa de sedimentación es alta, se genera subcompactación aumentando la presión de poro.
- El efecto acuatermal no es importante en la generación de sobrepresiones ya que se pudo comprobar que el exceso de presión es compensado con la disminución de la viscosidad lo cual facilita la disipación de la presión, en este caso de aplicación no llegó al 1%.
- El efecto de la generación de aceite, es cercano al 3%, esto se debe a que la expansión de fluidos al pasar de kerógeno a aceite no es tan significativa en su cambio de volumen.
- El efecto del gas en sobrepresiones es muy importante, cercano al 19%, se puede afirmar que de los esfuerzos termales es el que más aporta sobrepresión, teniendo



IX INGEPET 2018 (GEO-DE-DV-22-E)

en cuenta que este efecto depende del tipo de kerógeno y el contenido de materia orgánica (TOC) al igual que del aceite.

- A mayor profundidad aumenta la fracción de gas generada por tanto el potencial de incremento de presión también aumenta, si estas formaciones se conectan con formaciones someras se puede dar transferencia dinámica, esto justificaría altas presiones que no pueden ser representadas por esfuerzos termales.
- El aporte de sobrepresión puede sobrepasar el 20% lo cual si se incluye en la ventana de estabilidad se pueden prevenir problemas de influjos y de colapso durante la perforación.

Nomenclatura

T = Temperatura

t = Tiempo

σ = Esfuerzo efectivo, [M/Lt²], [psi]

σ_v = Esfuerzo vertical, [M/Lt²], [psi]

P = Presión de poro, [M/Lt²], [psi]

H = Profundidad, [L], [ft]

C_r = Compresibilidad de la roca [1/(M/Lt²)], [1/psi]

C_o = Compresibilidad del aceite [1/(M/Lt²)], [1/psi]

ρ_l = Densidad líquido [ML⁻³], [lb/ft³]

ρ_k = Densidad kerógeno [ML⁻³], [lb/ft³]

ρ_v = Densidad gas [ML⁻³], [lb/ft³]

μ = Viscosidad [M/Lt¹]

ϕ = Porosidad adimensional

k = Permeabilidad [L²]

u_v = Variación de densidad gas [ML⁻³], [lb/ft³]

u_l = Variación de densidad líquido [ML⁻³], [lb/ft³]

β = Coeficiente de expansión termal [T⁻¹],

λ = Relación entre porosidad y permeabilidad [L²]

α = Coeficiente de compactación [L⁻¹] [ft⁻¹]

b = Coeficiente de compactación [1/(M/Lt²)], [1/psi]

GT = Gradiente de temperatura [TL⁻¹], [°F/100ft]

g = Gravedad [Lt⁻²], [ft.s⁻²]

V = Velocidad [L.s⁻¹]

∇ = Variación



Bibliografía

- Hottmann C. and Johnson, R. Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties, *Journal of Petroleum Technology*. 1965
- Eaton B., 1975, The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs, *AIM*
- Bowers G.L. Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction, *SPE Drilling & Completion*. 1995.
- K. Terzaghi. Die Berechnung der Durchlässigkeit des Tones im Verlauf der hydrodynamischen Spannungserscheinungen. *Szber Akademie Wissenschaft Vienna, Math–naturwissenschaft Klasse IIa*, (132):125–138, 1923.
- D. Grauls Overpressures: Causal Mechanisms, Conventional and Hydromechanical Approaches *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 54 (1999), No. 6, pp. 667-678
- X. Luo and G. Vasseur. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions. *AAPG Bulletin*, 76(10):1550–1559, 1992.
- Tissot, B., and D. H. Welte, 1984, *Petroleum formation and occurrence* (2d ed.): Berlin, Springer-Verlag, 699 p.
- X. Luo and G. Vasseur. Geopressuring mechanism of organic matter cracking: Numerical modeling. *AAPG Bulletin*, 80(6):856–874, 1996
- T. Hantschel, A.I. Kauerauf, *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*, DOI 10.1007/978-3-540-72318-9 2, © Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2009
- M. J. Osborne and R. E. Swarbrick. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A re–evaluation. *AAPG Bulletin*, 81:1023–1041, 1997.
- Estado del arte de las causas generadoras de geopresiones y los diferentes métodos para su predicción: informe técnico / Oscar Javier Acevedo Quintero / [CD-Rom] CR 213.201.112/A128 2011 [Bucaramanga]: UIS, Piedecuesta: ECOPETROL. ICP, 2011
- Barker C 1972 Aquathermal pressuring: role of temperature in development of abnormal pressure zone. *AAPG Bulletin* v. 56 p. 2068-2071
- Hedberg, H.D. (1974) Relation of Methane Generation to Undercompacted Shales, Shale Diapirs, and Mud Volcanoes. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, **58**, 668-673.
- Spencer, C. W., 1987, Hydrocarbon generation as a mechanism for overpressuring in Rocky Mountain region: *AAPG Bulletin*, v. 71, p. 368–388.
- MEISSNER, F. F. Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota and Montana. *Montana Geological Society, Billings*, p. 207 - 227, 1978. *Proceedings of 1978 Williston Basin Symposium, September 24–27*
- Spencer, C.W. and Law, B.E., 1981. Overpressured, low-permeability gas reservoirs in Green River, Washakie, and Great Divide Basins, southwestern Wyoming. *Bull., Am. Assoc. Pet. Geol.*, 65: 569.
- Waples, D.W., 1980. Time and temperature in petroleum formation - application of Lopatin's method to petroleum exploration. *Bull, Am. Assoc. Pet. Geol*, 64: 916-926.
- L. F. Athy. Density, porosity and compaction of sedimentary rocks. *American Association of Petroleum Geophysicists Bulletin*, (14):1–24, 1930.
- Terzaghi, K., 1925, *Principles in soil mechanics*, III. Determination of the permeability of clay: *Engineering News Record*, v. 95, p. 832–836.
- Mercer, J. W., G. F. Pinder, and I. G. Donalson, 1975, A Galerkin infinite element analysis of the hydrothermal system at Wairakei, New Zealand: *Journal of Geophysical Research*, v. 80, p. 2608–2621.
- Vargas, D. A., Calderón, Z. H., Mateus, D. C., Corzo, R., & Acevedo, O. J. (2014, November 24). Mathematical Model to Quantify the Contribution of Thermal Stresses in Pore Pressure, Additional to the Compaction Effect. *International Society for Rock Mechanics*.