

Nuevo análisis en las mediciones acústicas radiales mejoran la caracterización de fracturas naturales en los carbonatos de la Región Sur

Agustín Moreno Rosas
Ingeniero del Proyecto Delta del Grijalva
agustin.morenor@pemex.com

Gerardo Rodríguez
Schlumberger PetroTechnical Services: Data Services Region Sur
galbarran@slb.com

Gustavo Dip
Schlumberger – REW: Reservoir Evaluation Wireline
gdip@slb.com

Información del artículo: recibido: enero de 2015-aceptado: junio de 2015

Resumen

Un sistema petrolero consiste de tres componentes esenciales, una roca trampa, una almacenadora y otra generadora. Este trabajo se enfocará sólo en análisis de la roca almacenadora y que contenga fracturas naturales. Los yacimientos naturalmente fracturados son complicados y difíciles de evaluar, hay muchas técnicas de evaluación previamente desarrolladas y algunas de éstas funcionan en condiciones ambientales particulares, aunque por sí solas todas son insuficientes. Sólo encontrar las fracturas no es suficiente, (Nelson,1).

En pozos perforados con emulsión inversa de alta densidad el análisis del sistema fracturado con registros se realiza con imágenes microresistivas y con la propagación de la onda stoneley. La aplicación de las ondas ultrasónicas se ve desplazada por la limitante en la física de medición que imponen los lodos de perforación, alta densidad y cantidad de sólidos. Hay casos donde la evaluación con estos registros sensibles a las variaciones físicas en la pared del pozo brindan un análisis limitado, por la propia característica geológica de la formación.

En este trabajo se mostrará un estudio combinando la física acústica en herramientas modernas y las imágenes microresistivas para mejorar la caracterización de forma radial (más allá de la pared del pozo), de los yacimientos naturalmente fracturados. El objetivo de esta evaluación es mejorar el análisis de este tipo de yacimientos y proveer información para optimizar el diseño de terminación y mejorar el proceso de toma de decisiones.

Palabras clave: Fracturas naturales, sónico radial, sónico scanner, caracterización de fracturas, sónico radial en carbonatos, análisis acústico en carbonatos.

Advanced analysis in the acoustic radial measurements improve natural fracture characterization in the carbonates of the Southern Region

Abstract

Any oil system consists of some essential components as a source rock, trap rock and reservoir rock. The current job study will focus only in the natural fracture system in the reservoir rock. Naturally fractured reservoirs are complicated and

difficult to evaluate, there are many techniques previously developed and some of them works in appropriate environmental conditions, but all those techniques are insufficient by themselves. Just find the fractures in not enough, (Nelson, 1).

For those wells drilled with high density OBM the fracture analysis is performed using micro-resistive Image and Stoneley wave propagation. The application of the ultrasonic waves is shifted by the physics constraint imposed by the OBM conditions (high density and solid percentage), and there are some cases which the evaluation using these logs (that provide sensitive measurements in the shallow depth) provide a limited analysis due to geological conditions.

This work shows a study combining the acoustic measurement in latest tools and the micro-resistive images to improve the characterization of the naturally fracture reservoirs in the radial evaluation area (away from the borehole wall). The objective of this evaluation is to improve the analysis of these kinds of reservoirs and provide information to optimize the completion design and the decision-making process.

Keywords: Natural fracture system, sonic scanner, fracture characterization, acoustic radial analysis, acoustic applications in carbonates.

Introducción

En Pemex Región Sur se produce crudo liviano de muchos yacimientos naturalmente fracturados, por lo que este análisis puede mejorar la incertidumbre asociada interpretación de estos yacimientos.

Para la aplicación de esta metodología de análisis se eligió el Cretácico y el Jurásico Kimmerdigiano del campo Terra.

Estas formaciones consisten principalmente en calcita, margas y lutitas calcáreas. La roca madre se encuentra en el Titoniano por debajo de los objetivos mencionados. Estos son yacimientos con esfuerzos locales dominados por la presencia de la sal y sistemas de fallamientos, como se observa en la **Figura 1**. Son también de baja porosidad y sólo pueden producir económicamente a través de sus fracturas naturales.

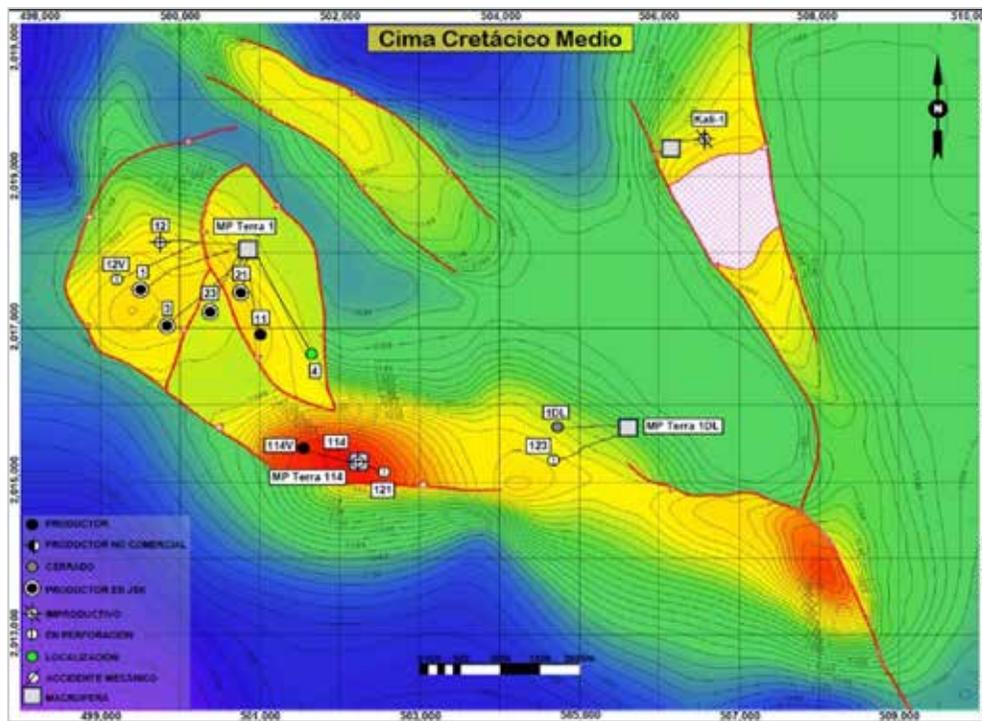


Figura 1. Campo Terra.

Por muchos años, Pemex ha utilizado entre otros recursos, los registros de pozo abierto para caracterizar fracturas; triple combinación, mediciones acústicas e imágenes microresistivas. Muchas veces estos recursos no son suficientes para disminuir la incertidumbre asociada a la interpretación. Con el objeto de disminuir esas incertidumbres, se desarrolló un proceso que incluye modelar el medio acústico partiendo del medio geológico descrito por las imágenes de la pared del pozo. Ese modelado acústico luego es comparado con las mediciones reales, lo que permite establecer si hay una continuidad radial de los eventos medidos en la pared del pozo. Los resultados de este proceso luego pueden ser integrados al flujo convencional para ajustar los principales grupos de fracturas y tomar mejores decisiones para la terminación. Esta técnica es aplicable a cualquier yacimiento que contenga fracturas naturales.

Desarrollo del tema

Interpretación de fracturas en imágenes de pozo resistivas en lodo de emulsión inversa

Las imágenes eléctricas de alta resolución se utilizan a menudo para la caracterización geológica del yacimiento. En las imágenes la profundidad de investigación alcanza apenas un par de centímetros. Sobre la base de contraste de resistividad y análisis de la morfología de la imagen, los geólogos identifican y clasifican estructuras planares (planos de estratificación, planos de foliación, planos axiales, planos de fractura y las articulaciones) y pueden medir su orientación. Las estructuras planas se definen por dos ángulos, el ángulo de buzamiento y el azimut de inmersión. A través de este proceso se pueden clasificar diferentes tipos de fracturas, de acuerdo a su azimut de inmersión y ciertas peculiaridades se las puede clasificar en inducidas o naturales, otra clasificación que se les da, en razón de que es una imagen micro resistiva, es su carácter de resistivas o conductivas, (en caso de lodo base agua).

Las fracturas inducidas por la perforación se desarrollan en la pared del pozo y no se extienden dentro de la formación,

mientras que las fracturas naturales se extienden más allá de la pared del pozo y algunos grupos forman parte del sistema de la fracturas del yacimiento o corredor de fracturas. Una medida de importancia en estos yacimientos naturalmente fracturados es también la intensidad media de fracturas que tiene en cuenta el número de fracturas en la dirección ortogonal a los planos de fractura, (la inversa de la intensidad de la fracturas es el espaciamiento promedio de fracturas), la intensidad media de fracturas abiertas y una estimación de su apertura resulta proporcional a la porosidad de esas fracturas. Hasta ahora se definieron características importantes de las fracturas, resta saber si son abiertas o cerradas. Si una fractura es abierta en un lodo de emulsión inversa, ésta se apreciará como resistiva, ahora, si esa fractura está sellada con un material resistivo se apreciará de igual manera en la imagen, por lo que no podrá clasificarse como abierta. Si una fractura está sellada con un material conductivo, entonces se podrá clasificar como conductiva y también como cerrada. Aquí es claro que no se pueden clasificar fracturas como abiertas sólo con la imagen microresistiva. Para poder clasificar las fracturas resistivas en abiertas y cerradas, en el ambiente previamente mencionado, tradicionalmente se recurre a la reflexión de la onda Stoneley.

Clasificación de fracturas abiertas y cerradas con el análisis de ondas de Stoneley

Cuando una onda de Stoneley se propaga y cruza una fractura abierta, parte de la energía se refleja y parte de la energía se transmite. Este fenómeno se utiliza para el cálculo de los coeficientes de atenuación y reflexión que proporciona información acerca de las fracturas abiertas. La debilidad del análisis con la onda Stoneley es que la reflexión de energía se observa también en irregularidades de la pared del pozo y cuando hay cambios de impedancia acústica (ej, límites litológicos). Esto se ve evidenciado en la **Figura 2** izquierda, donde las laminaciones del campo afectan la onda acústica y enmascaran el efecto de las fracturas. Por otro lado, en la misma **Figura 2** derecha, se observa un ejemplo del campo donde el efecto en las fracturas abiertas se evidencia y en donde la matriz no afecta la reflexión de la onda Stoneley.

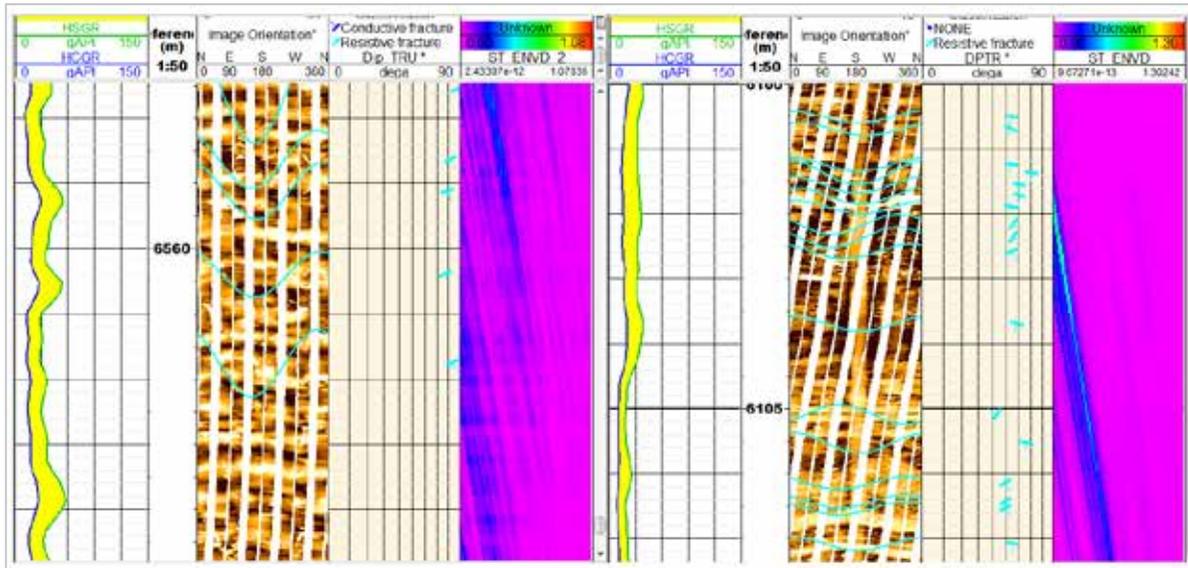


Figura 2. Reflexión de la onda Stoneley en ambientes con características geológicas diferentes.

Definición del problema

En función a lo descrito en los párrafos anteriores, es claro que el uso de las imágenes y la reflexión de la onda Stoneley tiene sus debilidades y fortalezas.

Para resumir se las enumerará para el caso de lodo emulsión inversa:

Fortalezas:

- Identificación de aspectos geológicos, las fracturas y sus respectivos ángulos de buzamiento y azimuts de inmersión.
- El carácter conductivo de algunas fracturas indican que están cerradas.
- Clasificación de fracturas abiertas con la onda stoneley

Debilidades:

- El carácter resistivo de las fracturas no implica que siempre sean abiertas.
- La onda Stoneley puede estar afectada por irregularidades del pozo y cambios de impedancia acústica.
- Las mediciones de la imagen y de la onda Stoneley son superficiales, en la pared del pozo. Muchas fracturas de corta longitud, que en estado natural tiene poca capacidad de almacenaje, con la sobrepresión

hidrostática aparecen como abiertas en la pared del pozo. Este hecho explica porque en muchos YNF en donde se identificaron intensidades de fracturas significativas no produjeron económicamente, (Nelson, 1).

Solución propuesta

Modelado de la anisotropía acústica. La anisotropía acústica esta siempre presente en los registros sínicos dipolares, pero demostrar su origen es algo complicado y puramente interpretativo. Con la solución propuesta, esta interpretación pasa a ser objetiva y de uso directo.

El modelado de la anisotropía acústica es una metodología integrada diseñada para modelar e interpretar el efecto de las fracturas y otros aspectos geológicos en la anisotropía acústica dipolar. Esta metodología, al integrar imágenes de la pared del pozo con registros sínicos, provee un enfoque interpretativo a mayor profundidad de investigación que más allá de la pared del pozo.

Como es usual de las imágenes de pared de pozo, se extraen todos los aspectos geológicos visualizados, luego del sínico se extraen todos los aspectos elásticos de la formación, a partir de estos aspectos geológicos y elásticos de la formación se realiza un modelado de la anisotropía acústica debido a las fracturas, por último se compara la predicción con el dato adquirido del sínico resultando en una interpretación del origen de la anisotropía. Con esta metodología es posible identificar fracturas que se propagan más allá de la pared del

pozo e interpretarlas como fracturas productivas y también diferenciar paquetes o grupos de fracturas para que luego puedan ser probados o producidos de forma independiente y/o para planificar una terminación adecuada o el aterrizaje de un pozo horizontal.

Los resultados de este análisis permiten clasificar el mecanismo geológico que está causando la anisotropía en cinco tipos, **Figura 3**:

1. Causado por el estrés

a) La anisotropía por estrés mecánico es mucho mayor que la anisotropía causada por las fracturas.

2. Mecanismo mixto (estrés y fracturas)

a) No hay un efecto dominante

3. Causado por las fracturas

a) Las fracturas tienen efecto dominante.

4. Estratificación

a) El efecto que domina la anisotropía es la laminación.

5. Dominado por el norte de la herramienta

a) No hay anisotropía suficiente como para detectar el azimut de la onda de corte rápida, se puede asumir formación isotrópica.

6. No detectable

a) El modelo no considera el efecto de otros fenómenos geológicos que sí afectan la onda acústica. Ej. micro fracturas no detectadas por la imagen, fallas, discontinuidades, entre otras.

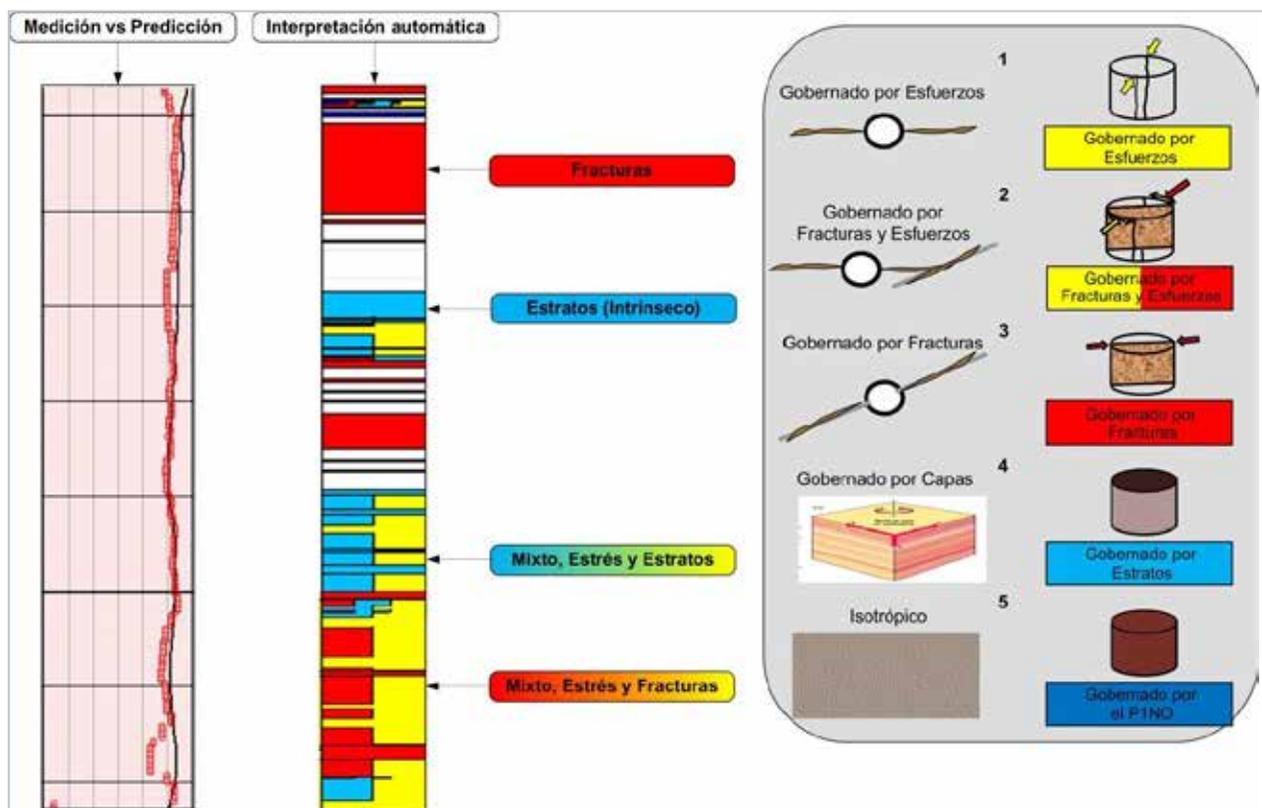


Figura 3. Interpretación de la metodología.

Ejemplos de aplicación y resultados

Ejemplo 1

En la **Figura 4** se puede ver el intervalo total analizado. En los carriles 1, 2, 3 se indican la profundidad y calibre del agujero.

Carril 5: Anisotropía de energía máxima y mínima, mientras mayor es la diferencia de energías mayor es la anisotropía entre direcciones cruzadas y mayor es el sombreado verde.

Carril 6: Registro densidad y desviación.

Carriles 7, 8: En el carril 7 se compara el FSA, (trazo negro) y la dirección de referencia de la herramienta, (trazo gris), en zonas con anisotropía inelegrible el FSA correlaciona con la rotación de la herramienta. Esto se debe a que las dos ondas de cortes son indistinguibles una de otra. Un algoritmo automáticamente detectara las zonas donde ocurra esta correlación y las identificara con una bandera azul en el carril 8, esta bandera también indicaría zonas isotrópicas.

Carriles 9, 10, 11: En el carril 9 se compara el FSA con el resultado de modelar el FSA basados en todas las fracturas

naturales detectadas en la imagen, (puntos rojos). El mismo algoritmo utilizado para detectar correlación anteriormente se utiliza aquí para determinar si el FSA es consistente con la anisotropía que generarían las fracturas naturales. Donde hay consistencia se desplegará una bandera roja en el carril 11. En el carril 10 se muestran las fracturas identificadas en azul las conductivas o cerradas y en celeste las resistivas.

Carril 12, 13, 14: El carril 12 muestra la correlación entre el FSA y modelado de los estratos en color azul claro. Los intervalos consistentes implican la presencia de una bandera de color azul claro en el carril 14. En el carril 13 se muestran los echados estratigráficos.

Carril 15, 16: En el carril 15, por último se compara el FSA con la dirección del stress máximo determinados por las fracturas inducidas o por los derrumbes. Si hay concordancia entonces aparece una bandera de color amarillo en el carril 16.

Finalmente, en el último carril se presenta una bandera compuesta que indica los distintos sistemas geológicos dominantes que provocan la anisotropía. Cuando no aparecen banderas es porque no hay un sistema dominante concordante.

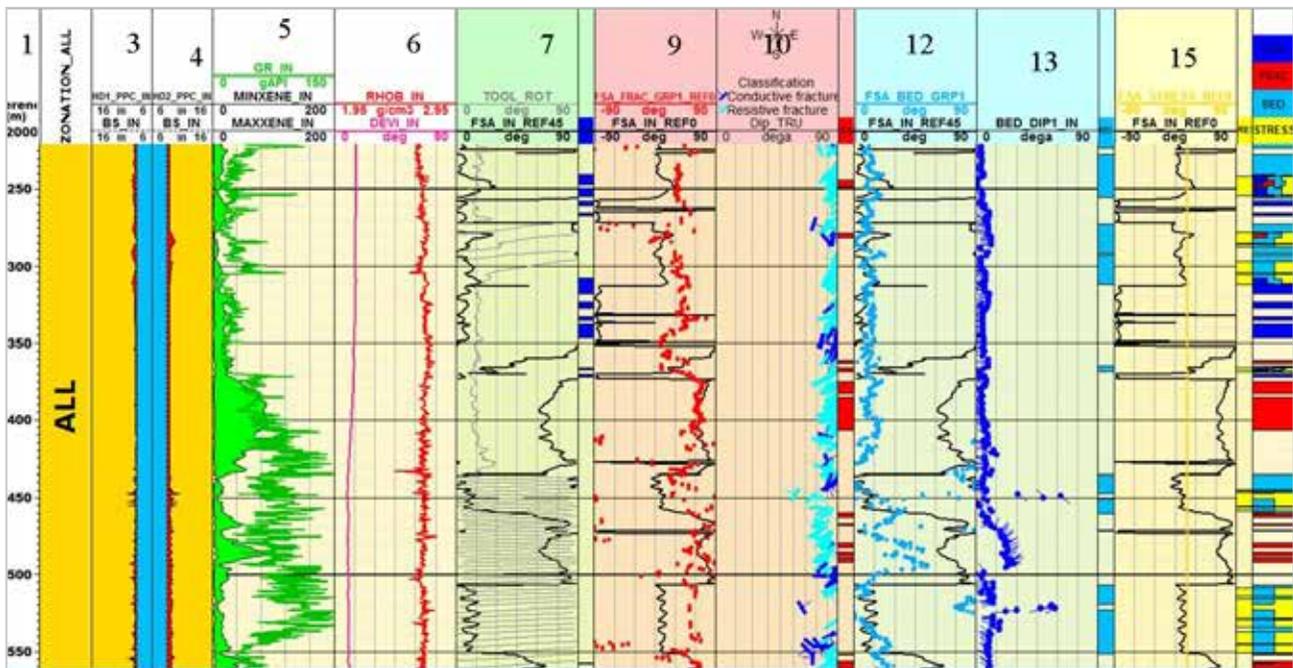


Figura 4. Interpretación del origen de la anisotropía.

En este ejemplo es posible evidenciar que en el intervalo X360m - X410m hay un paquete de fracturas resistivas que dominan el espacio elasto-acústico, por lo que se puede inferir que son potencialmente productoras. Igualmente se puede definir otro paquete que va desde X460 a X490m aunque con una marcada disminución en la anisotropía acústica, pudiendo

interpretar que este paquete es de menor calidad que el primero.

Si se compara la dirección de los planos de fracturas con la del máximo esfuerzo en esas zonas, **Figura 5**, entre ellos hay bajo ángulo, lo que implica que las fracturas tienen baja tendencia a cerrarse con el esfuerzo regional/local.

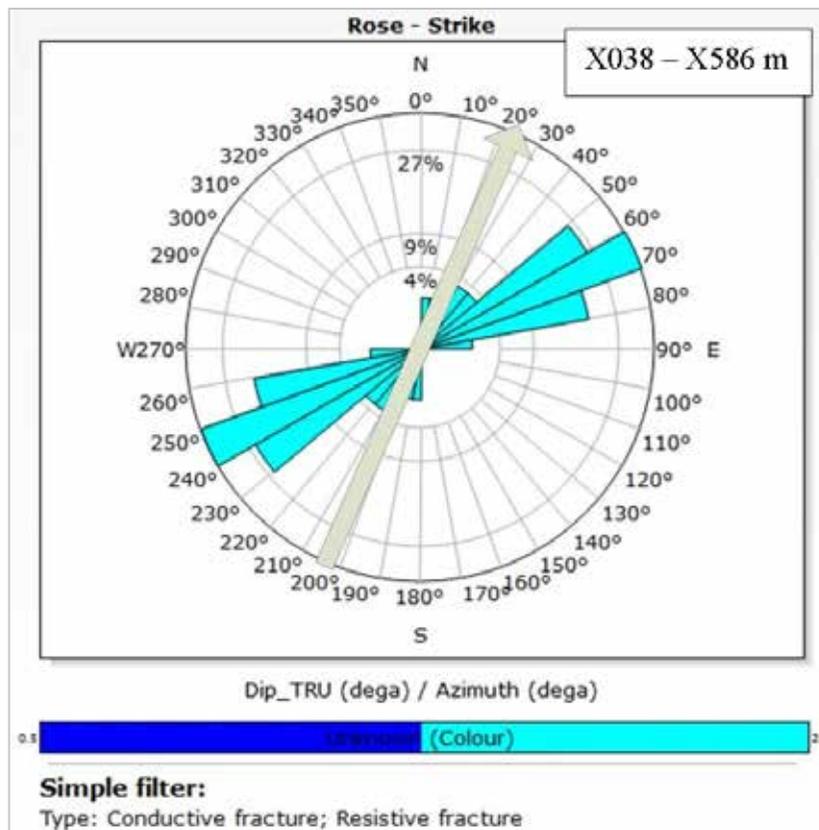


Figura 5. Dirección de los planos de fractura vs esfuerzo máximo.

Se puede observar también que en los intervalos restantes la cantidad de fracturas naturales interpretadas en la imagen no generan anisotropía acústica, el análisis logra identificar el origen de la baja anisotropía y la relaciona a otros efectos como los estratos, el esfuerzo, como formación isotrópica es una combinación de éstos.

En este ejemplo en particular no se ensayó esa zona por la cercanía del contacto del agua.

Ejemplo 2

En la **Figura 6** se muestran dos paquetes de fracturas resistivas que dominan el espacio elasto-acústico, por lo que se puede interpretar que son potencialmente productoras. Estos paquetes se desarrollan de X050m a X085m y de X155m a X210m. También se puede observar que son paquetes con anisotropía mixta de fracturas y esfuerzos, por lo que algunas fracturas pueden estar comprometidas en su permeabilidad al no cruzar directamente la pared del pozo.

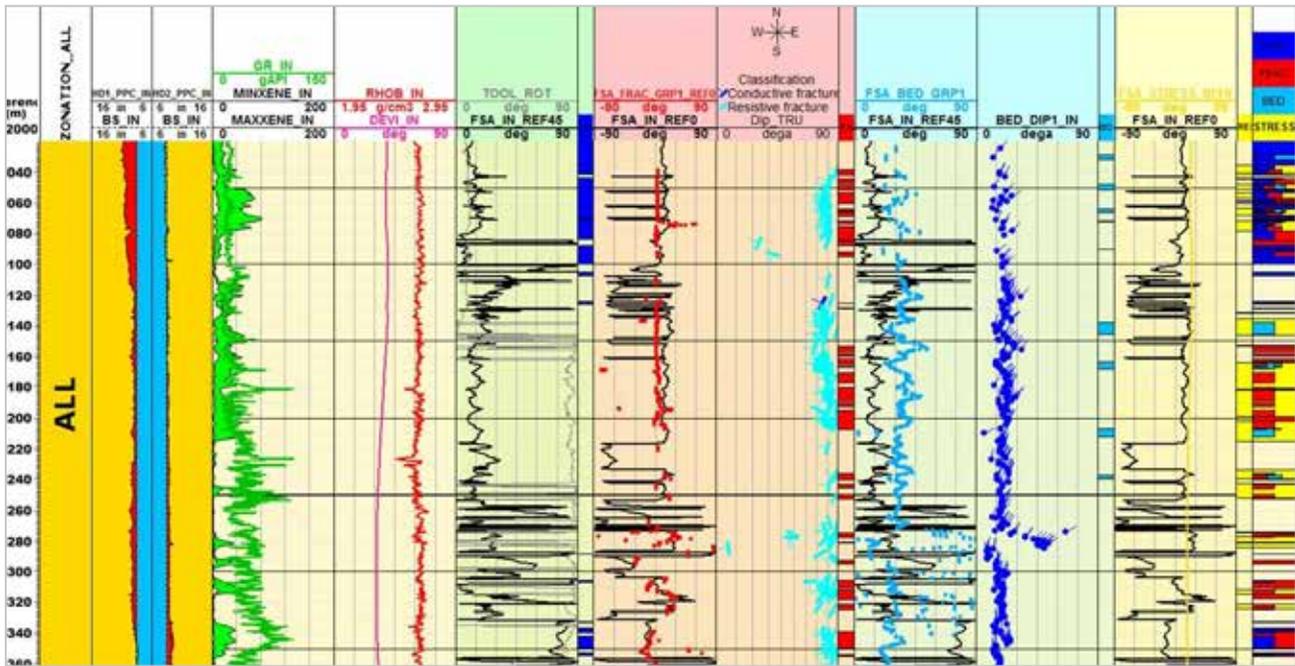


Figura 6. Interpretación del origen de la anisotropía.

Por otro lado, algo muy positivo de este yacimiento es que el plano de fracturas es coincidente con la dirección de esfuerzos, **Figura 7**, lo que significa que esas fracturas no se van a cerrar por el esfuerzo local/regional.

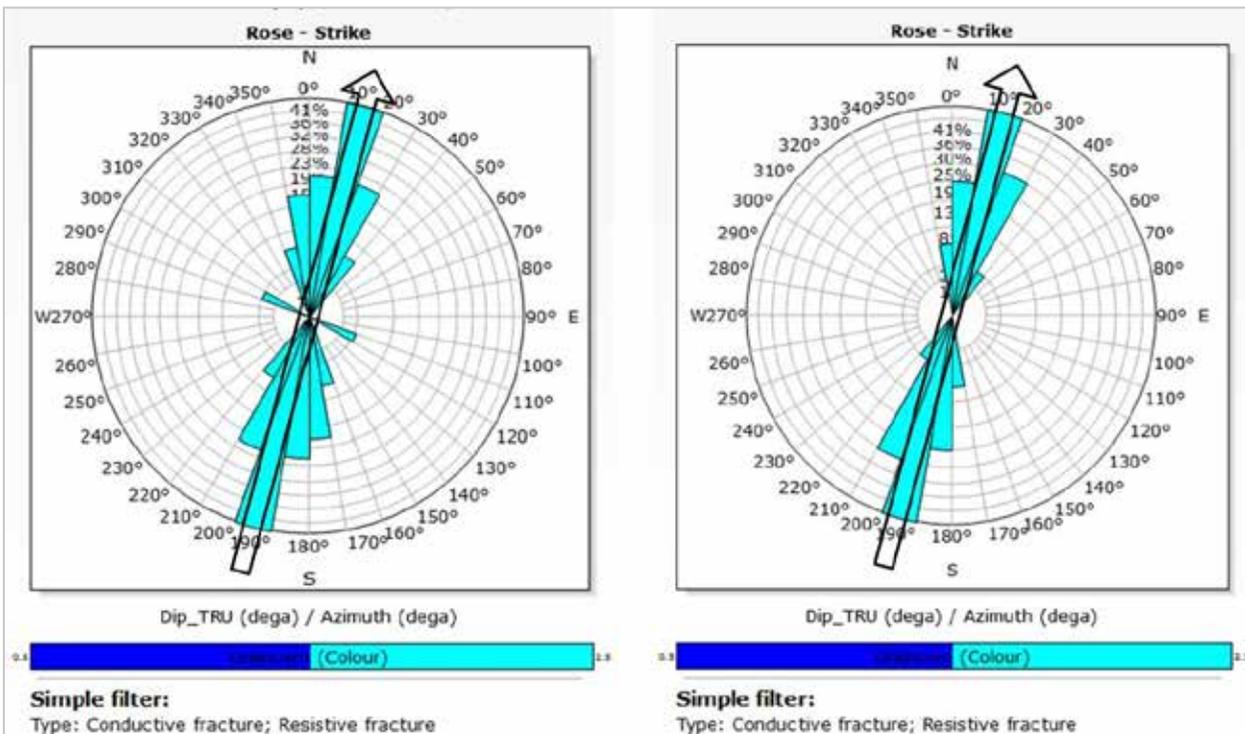


Figura 7. Esteronet del esfuerzo y el plano de fracturas del ejemplo 2.

En los intervalos restantes la anisotropía es baja y los efectos son combinados, lo que implica poco impacto de las fracturas en el medio acústico y por consiguiente una menor probabilidad de que sean buenas productoras.

En este caso se ensayó el intervalo inferior de X155m a X185m donde la producción fue de aceite, sin embargo la zona acusaba baja permeabilidad. Esta

baja permeabilidad posiblemente es causada por el mecanismo mixto que se reconoció en la interpretación de la anisotropía. Posteriormente se decidió navegar con un pozo horizontal para cruzar este paquete de fracturas resultando un pozo con producciones comerciales. La correlación entre el pozo vertical y el exploratorio se puede observar en la **Figura 8**, donde se atravesó ambos paquetes de fracturas con potencial.

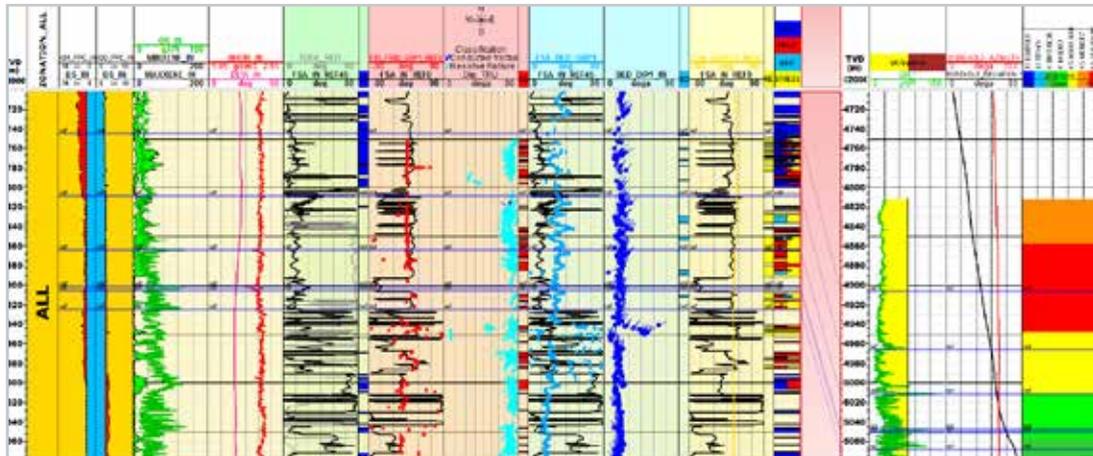


Figura 8. Correlación entre el pozo vertical y el horizontal.

Conclusiones

Esta metodología otorga información importante sobre los mecanismos que originan la anisotropía y por lo tanto para interpretar la misma. La metodología se puede integrar al flujo de trabajo de yacimientos naturalmente fracturados como se muestra en la **Figura 9**.

Esta nueva metodología identifica los mecanismos que dan origen a la anisotropía medida basándose en la naturaleza elástica de cada uno de los componentes geológicos del yacimiento.

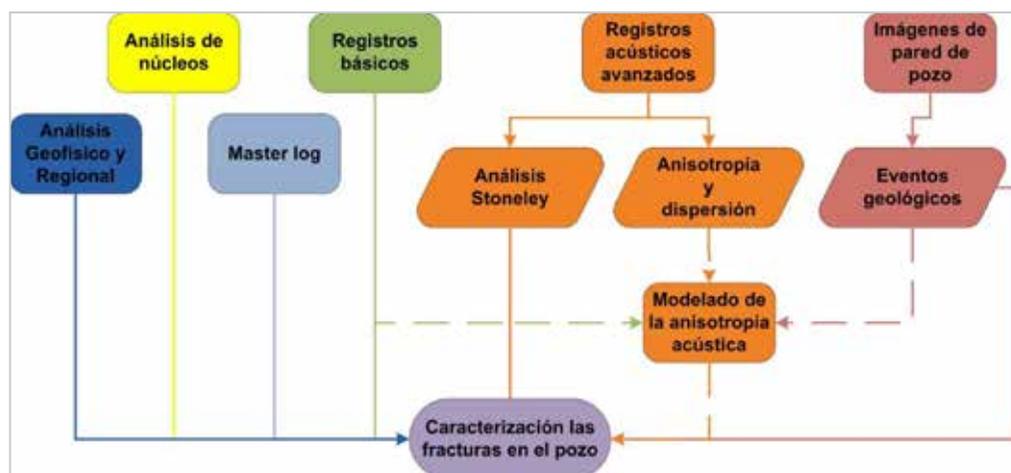


Figura 9. Flujo completo de trabajo recomendado para YNF.

Con la integración de toda la información, marco geológico, geofísica, manifestaciones, petrofísica, imágenes, reflexiones acústicas y el uso del modelo de anisotropía del yacimiento es posible seleccionar intervalos prospectivos minimizando la incertidumbre.

Esta técnica permite identificar la continuidad de las fracturas más allá de la pared del pozo y mejorar la caracterización de las fracturas de manera de mejorar la toma de decisiones de terminación o aterrizaje de pozos horizontales.

Terminación

Utilizando este enfoque y con la ayuda del resto de la información se pueden tomar decisiones de terminación.

1. Producir de manera independiente cada paquete para evitar flujos cruzados
2. Evitar cementar intervalos prospectivos para luego ser ensayados.
3. Aterrizar un pozo horizontal atravesando el paquete más atractivo y perpendicularmente al plano de fracturas.

Referencias

Endo, T., Brie, A. y Badri, M. 1996. Fracture Evaluation from Dipole Shear Anisotropy and Borehole Stoneley Waves. Proc. 2nd Annual Well Logging Symposium of Japan. SPWALA, Japan Chapter. Paper U, 1-10.

Nelson, R.A. 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, second edition. Boston: Gulf Professional Publishing/Butterworth-Heinemann.

Prioul, R. y Jocker, J. 2010. Identification of Elastic Anisotropy Mechanisms from a Joint Interpretation of Borehole Images and Sonic Logs. Artículo presentado en SPWLA 51st Annual Logging Symposium, Perth, Australia, junio 19-23.

Prioul, R., Donald, A., Koepsell, R. et al. 2007. Forward Modeling of Fracture-Induced Sonic Anisotropy Using a Combination of Borehole Image and Sonic Logs. Geophysics 72 (4): E135–E147. <http://dx.doi.org/10.1190/1.2792391>.

Semblanza de los autores

Agustín Moreno Rosas

Egresado del Instituto Politécnico Nacional obteniendo el título de Ingeniero Petrolero. Inició en el año de 1994 a laborar en Pemex, ha trabajado como petrofísico en el Distrito Reforma, posteriormente en el Activo Muspac, Activo de Producción Samaria-Luna y actualmente labora en el Activo Bellota Jujo. Pertenece a la Red de especialistas en petrofísica, ha evaluado pozos de los campos Catedral, Muspac, Sen, Pijije, Navegante, Terra, etc., donde se encuentran litologías diversas y complejas. Cuenta con experiencia en el cálculo de volumen original mediante procedimientos estocástico. Pertenece a la AIPM sección Villahermosa y al Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Gerardo Rodríguez

Ingeniero egresado del Instituto Politécnico Nacional. Inició en el año 2007 en la compañía Schlumberger laborando como Petrofísico para la Región Sur en el área de procesamiento. Durante este tiempo se ha enfocado en el análisis de datos, evaluaciones petrofísicas, procesamiento e interpretación de registros a cable (pozo abierto y pozo entubado), registros durante la perforación (LWD) y registros de producción, para yacimientos del Terciario y para yacimientos naturalmente fracturados en México y Centroamérica. En 2011 en Ecuador trabajó como petrofísico integrando registros de pozo en ambientes de baja salinidad y complejidad mineralógica. Se desempeñó como líder del grupo de procesamiento de la Región Sur durante el 2012 y actualmente se encuentra enfocado en la integración de nuevas tecnologías para la evaluación de formaciones en pozos terrestres y de aguas profundas.

Gustavo Dip

Inició sus actividades en la industria del petróleo en el año 1996 para la compañía Schlumberger, donde ha trabajado como Ingeniero de campo de pozo entubado y abierto, especializándose en registros con cable en Canadá, Argentina y Bolivia.

Se desempeñó como líder de la celda de prospección sísmica con cable desde 2006 hasta 2008. Ocupó el cargo de oficial de seguridad radioactiva y representante de la Autoridad Regulatoria Nuclear en Argentina en el 2007 y 2008. Del 2008 al 2011 trabajó como Ingeniero a cargo de las operaciones con cable para Bolivia. Desde 2011 se desempeña como Petrofísico asociado para México y el Caribe, proveyendo soporte técnico en petrofísica internamente y a clientes según sea necesario.