

ESTIMACIÓN DE PRESIÓN DE PORO A PARTIR DE VELOCIDADES SÍSMICAS.

Zayra Pérez^{1*}, German Y. Ojeda^{2*} and Darwin Mateus^{2*}

¹ UT EOS-DTH Ltda.

² ECOPEPETROL S.A. Instituto Colombiano del Petróleo, A.A. 4185 Bucaramanga, Santander, Colombia

e-mail: zayra.perez@ecopetrol.com.co e-mail: german.ojeda@ecopetrol.com.co
e-mail: darwin.mateus@ecopetrol.com.co

(Received May 2, 2008; Accepted October 5, 2009)

Para el cálculo de la presión de poro generalmente se obtiene un perfil a lo largo del pozo, extrapolándose dicha información a pozos cercanos, lo que puede generar apreciaciones erróneas en la predicción de estas presiones, ya que las condiciones geológicas pueden cambiar y presentar variaciones fuertes al interior de la cuenca. Por esta razón, es importante utilizar otras herramientas que permitan, no sólo detectar y estimar de una forma indirecta zonas con presiones anormales, sino también realizar un seguimiento lateral de los posibles cambios que puedan presentar estos valores en las diferentes formaciones.

Con base en lo anterior, se aplicó una metodología que permite estimar la presión de poro de las formaciones a partir de datos de velocidades sísmicas 3D y utilizando el método de Eaton. Para ello, se estimaron las presiones de formación, se detectaron las posibles zonas con presiones anormales y se realizó el análisis de los datos de registros de pozo en conjunto con las pruebas directas de presión de formación, con el fin de comparar dicha información con la obtenida de la predicción basándose en datos sísmicos del Piedemonte Colombiano.

Palabras claves: presión de poro, velocidades intervalo, sísmica 3D

**To whom correspondence may be addressed*

On pore pressure calculations it is common to obtain a profile in a wellbore, which is then extrapolated toward offset wells. This practice might generate mistakes on pore pressure measurements, since geological conditions may change from a wellbore to another, even into the same basin. Therefore, it is important to use other tools which allow engineers not only to detect and estimate in an indirect way overpressure zones, but also to keep a lateral tracking of possible changes that may affect those values in the different formations. Taking into account this situation, we applied a methodology that estimates formation pressure from 3D seismic velocities by using the Eaton method. First, we estimated formation pore pressure; then, we identified possible overpressure zones. Finally, those results obtained from seismic information were analyzed involving well logs and pore pressure tests, in order to compare real data with prediction based on seismic information from the Colombian foothill.

Keywords: *pore pressure, interval velocity, 3D seismic.*

INTRODUCCIÓN

El análisis de la presión de poro es una actividad importante en la planeación y diseño de la perforación de pozos, ya que permite establecer con mayor certeza algunos parámetros indispensables en este proceso, como son: una ventana de peso de lodo apropiada, la composición química del lodo, una trayectoria óptima del pozo (Muñoz, 2005). El adecuado estudio y predicción de la presión de poro disminuye el riesgo de problemas como pérdidas de circulación, influjos o reventones e inestabilidad del pozo, entre otros problemas, haciendo que el proceso de perforación sea más seguro y menos costoso (Sayers, 2006).

La detección de la sobre-presión se basa en el principio que la presión de poro afecta la compactación, siendo la resistividad, densidad y propagación de ondas sonoras a través de las formaciones, los parámetros más sensibles a la compactación. Existen diferentes métodos para el cálculo de la presión de poro, algunos ejemplos incluyen el trabajo de Eaton (1975) quien planteó el cálculo de la presión de poro a partir de registros resistivos, conductivos y tiempos de tránsito, Hottman y Johnson (1965) usando velocidades sísmicas y Pennebaker (1968) usando velocidades de intervalo obtenidas de las velocidades de apilado. Las velocidades de apilado permiten realizar la predicción de la presión de poro antes de la perforación, pero éstas a menudo carecen de la resolución espacial necesaria para una predicción de poro exacta (Sayers, Jonson & Denyer, 2002), siendo necesaria la información de pozos que estén ubicados al interior del volumen sísmico, para el caso de sísmica 3D ó cerca de la línea sísmica, si es 2D, para la calibración de los datos obtenidos a partir de la sísmica.

Este trabajo plantea una metodología que permite calcular la presión de poro a partir de velocidades sísmicas de intervalo (3D), utilizando el método de Eaton. El método de Eaton, al igual que otras técnicas para calcular la presión de poro de manera indirecta, se basa en la siguiente consideración: a medida que las lutitas se compactan, estas pueden presentar dos comportamientos; el primero ocurre cuando la tasa de sedimentación es baja, en este caso los fluidos asociados a los sedimentos tienen tiempo para migrar de tal manera que las lutitas que presentan este comportamiento muestran una compactación normal, y por ende a una presión de

poro normal. Esto se ve reflejado en que a medida que se profundizan, pierden su porosidad por el efecto del peso suprayacente. De esta manera, en una secuencia normalmente compactada, a mayor profundidad se espera menor porosidad. Por el contrario, si una lutita fue sedimentada a altas tasas, los fluidos no logran migrar a medida que esta se profundiza, quedando atrapados y generando un desequilibrio de compactación con profundidad. Este efecto puede ser determinado analizando los parámetros que dependen de la porosidad, como son: la densidad, la resistividad, la velocidad de las ondas del sísmico y la perforabilidad.

La precisión de los cálculos de presión de poro a partir de información sísmica depende del procesamiento de la misma, de tal manera que para obtener resultados precisos, deben aplicarse métodos de procesamiento de alta resolución.

CÁLCULO DE PRESIÓN DE PORO

La presión de poro, también llamada presión de formación, es aquella que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso, sobre la matriz de la roca. Puede ser de dos tipos: *normal*, cuando la presión es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido, propio de la formación; y *anormal*, cualquier presión diferente a la presión normal de una formación, para un área dada (Bowers, 2002). Si la presión de formación excede a la presión hidrostática, se le denomina anormalmente alta, o sobre-presión, o simplemente presión anormal; pero si es menor que la normal, entonces se le llama presión de formación anormalmente baja o subnormal (Bowers, 2002). Las zonas con presiones de formación anormales, pueden ser generadas a partir de diferentes mecanismos: generación de hidrocarburos, efectos termodinámicos, fenómenos de diagénesis o los osmóticos, actividad tectónica, recarga o represionamiento, nivel piezométrico del fluido y sobre todo, el desequilibrio en la compactación normal de los sedimentos (Velásquez & Espinosa G, 2002).

Con base en la relación de compactación mencionada anteriormente, Ben Eaton propuso una serie de ecuaciones empíricas basadas en las mediciones de propiedades sensibles a la compactación de la roca

como la resistividad, conductividad y los tiempos de propagación (Eaton, 1975). Estas ecuaciones relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de la desviación entre los valores del registro observado y los valores obtenidos de la línea de tendencia normal. Las *ecuaciones* (1), (2) y (3) muestran las relaciones matemáticas para el cálculo de la presión de poro utilizando registros resistivos, conductividad y sínicos:

$$P_p = S - (S - P_N) * \left[\frac{R_o}{R_N} \right]^\alpha \quad (1)$$

$$P_p = S - (S - P_N) * \left[\frac{C_N}{C_o} \right]^\alpha \quad (2)$$

$$P_p = S - (S - P_N) * \left[\frac{\Delta T_N}{\Delta T_o} \right]^\alpha \quad (3)$$

Siendo S la presión de sobrecarga, P_N la presión normal de formación y α un coeficiente cuyo valor depende de la cuenca a analizar. El subíndice O denota datos observados de registros y el subíndice N denota datos obtenidos a partir de la curva de tendencia normal, asumiendo en este caso que en la parte somera del subsuelo se tiene un comportamiento de compactación normal, que debe verse reflejado en los registros, ya sea para el caso en que se utilicen registros resistivos (R), de conductividad (C) ó sínicos (T).

Para definir la curva de tendencia normal se asume que los tiempos de propagación medidos, disminuyen con la profundidad en una sección normalmente presurizada, debido que al aumentar la profundidad aumenta la compactación y por consiguiente disminuye gradualmente la porosidad. En secciones sobre-presionadas, los tiempos de propagación medidos son mayores debido al incremento en la porosidad de la formación y su baja compactación, en comparación con una formación con presiones normales a la misma profundidad (Sayers, 2006).

Con base en lo anterior, es posible obtener la curva de tendencia normal calculando los tiempos de propagación a partir de las velocidades de intervalo provenientes de la sísmica de superficie. Sin embargo, debido que el cálculo de presión de poro depende del campo de velocidades, es importante considerar los siguientes

parámetros que pueden disminuir la precisión del resultado de este campo de velocidades: una baja relación señal-ruido, el muestreo inadecuado de la información sísmica, fuerte comportamiento anisótropo en los datos debido a una geología compleja, entre otros, (Salinas & Guerra, 2006).

Se debe tener en cuenta que para la aplicación de esta metodología es fundamental un adecuado procesamiento para obtener velocidades intervalo, y dependiendo de la certidumbre de este procesamiento, será la validez de las interpretaciones del campo de presión. Así mismo es necesario calcular para cada zona de estudio los valores de exponente adecuados, ya que estos dependen de las características mismas de las lutitas y no son extra-polables de una cuenca a otra.

METODOLOGÍA IMPLEMENTADA

El primer paso para realizar el cálculo de la presión de poro, consistió en obtener la curva de tendencia normal a partir de la información 3D de velocidades sísmicas de intervalo. La Figura 1 muestra un inline y un crossline, del cubo de velocidades de intervalo (2.500-5.300 ft/s) extraído de la sísmica 3D de una zona del Piedemonte Colombiano, en la cual se han reportado zonas sobre-presionadas.

Escogiendo una sección somera del campo de velocidades, normalmente presurizada, se construyó un registro pseudo-sónico y a partir de éste, se calculó la curva de tendencia normal. La Figura 2 muestra el registro sínico (DT), de uno de los pozos ubicados dentro del volumen sísmico, el registro pseudo-sónico calculado a partir de las velocidades sísmicas, para este pozo (Pseudo DT) y dos modelos para la curva de tendencia normal (DT Normal, DT Normal_2).

Una vez se calculó la curva de tendencia normal, se extrapoló a todo el volumen sísmico, para de esta manera obtener no un perfil (información 1D), sino un volumen (información 3D) con los tiempos de propagación para una tendencia normal, de la zona a analizar. También se puede obtener la curva de tendencia normal utilizando la información del registro sínico y de la misma manera extrapolar la información a todo el volumen.

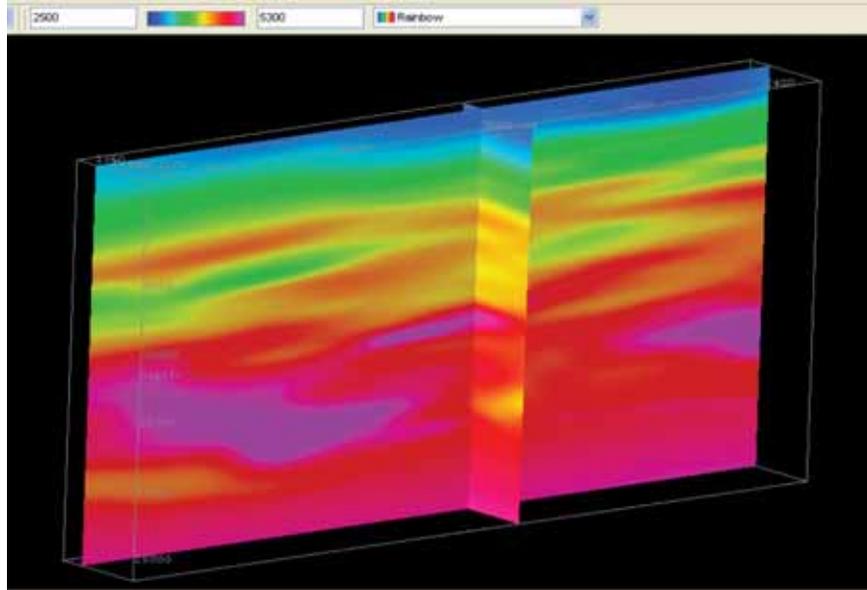


Figura 1. Cubo velocidades de intervalo (2.500-5.300 ft/s) extraídas de la sísmica 3D.

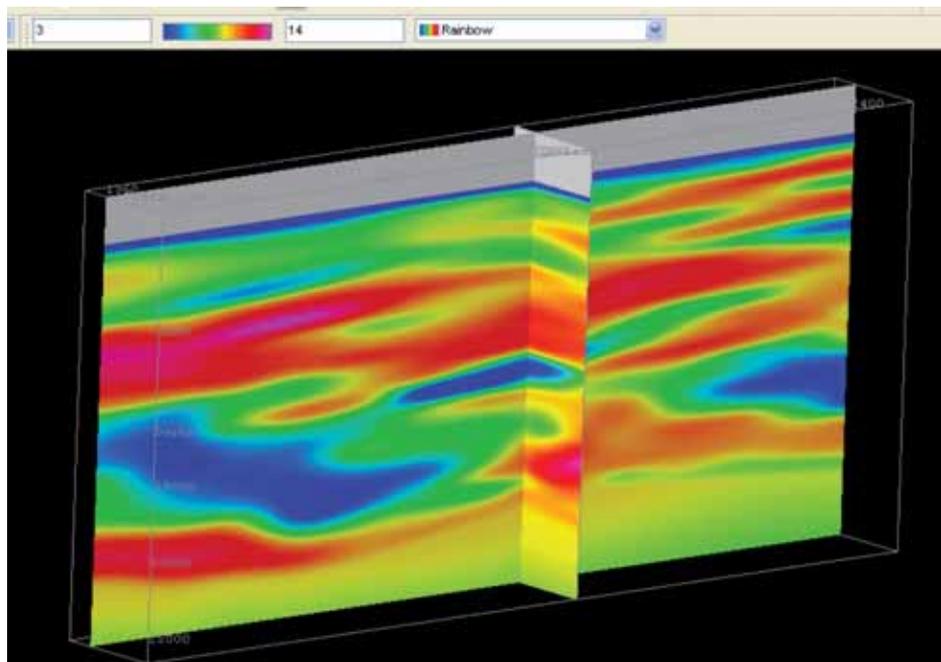


Figura 3. Volumen de presión de poro (ppg) obtenido a partir de las velocidades de intervalo

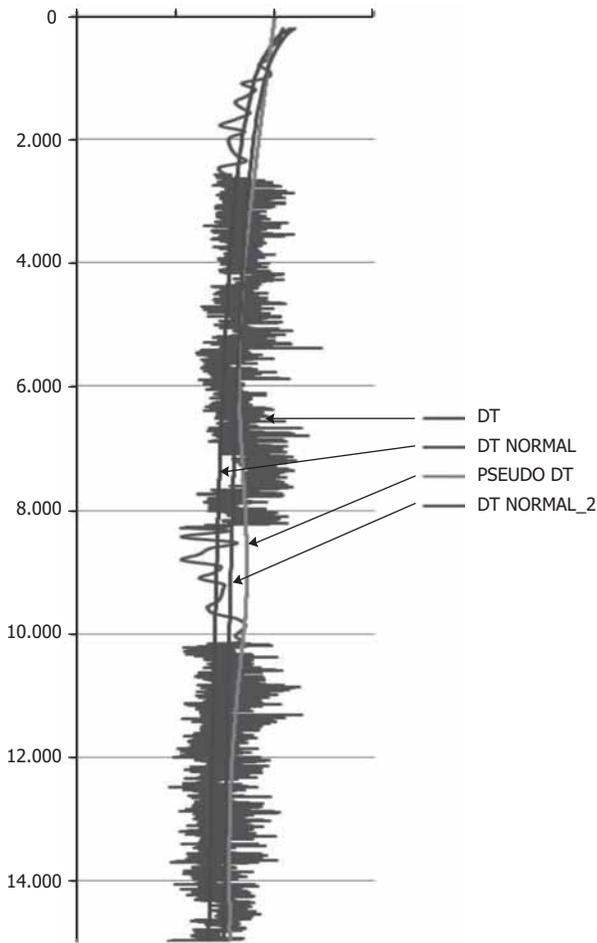


Figura 2. Curvas de tiempos de tránsito para un pozo ubicado al interior del volumen sísmico: registro sísmico (DT), registro pseudo-sónico calculado a partir de las velocidades sísmicas (PSEUDO DT) y dos modelos para la curva de tendencia normal (DT NORMAL, DT NORMAL-2)

Una vez se estableció la curva de tendencia normal apropiada y se generaron estos valores para todo el volumen sísmico, se procedió a realizar el cálculo de la presión de poro utilizando la ecuación de Eaton para los tiempos de propagación (Ecuación 3). De esta manera, con el empleo de esta ecuación se realizó la transformación del campo de velocidades de intervalo a un campo de gradientes de presión, como se muestra en la Figura 3. Nótese como con esta metodología, es posible hacer una detección preliminar de las zonas sobre presionadas, zonas sub-presionadas y a su vez realizar un seguimiento de los valores de presión de poro en cualquier dirección, para una formación dada.

Esta metodología permite, además de localizar zonas sobre presionadas y subpresionadas, determinar si esta anomalía es una característica propia de la zona o si es un comportamiento aislado.

CALIBRACIÓN DE DATOS

Para calibrar los datos de presión de poro obtenidos con la metodología propuesta, se compararon los datos medidos y calculados en uno de los pozos

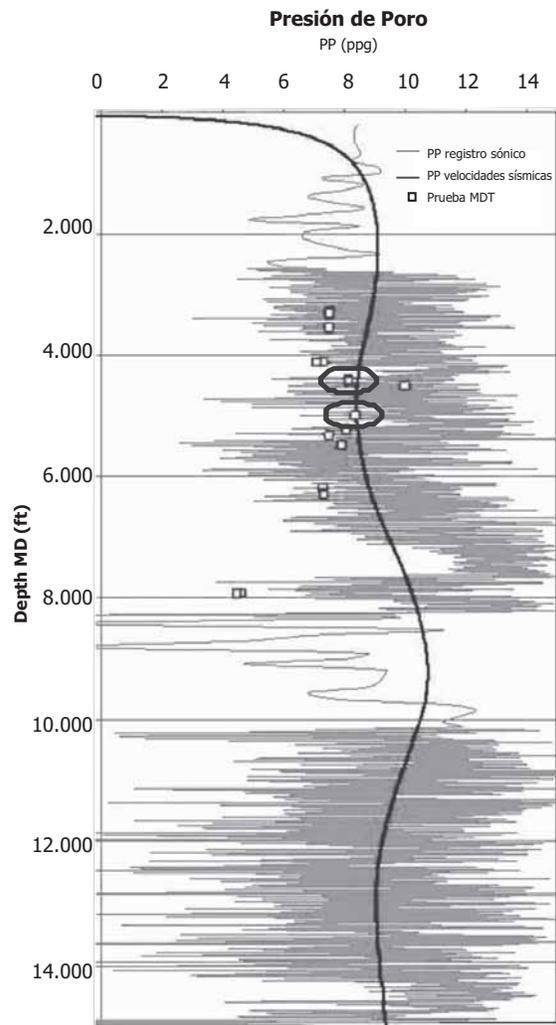


Figura 4. Perfil de presión de poro utilizando datos sísmicos y registro sísmico

ubicado dentro del volumen sísmico: pruebas directas de presión de formación MDT, el perfil de presión de poro calculado a partir del registro sísmico y el perfil de presión de poro calculado a partir de las velocidades sísmicas.

La Figura 4 muestra el perfil de presión de poro calculado utilizando el registro sísmico (línea gris claro en sentido horizontal), el perfil de presión de poro calculado utilizando las velocidades sísmicas de intervalo (línea gris oscuro en sentido vertical) y los puntos donde se tomó la prueba directa de presión de formación MDT (cuadrados) para un pozo ubicado al interior del volumen sísmico analizado.

La tendencia del perfil de presión de poro calculado a partir de velocidades sísmicas de intervalo tiene la misma tendencia general, que la calculada a partir del registro sísmico y coincide con algunos puntos de la prueba de formación MDT (ver Figura 3). Aunque el método sobreestimó el valor de presión de poro para algunas profundidades (por ejemplo 8000 ft), cabe anotar que no se puede comparar la resolución obtenida a partir del registro sísmico (frecuencias de 10^6 Hz) y las pruebas MDT, con la resolución de las velocidades de intervalo extraídas de la sísmica (frecuencias entre 10-100Hz); lo que limita la identificación de capas muy delgadas, inferiores a $\lambda/4$ (Yilmaz, 2001). Sin embargo, se pudo deducir que la metodología arroja resultados satisfactorios, ya que el objetivo era crear una herramienta que mostrara el comportamiento regional de la presión de poro, permitiendo detectar variaciones laterales de presión para las formaciones del overburden, definiendo así la extensión de dichas anomalías y que este análisis fuera complementario a los métodos que actualmente se utilizan para el cálculo de presión de poro (Mouchet, & Mitchell 1989), explotando las ventajas de utilizar sísmica 3D.

INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES

El uso de sísmica 3D permite, además de calcular el gradiente de presión de poro a partir de velocidades de intervalo, realizar cortes transversales, longitudinales y en profundidad (Figura 5) al volumen de gradiente de presión de poro, con el fin de analizar su compor-

tamiento en una dirección determinada y correlacionar esta información con la que se registra en los pozos.

Con base en esto y utilizando la información del volumen sísmico, se interpretó un horizonte en la parte inferior de una de las formaciones que presentó problemas operacionales, con el fin de analizar el comportamiento lateral de la presión de formación para este horizonte.

La Figura 6 muestra el horizonte y la trayectoria de los pozos que lo atraviesan. Haciendo un análisis visual del comportamiento de la presión de formación a lo largo de este horizonte, se pueden detectar y resaltar algunas anomalías: la disminución de presión del pozo P1 al P2, la zona subpresionada que está entre los pozos P2 y P3, un leve aumento de presión entre los pozos P3-P4, la zona sobre presionada al lado derecho del pozo P4. Esto demuestra que la presión de formación para este horizonte presenta múltiples comportamientos y no sería adecuado extrapolar la información de una zona a otra, como se hace generalmente.

Para corroborar el comportamiento de la presión de poro en esta zona, se utilizaron los perfiles de presión de poro reportados (Solano, Uribe, Frydman, Saavedra & Calderón, 2007) en los pozos: P1, P2, P3, P4 y P5, con el fin de correlacionar esta información con los datos obtenidos a partir de las velocidades sísmicas, comparando la tendencia del comportamiento de la presión de poro calculada por los dos métodos.

La Figura 7 muestra los perfiles de presión de poro calculados a partir de datos del registro VSP y la curva de peso del lodo para los pozos P1, P2, P3, P4 y P5. Comparando el comportamiento de los datos de presión de poro obtenidos a partir de datos sísmicos, para el horizonte analizado, con los obtenidos con los registros VSP, se encontró que efectivamente la presión de formación presenta un aumento progresivo en los pozos P3 y P1, en relación al pozo P2 (ver cuadros negros en la Figura 7). De la misma manera, se observa el aumento de presión del pozo P4, en relación al pozo P2. Con base en estos resultados se pudo concluir que el método de Eaton (Eaton 1975) aplicado en este trabajo, muestra las variaciones que puede presentar la presión de poro en cualquier dirección, gracias al uso de la sísmica 3D.

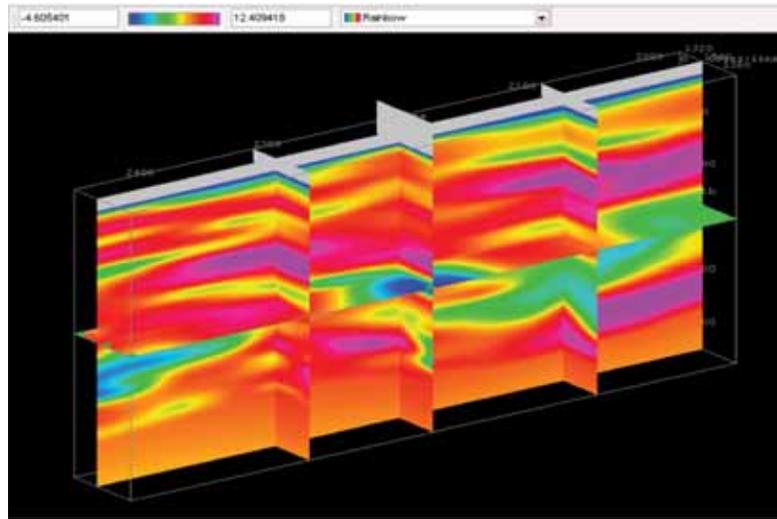


Figura 5. Perfil de presión de poro utilizando datos sísmicos y registro síónico

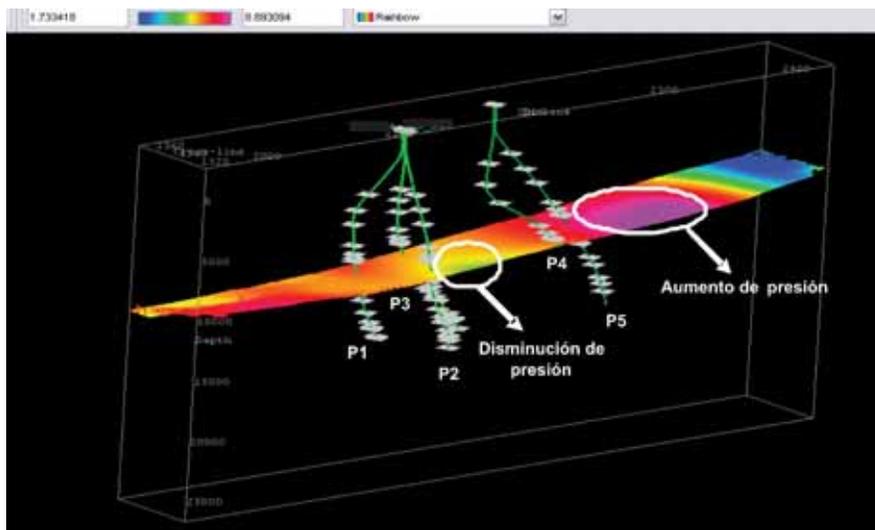


Figura 6. Horizonte trazado en la parte inferior de una de las formaciones que presentó problemas operacionales y la trayectoria de los pozos P1, P2, P3, P4 y P5. Note las anomalías locales de presión de formación (círculos blancos)

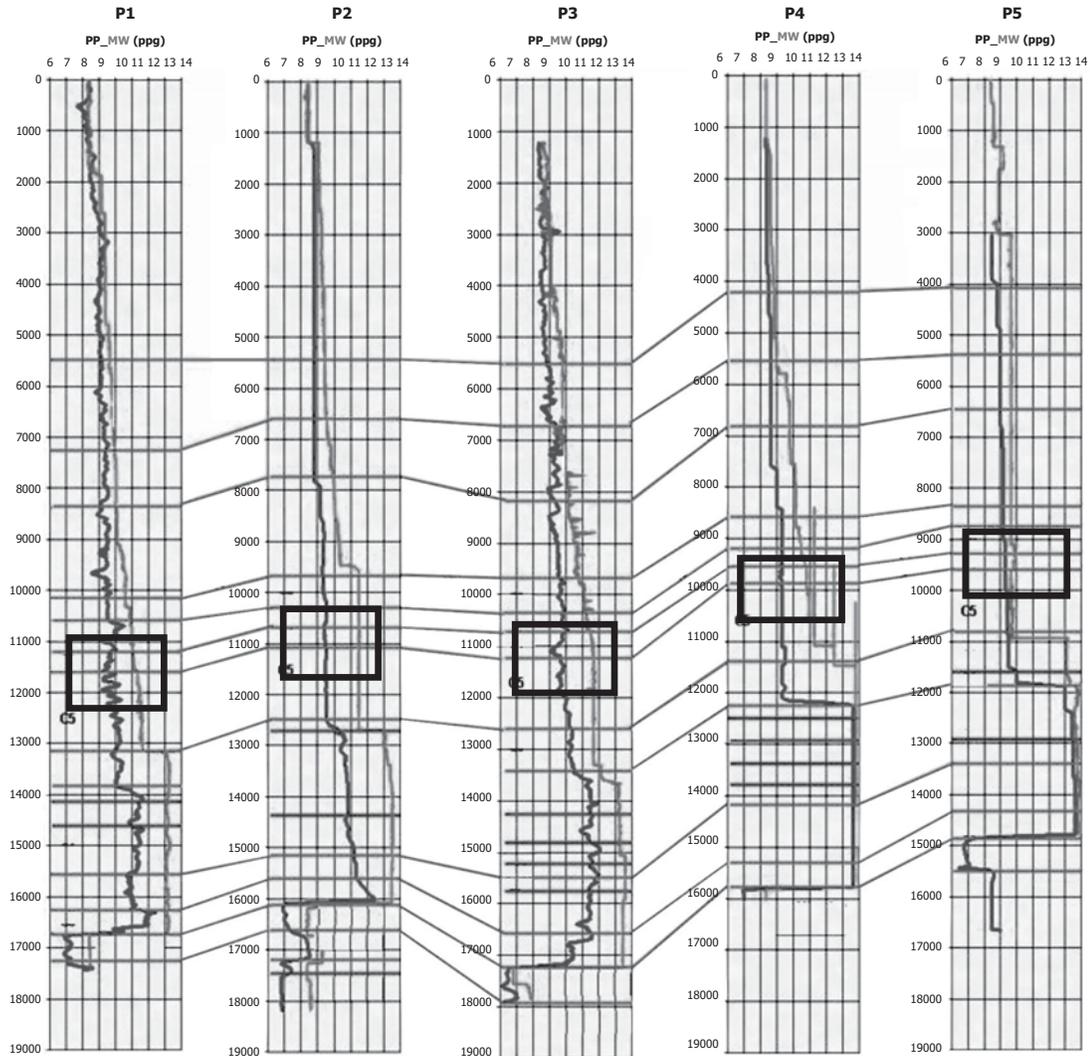


Figura 7. Perfil de presión de poro calculado a partir de registros VSP (línea azul) y perfil de peso del lodo (línea roja), para los pozos P1, P2, P3, P4, P5

DISCUSIÓN

Para que los datos de presión de poro tengan la utilidad requerida, su confiabilidad debe ser alta. Sin embargo, la medición directa de esta presión, la cual es la fuente más confiable para la obtención de este dato, es muy costosa y generalmente se realiza sólo después de haberse perforado el pozo en la zona de interés. Por esta razón, se suele depender básicamente de las estimaciones indirectas para planificar y ejecutar la perforación de

un pozo. Generalmente, el método de Eaton es utilizado para el cálculo de la presión de poro a partir del registro sísmico. Sin embargo, este perfil de presión de poro solo nos brinda información unidimensional y solo se puede obtener una vez se ha perforado el pozo, y es ahí donde la sísmica 3D entra a jugar un papel muy importante, ya que a partir de las velocidades de intervalo, se puede obtener un volumen de presión de poro que muestra las variaciones y anomalías de presión para la región que se está analizando, permitiendo determinar si las

zonas sobre-presionadas o sub-presionadas son una característica particular de una formación ó simplemente un comportamiento aislado. Aunque la precisión de los valores de presión de poro obtenidos a partir de la sísmica, no es comparable con la de otras herramientas como las pruebas directas de formación MDT, RFT o el registro sísmico, su gran ventaja radica en la posibilidad de estimar cambios laterales de presión con el fin de entender cuales pozos *offset* deberían tenerse en cuenta a la hora de planificar y ejecutar la perforación de un prospecto nuevo, además de la capacidad de realizar un seguimiento a la distribución de las presiones en cualquier dirección, gracias al uso de la sísmica 3D, sin dejar de lado la sísmica 2D que también puede ser usada en este método.

La metodología aplicada en este trabajo utilizando velocidades sísmicas y el método de Eaton, debe ser ajustada a la geología local, ya que el exponente α de la ecuación de Eaton (*Ecuación 3*) describe la sensibilidad de la velocidad al esfuerzo efectivo (Sayers, 2006). Finalmente, si se desean obtener velocidades de intervalo con una mayor resolución espacial, que produzcan una predicción de poro más exacta, puede recurrirse a metodologías diferentes al clásico procesamiento sísmico de reflexión, como por ejemplo la tomografía de reflexión (Sayers, Johnson & Denyer, 2002).

CONCLUSIONES

- El cálculo de la presión de poro a partir de velocidades sísmicas, es un método que permite estimar y localizar de manera cualitativa zonas con presiones anormales, así como realizar un seguimiento al comportamiento que pueden presentar estos valores a lo largo de una formación.
- Se realizó un análisis de los datos de los registros de pozo y de las pruebas directas de presión de formación, con el fin de comparar dicha información con la calculada a partir de datos sísmicos, obteniéndose una tendencia del perfil de presión similar a la calculada con el registro sísmico.
- De los resultados obtenidos en el modelo de presiones para el Piedemonte Colombiano, se observó

que las presiones calculadas a partir de los datos sísmicos reflejan los cambios regionales de presión. Sin embargo, no fue posible observar cambios asociados a capas delgadas.

- La metodología utilizada en este trabajo puede ser aplicada en otras áreas, previo ajuste de las variables dependientes del modelo de compactación de la zona a analizar, con el fin de obtener gradientes de presión que representen las particularidades de la geología local.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a ECO-PETROL S.A., Instituto Colombiano del Petróleo por permitir la publicación de esta información y a Jaime Martínez, por facilitarnos los datos sísmicos.

REFERENCIAS

- Bowers, G. (2002). Detecting high overpressure. *The Leading Edge*, 21(2), 174-177.
- Eaton, B. A. (1975). The equation for geopressure prediction from well logs. SPE 5544 (Society of Petroleum Engineers of AIME, 1975)
- Hottman, C. E. & Johnson, R. K., (1965). Estimation of formation pressures from log-derived shale properties. *Journal of Petroleum Technology*, 17, 717-722.
- Kan, T., Kilsdonik, B. & West C, (1999). 3-D Geopressure analysis in the deepwater Gulf of México, *The Leading Edge*, 18 (4), 502-508
- Mouchet, J. & Mitchell, A. (1989). *Abnormal pressure while drilling*, Elf Aquitaine, Bousens 1989.
- Muñoz, D. M. (2005). Técnicas en la predicción y monitoreo de geopresiones durante la perforación, *Knowledge Systems Inc*. Stafford, Texas. 22pp.
- Pennebaker, E. S. (1968). Seismic data indicate depth, magnitude of abnormal pressure. *World Oil*, 166: 73-78.

- Salinas, T. & Guerra, J. (2006). Estimación de presiones de poro basadas en velocidades sísmicas. *Informe Final*, Eco-petrol S.A -Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), 2006.
- Sayers, C. M. (2006). An Introduction to Velocity-Based Pore-Pressure Estimation, *The Leading Edge*, 25(12), 1496-1500
- Sayers, C. M., Lennert D. B. D., Nagy, Z. R. & Hooyman, P.J. (2006). Well-constrained seismic estimation of pore pressure with uncertainty, *The Leading Edge*, 25 (12), 1524-1526.
- Sayers, C.M., Johnson, G. M. & Denyer, G. (2002). Pre-drill pore-pressure prediction using seismic data. *Geophysics*, 67 (4), 1286-1292.
- Solano, Y., Uribe, R., Frydman, M., Saavedra, F. & Calderón, Z. (2007). A modified approach to predict pore pressure using the D exponent method: an example from the Carbonera formation, Colombia. *CT&F-Ciencia Tecnología y Futuro*, 3 (3), 103-111.
- Velásquez Cruz, D. & Espinosa, G. (2002). Análisis de presión de poro en la costa mexicana del Golfo, Instituto Mexicano del Petróleo. *Trabajos Técnicos*.
- Yilmaz, O. (2001). Seismic Data Analysis: Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data: Society of Exploration Geophysicists, *Investigations in Geophysics*, 10.

