

Física de Rocas y Petrofísica Métodos Electromagnéticos y Geomecánica

- Propiedades de Física de Rocas Asociadas a Condiciones de Yacimiento Modeladas para Reducir la Incertidumbre en la Respuesta de Amplitudes Usando Velocidades Interválicas
- Clasificación de Rocas Generadoras en Yacimientos de Gas en Lutita Usando Registros Geofísicos de Pozo Convencionales
- Seismic Sensitivity to Variations of Rock Properties in The Productive Zone of "El Abra" Limestone

► Comparación entre dos métodos de adquisición electromagnética de fuente controlada (CSEM)

► Petroleum Geomechanics in Mexico-Drilling, Completion and Stimulation Optimization



Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C.

COMITÉ EJECUTIVO AMGE 2018-2020

Jorge Barrios Rivera

Presidente

Gerardo Clemente Martínez
Vicepresidente

Otila Mayes Mellado
Pro-Secretaria

Eduardo T. Ramírez Reséndiz
Pro-Tesorero

Efraín Méndez Hernández
Editorial

Humberto Samuel Arévalo López
Editorial

Sergio Chávez Pérez
Relaciones Internacionales

Nora Alejandra Rodríguez González
Comunicación y Redes Sociales

Dámaso Contreras Tebar
Secretario

Rosa Irene Ríos Cedeño
Tesorera

Humberto Salazar Soto
Coordinación Eventos Técnicos

Raúl Del Valle García
Editorial

Claudia Beristain Suárez
Coordinación de Membresía

Francisco Rubén Rocha De La Vega
Capítulos Estudiantiles

Patricia Oceguera Serrano
Coordinación de Jubilados

Presidentes Delegacionales:

Rubén Darío Martínez Macías, Houston; Juan Carlos Salguero Arguelles, Reynosa; Juan Maldonado Lezama, Tampico; Arturo Bautista López, Poza Rica; Gabriel González Covarrubias, Veracruz; Juan Manuel Nájera García, Villahermosa; José Alberto Santana Fernández, Carmen; Francisco Rubén Rocha De La Vega, CDMX.

Para someter manuscritos en el Boletín Técnico AMGE – Segunda Generación, así como conocer las normas editoriales y guía de publicación, favor de comunicarse con alguno de los siguientes editores:



Raúl del Valle García
Email: rvalleg@imp.mx



Efraín Méndez Hernández
Email: emendez2310@gmail.com

DERECHOS DE AUTOR

Boletín Técnico de la AMGE, Segunda Generación, es publicado cuatro veces al año por la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C., Campo Tamulte 117, Col. Carrizal, Villahermosa Centro, Tabasco, C.P. 86038. El título del Boletín, así como el contenido se encuentran debidamente autorizados y protegidos. Publicada trimestralmente por la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C., Volumen I, Número 3, Julio-Septiembre 2018.

SOBRE ARTÍCULOS

Los artículos del nuevo Boletín Técnico AMGE, en su Segunda Generación, son presentados a nuestros socios bajo el respaldo de textos técnicos que han sido dados a conocer en el Congreso Mexicano del Petróleo, de manera anual, y que poseen tanto un formato establecido como autorizaciones requeridas, y han sido ya arbitreados por expertos en la materia.

Esta edición reproduce fielmente las imágenes de origen y el contenido de los autores.

COLABORADORES

- **Director:** Carlos Pozos
- **Editores:** Francisco Abad, Rebeca Sánchez
- **Diseño:** Pepe Tepezano
pozos_sotocarlos@yahoo.com.mx



Editorial

Este boletín presenta trabajos sobre temas de petrofísica, modelado de física de rocas, adquisición electromagnética y modelado geomecánico.

En el primer artículo, se muestra el desarrollo de una metodología típica para asociar parámetros teóricos elásticos obtenidos del modelado de física de rocas en datos de pozo, incorporando la estimación de la presión de poro, el volumen de arcilla y saturación de fluidos, siendo elementos esenciales para calibrar adecuadamente los sismogramas sintéticos modelados a condiciones de yacimiento -presión efectiva- con respecto a los datos sísmicos de campo. La metodología se valida utilizando pozos productores y no productores, lo cual permite establecer y entender las respuestas AVO/AVA correspondientes.

El siguiente trabajo muestra una metodología para la clasificación de yacimientos no convencionales, tipo gas lutita, utilizando registros geofísicos de pozo convencionales. Para ellos se realiza la inversión geofísica correspondiente para la evaluación de formación base de parámetros petrofísicos, poniendo especial énfasis metodológico en determinar el contenido de carbono orgánico total con un método tradicional, pero estableciendo criterios, a partir de valores de rayos gama y resistividad, que ayudan a definir la madurez de las rocas generadoras, lo cual permitió una primera conformación del yacimiento, salvo ulterior calibración con núcleos.

El artículo titulado 'Seismic sensitivity to variations of rock properties in the productive zone of "El Abra" limestone' corresponde a un estudio en sistemas kársticos. La metodología incluyó el procesamiento sísmico azimutal de migración en profundidad antes de apilar; integración y análisis petrofísico con modelado de física de rocas; y finalmente inversión elástica azimutal. La extracción de horizontes con estimación de la "intensidad anisotropa" demuestra claramente la distribución de los sistemas kársticos con sus características particulares de fracturas y vúrgulos. Se estiman las facies sísmicas con su distribución de anisotropía y porosidad que revelan las características de los sistemas kársticos, pudiéndose además identificar características de espesor y migración de fracturas.

En el tema de adquisición electromagnética, se exhibe el interesante trabajo de comparación de dos métodos de fuente controlada. Se presentan metodologías de adquisición electromagnética de fuente

controlada CSEM: 'Sea Bed Logging' y la modalidad de remolque por 'Towed Streamer', ambas en función de la frecuencia para enfocar la información a la profundidad deseada. Se exponen casos reales, enfatizando aplicaciones en aguas profundas y someras. Entre las ventajas del Sea Bed Logging destaca el poder realizar adquisición azimutal. En el caso de remolque por Streamer, aparte de ser mucho más rápida la adquisición, normalmente se adquiere simultáneamente con la sísmica, permitiendo inversiones de resistividad 3D guiadas por sísmica. Cabe mencionar que el artículo despliega excelentes ilustraciones de equipo, operación y resultados, haciéndolo muy atractivo y didáctico.

El último trabajo de este Boletín ataña a la geomecánica petrolera en México. Se recalca la importancia del modelo geomecánico, vital para optimizar, en tiempo y economía, la operación de perforación, terminación y estimulación de pozos. Para el modelado geomecánico, es importante contar con datos de alta calidad de las velocidades de intervalo sísmicas que ayudan a determinar los modelos de presión de poro y de esfuerzo efectivo. Se muestran flujos de trabajo óptimos para definir adecuadamente las propiedades mecánicas de las rocas, la distribución de esfuerzos, incluyendo la tectónica asociada y anisotropía.

COMITÉ EDITORIAL 2018-2020

Raúl del Valle García
Efraín Méndez Hernández





Contenido

Tema: Física de Rocas y Petrofísica

**Propiedades de Física de Rocas Asociadas a Condiciones de Yacimiento,
Modeladas Para Reducir la Incertidumbre en la Respuesta de Amplitudes
Usando Velocidades Interválicas**

Autor Ing. Alejandro Vera Arroyo

8

**Clasificación de Rocas Generadoras en Yacimientos de Gas en Lutita
Usando Registros Geofísicos De Pozo Convencionales**

Andrés Pérez-Mendoza (Instituto Mexicano del Petróleo),
Enrique Coconi-Morales (Instituto Mexicano del Petróleo)

12

**Seismic Sensitivity to Variations of Rock Properties in The Productive Zone
of "El Abra" Limestone**

Ricardo Octavio Vázquez Romero, Martín Méndez Pineda, Guillermo Quiñones Castán, Ave Lucía Ochoa Bocanegra and Adrián Hernández Cortés (at EPS-PEMEX Exploration & Production)

20

**Comparación Entre Dos Métodos de Adquisición Electromagnética
de Fuente Controlada (CSEM)**

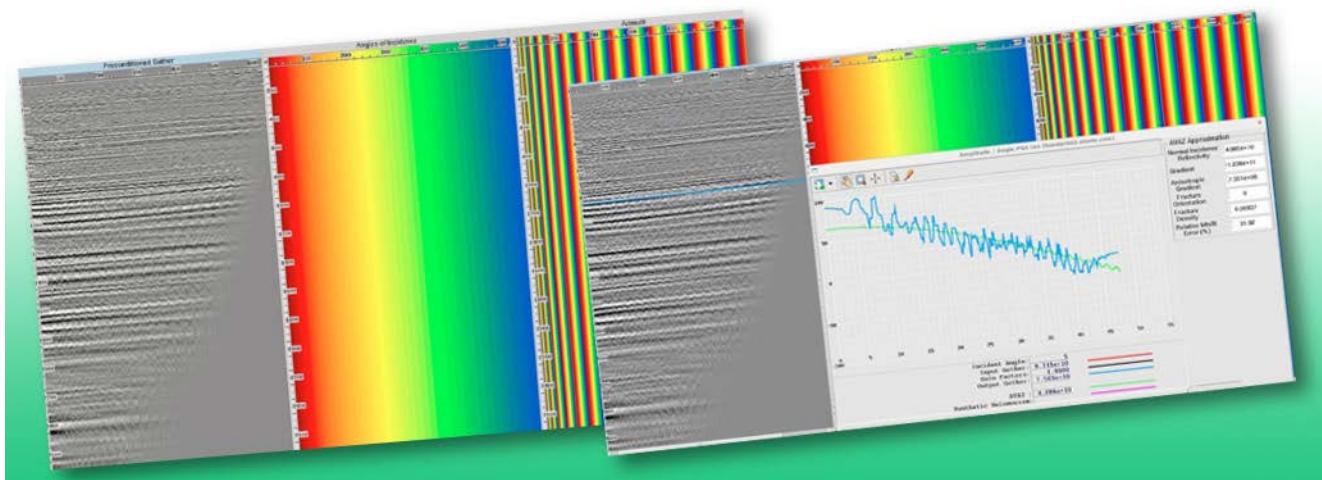
Autores y coautores: M.I. Jesús Humberto Badillo Rivera, M.C. Tanya Junhue Badillo Corona

34

**Petroleum Geomechanics in Mexico-Drilling,
Completion and Stimulation Optimization**

Antonio Quilantan Pedraza (PEMEX), María Del Carmen Trejo Ortíz (Schlumberger),
Devendra Kumar (Schlumberger), Joao Paulo Castagnoli (Schlumberger),
Diego Armando Muñoz Sánchez (Schlumberger), Juan Antonio Dávila Armas (Schlumberger),
Isauro Abinadi Valdés Cruz (Schlumberger)

44



7

Propiedades de Física de Rocas Asociadas a Condiciones de Yacimiento, Modeladas Para Reducir la Incertidumbre en la Respuesta de Amplitudes Usando Velocidades Interválicas

Autor Ing. Alejandro Vera Arroyo (Pemex)

CMP2017_316

Artículo presentado
en el CMP / 2017

● Resumen

En la cuenca de la Salina del Istmo, en el sector oriental, se cuenta con información de producción detallada que data desde su primera etapa del 1914, resaltando una etapa a mediados del siglo pasado donde aplicando técnicas sismológicas se dio un repunte en la producción. Geológicamente se encuentra en la parte sudoriental de la Provincia Salina del Istmo y cubre la porción occidental del Pilar Reforma-Akal, se bosqueja un estilo estructural asociado principalmente a la sal, ya sea por formar estructuras por movimiento de la sal y fallas normales lísticas, o por tectónica salina. El play prolífico de la zona de estudio son rocas siliciclasticas del Neógeno asociado a ambientes Neríticos-Transicionales.

Entre los principales retos técnicos que enfrenta esta porción de la cuenca se encuentra la definición de las trampas y la delimitación de la roca almacén, con la calidad suficiente para establecer un flujo económico sustentable en superficie.

Con base en esto, se modelaron las curvas de propiedades elásticas teóricas asociadas a las condiciones de Yacimiento, como son la porosidad, en el sentido relacionado a la calidad de la roca almacén, así como el volumen de arcilla, en lo atingente al volumen de hidrocarburos, también se incluyó la presión del yacimiento, el tipo de aceite en la zona y la saturación de agua asociados a los campos, con la información disponible de campos adyacentes, zona de interés por analizar y tomando en cuenta el cambio de propiedades con base en compactación litostática.

Introducción

Dentro de los retos cruciales a los que se enfrenta la industria de la exploración de los hidrocarburos en partículas en las Cuenca Salinas del Istmo, la configuración de la trampa es uno de los más importantes, así como la delimitación de la extensión de las rocas

del yacimiento con las mejores calidades petrofísicas (presión, porosidad, saturación de agua). Con el objetivo de reducir la incertidumbre referente a la capacidad de una trampa siliciclastica combinada o estratigráfica, de contener hidrocarburos con la presión mínima para mantener un flujo continuo de hidrocarburos en superficie, desarrollé una metodología para vincular a través de velocidades interválicas de onda P, datos de pozos cercanos como densidad, porosidad, relación vp/vs y esto calibrado con información de presión de poro y extrapolado a través de los gathers sísmicos.

Desarrollo

Para modelado de curvas de porosidad, Impedancia P, e Impedancia S, se utilizaban datos de campos cercanos, pruebas de presión y datos de producción de yacimientos para generar un cubo de Presión de Poro, esto a través de una correlación de la ecuación de Bowers ajustada (Zoback et al 2014) a la velocidad interválica del procesado sísmico (Fig. 1). Posteriormente, se ajustan los modelos teóricos tomando en cuenta condiciones asociadas a las condiciones que se buscó resolver. i.e. porosidad, presión de formación, densidad de hidrocarburos y saturación (la selección del tipo y la profundidad son parámetros de entrada), posteriormente, se ajusta el volumen de arcilla para vincular estos parámetros con las líneas de contexto o "Mudrockline" (Castaña et al 1988) y la separación entre fluidos y litología (Fig. 2). Una vez modelados estos parámetros, se alcanza el punto para generar gathers sintéticos que serán comparados con los gathers in-situ acondicionados de los pozos de calibración.

Dentro de las líneas de acondicionamiento, el calibrar los datos sísmicos con los pozos productores o no productores resulta crucial para la validez de esta metodología, así se desecha o confirma la respuesta AVO/AVA. Así mismo, se compara con el cambio de compactación una vez que los datos son modelados dentro de un contexto de velocidad en función de la profundidad y la posición geológica (Fig. 3).

Asimismo, esta metodología es compaginable con la metodología de Gassman para sustitución de fluidos, de esta forma la capacidad o porcentaje de campo de una unidad de contener hidrocarburos a cierta profundidad es ajustable en porcentaje, por ejemplo, cotidianamente se utiliza la función (100, 80, 60, 40, 20) ver (Fig. 4) y en este caso fue elegido por el autor, a diferencia de (100, 75, 50, 25).

Como parte final de la metodología, se utilizan los datos modelados para generar las gráficas no sólo de amplitud contra ángulo, además de las gráficas de Intercepto y Gradiente, las cuales tienen como finalidad definir la separación de la línea de tendencia con la posibilidad de contener hidrocarburos. A esta separación se le conoce como el factor fluido.

Conclusiones

Por lo tanto, al utilizar esta metodología calibrada e integrada con distinta información de pozos cercanos, se alcanzó el entendimiento de los cambios de compactación en las amplitudes junto con la presión de poro, mismo que impactó en la probabilidad de éxito geológica con menor incertidumbre, lo cual, a la poste jugó un rol decisivo en la evaluación económica de dicha oportunidad. De ahí que, el estimar correctamente las incertidumbres asociadas a los parámetros con mayor impacto dentro de la evaluación económica (porosidad, saturación, presión) y modelar dichos parámetros y las propiedades elásticas en función de éstas, no viceversa (densidad, velocidad onda P y velocidad de onda S) (Fig-5).

El explicar la variación de la amplitud en función de las propiedades de física de rocas y sustitución de fluidos es una práctica común, sin embargo, en esta metodología se ajustó la presión, la compactación y su efecto en la presión para modelar las curvas a partir del cubo de velocidades interválicas calibradas, lo que ayuda a tener mayor extensión en superficie.

Es de resaltar la importancia de utilizar algún esquema para clasificar elásticamente las propiedades. En esta ocasión, se utilizó RPT con V_p/V_s y P-impedancia, esquema que nos ayuda a vincular las propiedades petrofísicas con las propiedades sísmicas.

La perforación de esta oportunidad será la prueba final y servirá para dar certeza al modelado de propiedades elásticas asociadas a hidrocarburos en distintas profundidades, así mismo, la confianza del modelo petroelástico aumentaría el conocimiento de la cuenca y el efecto de las presiones de poro asociadas, anomalías de amplitud, a la poste sería una herramienta de integración en los modelos geo mecánicos para la perforación.

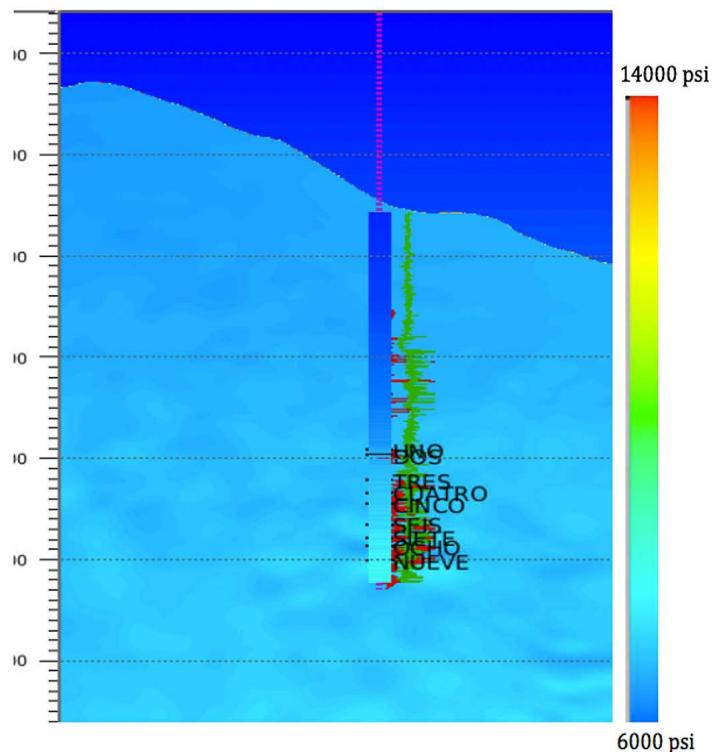


Fig-1: Calibración de presión de poro a través de modelo de velocidades de procesado de la sísmica.

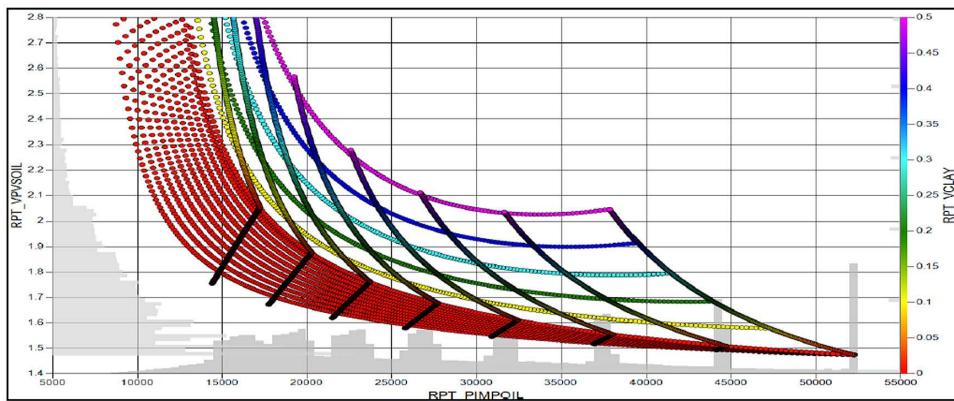


Fig-2: Modelo de curvas de impedancia P y Vp/Vs con distintos rangos de porosidades, saturaciones y volumen de arcilla.

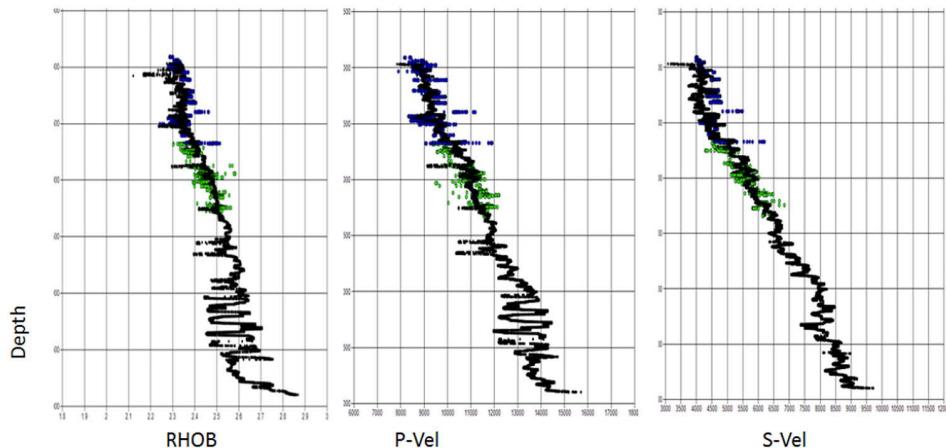


Fig-3: Modelo de curvas velocidad de onda P, S y densidad que se correlaciona con los pozos en el área.

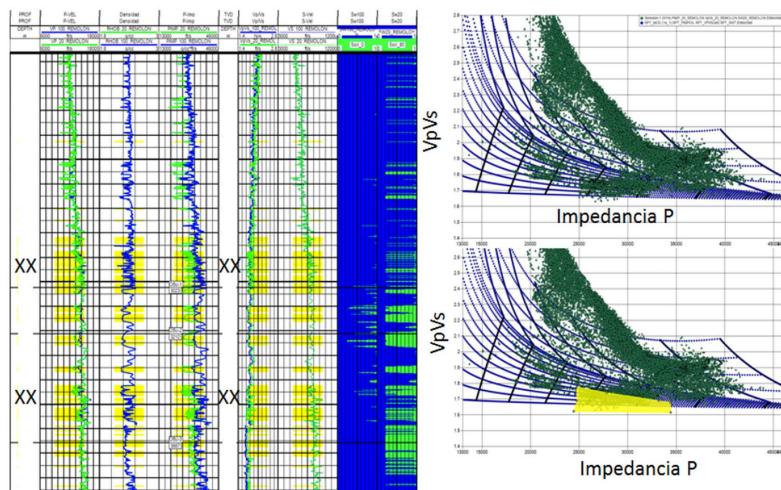


Fig-4: Modelo de curvas velocidad de onda P, S y densidad en este caso modelando para un rango de hidrocarburos de 20-40%.

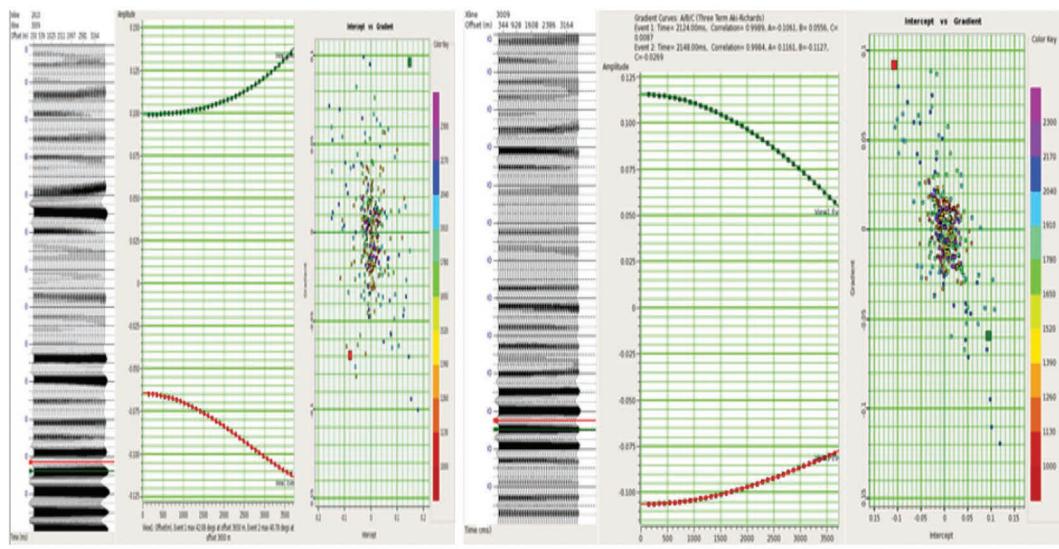


Fig-5: Gather sintético en el caso de 40% de agua, vs 100% de agua, respuesta en amplitud contra el ángulo y respuesta en la gráfica cruzada.

Agradecimientos

Mi más profundo agradecimiento a Humberto Samuel Árevalo López, un gran geofísico y enorme ser humano que contribuyó continuamente con comentarios, sugerencias y sobre todo guías. Al Ing. Julio Pérez Aldana que me inspiró a escribir este trabajo y motivó con comentarios siempre constructivos. Al Ing. Marco Flores Flores, al que le debo todo mi reconocimiento en el dominio de velocidades sísmicas de intervalo.

Referencias

Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics tools to reduce Interpretation Risk. Per Avseth, Tapan Reservoir Geomechanics Course: Mark D Zoback, 2014

Trayectoria profesional del autor y coautores:

Ing. Alejandro Vera Arroyo
Ing. Geofísico, UNAM 2003-2008
Geomecánico SLB, 2009-2011
Intérprete geofísico, PEMEX 2011-2012
Sísmica cuantitativa o procesos especiales, PEMEX 2012-2017

Clasificación de Rocas Generadoras en Yacimientos de Gas en Lutita Usando Registros Geofísicos de Pozo Convencionales

Andrés Pérez-Mendoza (Instituto Mexicano del Petróleo),
Enrique Coconi-Morales (Instituto Mexicano del Petróleo)

CMP2017_473

Artículo presentado
en el CMP / 2017

● Resumen

En las últimas décadas los yacimientos no convencionales, especialmente los yacimientos de gas y aceite en lutita, han ganado gran importancia, debido a las reservas de hidrocarburos que han sido estimadas en diferentes plays (región de interés petrolero). Sin embargo, las limitantes tecnológicas y la lenta fase de explotación en México hacen difícil el desarrollo de dichos yacimientos, por lo que es necesaria una metodología para determinar si una zona es prospectiva o no, para evitar el riesgo económico y tecnológico.

En el presente trabajo se desarrolla una metodología para la posible clasificación de yacimientos no convencionales del tipo shale gas, utilizando registros geofísicos de pozo convencionales.

Dicha clasificación será llevada a cabo a partir de la estimación del contenido de carbono orgánico total, utilizando la curva de densidad volumétrica que se encuentra totalmente relacionada con la cantidad de materia orgánica depositada de manera contemporánea a los sedimentos que conforman el yacimiento en estudio y la posible generación de hidrocarburos in situ, la respuesta que tienen los registros geofísicos de pozo convencionales como lo son el de rayos gama, resistividad, densidad, neutrón y tiempo de tránsito, así mismo, del resultado de la evaluación petrofísica de dicho yacimiento. Con estos datos será posible clasificar a la roca que forma estos yacimientos en roca generadora madura, roca generadora inmadura o roca no generadora, para determinar si la formación es de interés petrolero.

Introducción

Dentro de la clasificación de yacimientos petroleros se puede hablar de dos principales: los yacimientos convencionales y los yacimientos no convencionales, siendo los yacimientos

convencionales aquellos que no requieren de técnicas de recuperación mejorada como el fracturamiento hidráulico para conseguir tasas de recuperación rentable, a diferencia de los no convencionales que desde el inicio de su explotación requieren ser estimulados.

Los yacimientos de gas en lutita son yacimientos no convencionales que han ganado gran importancia por las reservas estimadas en diferentes plays alrededor del mundo, y son definidos como una roca de grano fino, geología y mineralogía compleja, ricos en materia orgánica y contenido de arcilla variable. Su sistema petrolero se encuentra dentro de una roca de la misma edad geológica, por lo que evaluar la cantidad de hidrocarburos generados y su potencial de generación es de gran importancia al momento de definir si son de interés petrolero. Son yacimientos heterogéneos de muy baja permeabilidad y de sistemas porosos complejos. Los lugares más aptos en el subsuelo para poder ser explotados deben ser susceptibles a ser fracturados con técnicas de fracturamiento hidráulico y recuperación mejorada, tener una alta saturación de gas y una alta concentración de materia orgánica.

Modelo roca generadora madura, no generadora y roca generadora inmadura.

En la industria del petróleo se emplean diversas técnicas para evaluar la capacidad de generación de hidrocarburos de las rocas generadoras: pruebas geoquímicas de muestras de afloramientos, recortes de formaciones, muestras núcleo, así como de registros geofísicos de pozo, que ayudan a determinar la cantidad, tipo y madurez de la materia orgánica presente en la roca.

Las rocas generadoras son generalmente lutitas y calizas, éstas contienen porcentajes de materia orgánica significantes para la generación de hidrocarburo. Las rocas no generadoras también

contienen materia orgánica, el promedio es insignificante (<2.0 wt%). El método más utilizado para obtener la cantidad de materia orgánica o contenido de carbono orgánico total de las rocas y la madurez térmica de la misma es a través de una gran cantidad de análisis de laboratorio; análisis elemental, pirolisis, reflectancia de vitrinita, índice de alteración termal, cromatografía de gas, descripción visual del kerógeno y determinar el contenido de COT.

La identificación de rocas generadoras se puede llevar a cabo con la utilización de registros geofísicos de pozo, convencionales y no convencionales, siendo éste un método un poco más barato y más rápido, además, su uso ha tenido éxito alrededor del mundo. Con el uso de registros geofísicos de pozo convencionales, basta con evaluar e interpretar las curvas de resistividad, rayos gama, densidad, neutrón y tiempo de tránsito, por lo que definir el modelo petrofísico que caracteriza estas rocas es importante para poder llevar a cabo esta evaluación.

En el caso de rocas arcillosas la matriz es principalmente minerales de

arcilla tabulares con material orgánico sólido disperso entre los granos. Con el incremento de la compactación los granos tabulares tienden a alinearse horizontalmente con la materia orgánica distribuida en laminillas sub-horizontales. En rocas carbonatadas el mineral primario está compuesto por calcita y aunque los granos no tienen una orientación preferencial, en estas rocas comúnmente se encuentran láminas con alternaciones de capas ricas en materia orgánica.

Es importante resaltar que la materia orgánica es originalmente depositada de manera contemporánea con los sedimentos que constituyen la roca y la porosidad no es ocupada por la materia orgánica. Muy probablemente con los procesos de maduración térmica el kerógeno puede volverse lo suficientemente maleable para adentrarse en la porosidad, pero éste no afectará el volumen poroso.

Passey et al, 1990, proponen el modelo petrofísico más simple de la composición de los yacimientos de lutita, donde proponen que una roca no generadora se encuentra compuesta por dos elementos principalmente, una parte sólida formada por la matriz de la roca y una porosidad la

cual está saturada de fluido, en este caso agua, Figura 1.

El siguiente modelo petrofísico es aquél dónde una formación está conformada por tres elementos, una parte sólida que es la matriz de la roca, una parte porosa saturada de fluidos (agua) y un tercer elemento al que se denominó materia orgánica, la cual, no se encuentra lo suficientemente madura para poder generar hidrocarburos, dando origen a una roca generadora inmadura, Figura 1.

El último modelo propuesto es aquél de mayor interés, puesto que esta formación se encuentra conformada por los mismos que una roca generadora inmadura, sin embargo, la madurez de la materia orgánica ha alcanzado las condiciones necesarias para la generación de hidrocarburos, por lo que la porosidad se encuentra saturada de agua e hidrocarburos, Figura 1.

Los efectos de las transformaciones físicas que son llevadas a cabo en las rocas, de los modelos descritos, se verán reflejadas en respuestas anómalas de las curvas de los registros geofísicos de pozo, las cuales pueden ayudar a identificar zonas con potencial de generación de hidrocarburo.

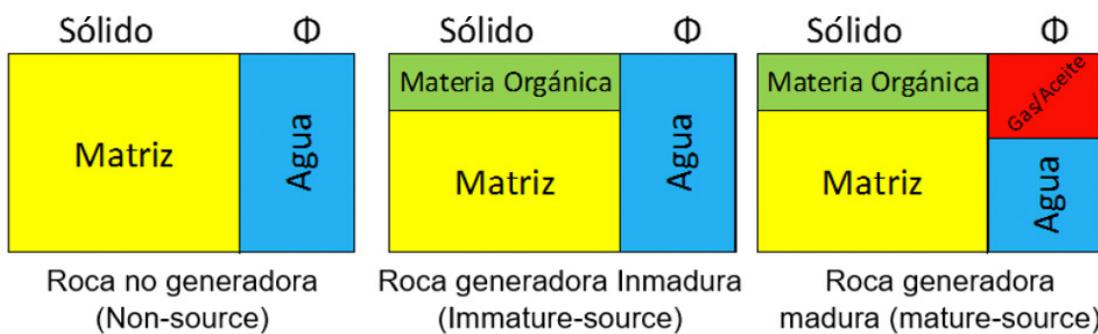


Figura 1: Modelo físico roca no generadora, roca generadora inmadura y roca generadora madura. (Tomado y modificado de Passey, 1990)

Metodología para la estimación del contenido de carbono orgánico total

El método desarrollado en 1979 por James W. Schmoker estima el contenido de carbón orgánico total en el miembro superior e inferior de la formación Bakken en Estados Unidos, empleando la curva de densidad B (RHOB).

Para encontrar la ecuación empírica con la cual puede ser estimado el contenido de carbono orgánico total en un pozo a partir de la curva de densidad, las formaciones deben ser tratadas como si estuvieran formadas por 3 componentes (como propone Passey, 1990) que consisten de la matriz de la roca, poros intersticiales y la materia orgánica (representados por los subíndices m, i, y o, respectivamente). Si en el campo a evaluar se encuentran dispersos materiales más densos a los normales, como la pirita (p), deben ser tomados en cuenta para evaluar el efecto de la presencia de materiales pesados y también se debe hacer una corrección. Entonces, la densidad de la formación (b) es una función de las densidades y de los volúmenes fraccionales de los 3 (ecuación 1) o 4 (ecuación 2) componentes.

$$\rho = \Phi_o \rho_o + \Phi_i \rho_i + (1 - \Phi_o - \Phi_i) \rho_m \quad (1)$$

$$\rho = \Phi_o \rho_o + \Phi_p \rho_p + \Phi_i \rho_i + (1 - \Phi_o - \Phi_p - \Phi_i) \rho_m \quad (2)$$

La estimación del contenido de materia orgánica a partir del registro de densidad requiere la simplificación de la ecuación 1 (debido a que el campo a evaluar no muestra presencia de pirita).

La aproximación adoptada para reducir el número de incógnitas en la ecuación 1 comienza con la premisa de que la porosidad es baja en las formaciones a evaluar y no varía suficiente como para alterar la densidad significativamente. La premisa de una porosidad constante a lo largo de un área será probablemente inapropiada para arcillas jóvenes con porosidad significativa que deben ser propensas a variar con factores como la presión, minerales de arcilla y la profundidad de enterramiento. También es asumido que, a bajas porosidades, diferencias entre la densidad y el tipo de fluido en los poros, puede no ser tomado en cuenta. La porosidad puede entonces, ser considerada una propiedad arreglada a partir de la matriz de la roca y la densidad de la matriz puede ser redefinida para representar el volumen en peso de la densidad de grano y del fluido en los poros ρ_{mi} . Por lo cual, la ecuación 1 puede ser expresada de la siguiente manera en la ecuación 3.

$$\rho = \Phi_o \rho_o + (1 - \Phi_o) \rho_{mi} \quad (3)$$

La unidad de medida del COT es comúnmente el porcentaje en peso del COT, y está relacionado con el volumen fraccional de materia orgánica (Φ_o) como lo muestra la ecuación.

$$COT = \Phi_o \frac{100 \rho_o}{R\rho} \quad (4)$$

Donde:

R= es la tasa de materia orgánica en porcentaje en peso al porcentaje en peso de carbón orgánico, 1.3 (comúnmente).

ρ_o = Densidad de la materia orgánica, 1.01 g/cm³

Despejando Φ_o de la ecuación 3 y sustituyendo el valor en la ecuación 4 obtenemos la siguiente expresión:

$$\Phi_o = \frac{\rho - \rho_{mi}}{\rho_o - \rho_m} \quad (5)$$

$$COT = \frac{\rho - \rho_{mi}}{\rho_o - \rho_m} * \frac{100 \rho_o}{R\rho} \quad (6)$$

Teniendo en cuenta que a partir del análisis de histogramas y gráficas tipo crossplot se determinó la matriz predominante para el pozo XX-1 es de 2.53 g/cm³, como se muestra en la figura 2.

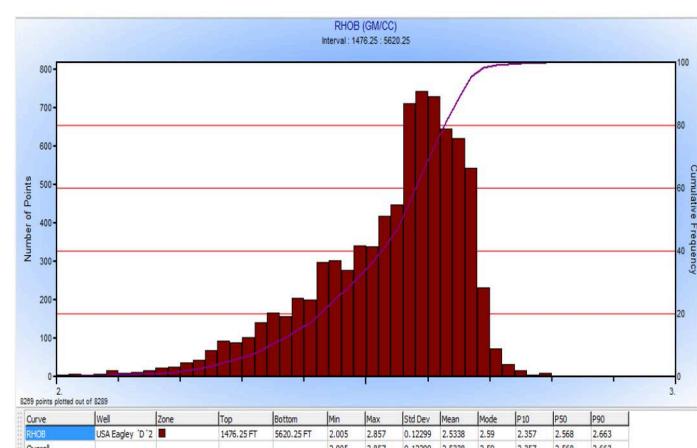


Figura 2: Determinación de la densidad predominante para el pozo XX-1. El valor predominante es de 2.53 g/cm³, para el rango de profundidades especificado.

Sustituyendo los valores de R , ρ_0 y ρ_{mi} en la ecuación 6 se obtiene la siguiente ecuación:

$$COT = \frac{128.36}{\rho_B} - 51.34 \quad (7)$$

Que es la ecuación empírica para la estimación del COT a partir del registro de densidad para el pozo XX-1, la ecuación 7 puede ser expresada de la siguiente manera en su forma general.

$$COT = \frac{A}{\rho_B} - B \quad (8)$$

Donde A y B son constantes específicamente calculadas para formaciones particulares, miembros o áreas.

Metodología

El primer paso para la clasificación de rocas en yacimientos de gas en lutita incluye el uso de registros geofísicos de pozo para la evaluación petrofísica y la composición mineralógica. Posteriormente, se requiere la estimación del contenido de carbono orgánico total usando la técnica RHOB-Schmocker, para finalmente integrar los resultados de la evaluación petrofísica y el COT estimado para determinar si una roca es roca generadora madura, roca generadora inmadura o roca no generadora. El proceso descrito se llevó a cabo utilizando datos del pozo XX-1 del Estado de Kansas, USA, donde los datos son libres para uso académico.

Evaluación petrofísica

La metodología utilizada para llevar a cabo la evaluación petrofísica se encuentra resumida en el diagrama 1, donde se comienza con un control de calidad para observar si los datos se encuentran en un estado que sea posible procesarlo. El siguiente paso es llevar a cabo el análisis cualitativo, donde el principal elemento es determinar el tipo de matriz predominante y los minerales que conforman la formación, además de que se determinaron espesores con los datos de campo y formaciones que atraviesa el pozo. El cálculo de propiedades petrofísicas abarca desde el cálculo de la curva de temperatura para poder corregir los datos necesarios, se hizo el cálculo de volumen de arcilla utilizando las curvas de rayos gama, neutrón y densidad y se hizo la estimación de los valores de m, n y R_w , con los gráficos de Picket, para obtener saturaciones y porosidades. Finalmente se hizo el análisis cuantitativo, donde fue posible conocer la composición mineralógica de la formación en conjunto con las porosidades y saturación de fluidos y se propusieron zonas de interés para la producción de hidrocarburos, utilizando los valores de saturación de agua, porosidad y volumen de arcilla principalmente. Los resultados de la metodología para la evaluación petrofísica se encuentran resumidos en la figura 3.



Diagrama 1: Metodología para la evaluación petrofísica, utilizada para evaluar el pozo XX-1.



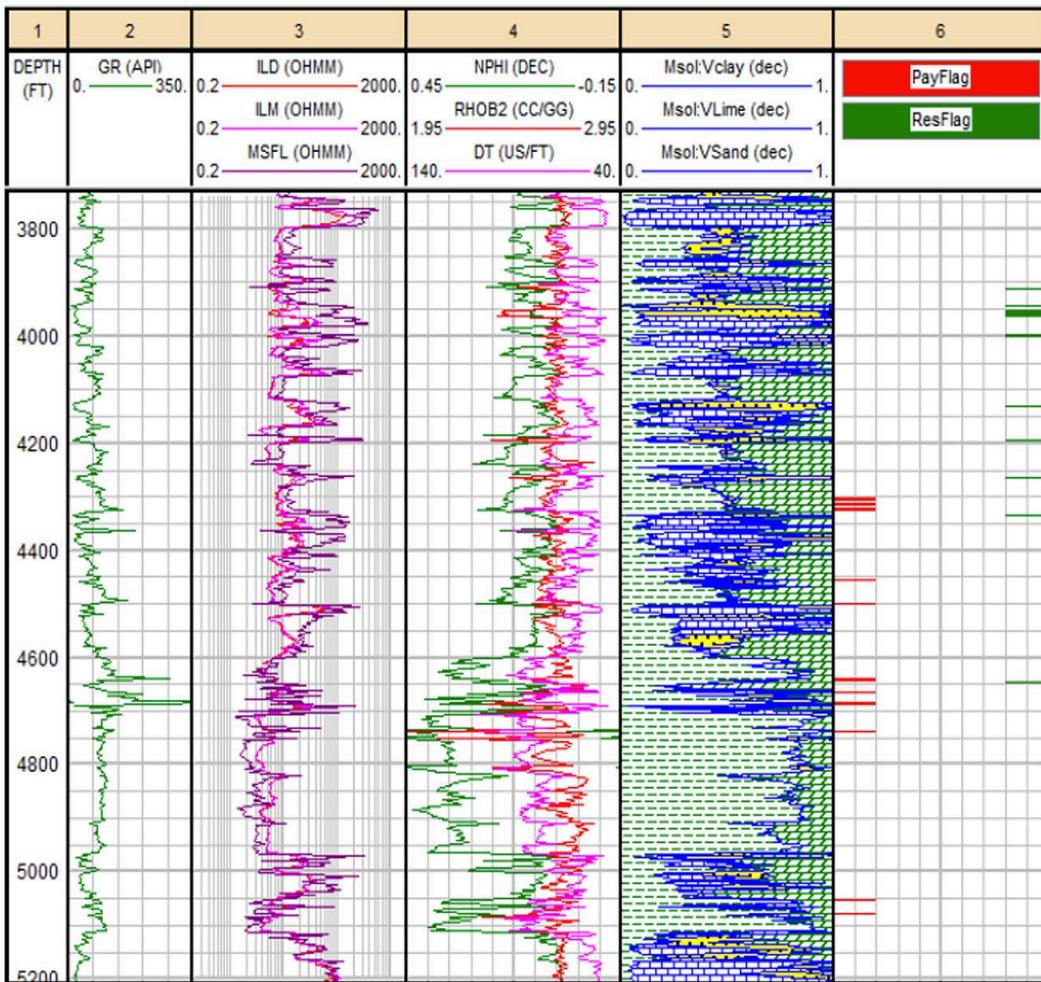


Figura 3: Resultado de la evaluación petrofísica para el pozo XX-1. Carril 1: Profundidad en pies. Carril 2: Curva de rayos gama en GAPI. Carril 3: Curvas de resistividad, ILD, ILM y MSFL. Carril 4: Curvas de porosidad, RHOB, NPHI y DT. Carril 5: Modelo mineralógico correspondiente al pozo XX-1, presencia de lutita, arenisca, caliza y dolomita. Carril 6: Zonas de interés petrolero (zonas de paga o pay zones), de color rojo (pay flag) las zonas altamente prospectivas y de color verde zonas de interés prospectivo (res flag).

Estimación del contenido de carbono orgánico total y clasificación de roca no generadora, roca generadora inmadura y roca generadora madura

Utilizando la ecuación 7, que es específica para el pozo XX-1, se estimó el contenido de carbono orgánico total utilizando la curva de densidad (RHOB), la cual fue corregida con la curva de corrección de densidad (DRHO). Los resultados son presentados en la figura 4 en el círculo número 7, donde se observa que el COT para este pozo varía desde el 0 wt % hasta el 10 wt %, siendo nuestro valor de referencia de interés un valor de COT de 2 wt %; de acuerdo con McCarthy 2011, como se muestra en la tabla 1. A partir de ello, se definió que una roca con un porcentaje mayor al 2 wt % de COT, sería una roca generadora (sin hacer la diferencia de madura o inmadura) y aquellas rocas con valores menores de 2 wt % de COT no serían de interés por no contener cantidades significantes de materia orgánica.

Contenido Orgánico Total	Calidad del Kerógeno
< 0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Razonable
2 a 4	Bueno
4 a 12	Muy bueno
>12	Excelente

Tabla 1: Contenido orgánico total de la roca y su relación con la calidad del kerógeno. (McCarthy K., 2011. Oilfield Review SLB)

La clasificación de roca generadora madura y roca generadora inmadura se llevó a cabo con el uso de la curva de rayos gama y la curva de resistividad; la respuesta de rayos gama en presencia de materia orgánica es muy alta; el kerógeno crea un ambiente reductor que conduce a la precipitación de uranio, resultando en una alta actividad de rayos gama. Por su parte la herramienta de resistividad responde a los elementos conductivos dentro de la roca, la presencia de hidrocarburos conduce a un ambiente no conductor debido a la baja conductividad eléctrica de los mismos y se ve reflejado en la respuesta de las herramientas de resistividad.

Los valores utilizados para el pozo XX-1 fueron los siguientes: para aquellas rocas con rayos gama mayores a 90 GAPI y que tuvieran resistividades mayores a 10 ohm-m y valores mayores a 2 wt % de COT correspondían a la clasificación de rocas generadoras maduras; y para aquellas rocas con valores mayores de 2 wt % de COT, valores mayores de 90 GAPI en rayos gama, pero tenían valores menores a 10 ohm-m de resistividad caían dentro de la clasificación de rocas generadoras inmaduras. Los resultados son presentados en la figura 4 en el círculo 8.

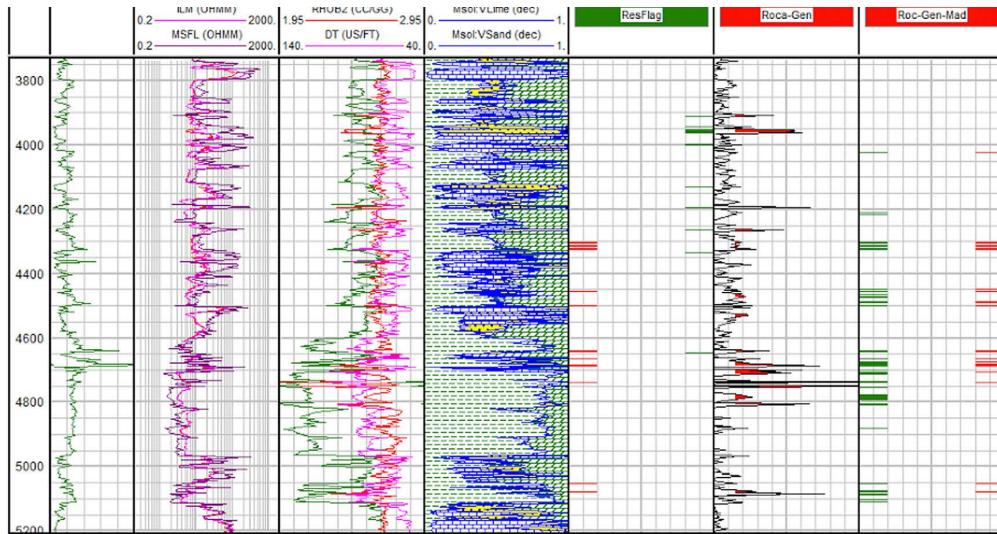


Figura 4: Clasificación de roca no generadora, roca generadora madura y roca generadora inmadura.
Carril 1: Profundidad en pies. **Carril 2:** Curva de rayos gama en GAPI. **Carril 3:** Curvas de resistividad, ILD, ILM y MSFL. **Carril 4:** Curvas de porosidad, RHOB, NPHI y DT. **Carril 5:** Modelo mineralógico correspondiente el pozo XX-1, presencia de lutita, arenisca, caliza y dolomita. **Carril 6:** Zonas de interés petrolero (zonas de paga o pay zones), de color rojo las zonas altamente prospectivas y de color verde zonas de interés prospectivo. **Carril 7:** COT estimado utilizando la ecuación 7, de color rojo se denotan todas aquellas rocas con valores de COT mayores al 2 wt % que corresponden a rocas generadoras y de color blanco aquellas rocas que no son generadoras. **Carril 8:** Clasificación de rocas generadoras maduras en color rojo y rocas generadoras no maduras en color verde.

Conclusiones

Con el uso de registros geofísicos de pozo convencionales es posible la estimación del contenido carbono orgánico total, permitiendo conocer si una región en el subsuelo es de interés prospectivo, ya sea porque sea una roca generadora madura o una roca generadora inmadura.

La integración del análisis petrofísico y el contenido de carbono orgánico total en yacimientos de gas en lutita es una metodología práctica que permite identificar nuevas zonas prospectivas para el desarrollo de este tipo de yacimientos, teniendo como datos de entrada datos de registros geofísicos de pozo convencionales.

La evaluación petrofísica convencional de un yacimiento de gas en lutita nos permite tener una primera aproximación de la conformación del yacimiento, sin embargo, requiere de datos de núcleo para poder hacer una correcta calibración.

Existe una muy buena correlación entre la curva de hidrocarburos generados (pay flag) y la curva de roca generadora madura.

Nomenclaturas

wt %	Porcentaje en peso
COT	Carbono orgánico total
ϕ	Porosidad
ρ	Densidad
m	Matriz/mineral
i	Poros intersticiales
o	Materia orgánica
p	Pirita
R	Tasa de materia orgánica al COT
m	Exponente de cementación
n	Exponente de saturación
a	Factor de tortuosidad
R_w	Resistividad del agua de formación
V_{sh}	Volumen de arcilla

Agradecimientos

Los autores agradecen al Instituto Mexicano del Petróleo por permitir la realización del presente trabajo.

Referencias

1. Adiguna, H. Y Torres-Verdin, C., 2013, Comparative study for the interpretation of mineral concentrations, total porosity, and TOC in hydrocarbon-bearing shale from conventional logs: SPE Paper 166139, Society of Petroleum Engineers, New Orleans, United States of America.
2. Bowman Thomas, 2010, Direct method for determining organic shale potential from porosity and resistivity logs to identify possible resource plays, AAPG.
3. Bust, V.K., Majid, A.A., Oletu, J.U. Y Worthington, P.F., 2011, The petrophysicists of shale gas reservoirs: Technical challenges and pragmatic solutions: IPTC Paper 14631, International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand.
4. Chopra, S., Sharma, K. R., Keay, K. Y Marfurt, J. Kurt, 2012, Shale gas reservoir characterization workflows: SEG 2012 Annual Meeting, Society of Explorations Geophysics, Las Vegas, United States of America.
5. Devold Havard, Oil and gas production Handbook An introduction to oil and gas production, 2006, ABB ATPA oil and gas.
6. Glorioso, J. C. Y Aquiles, R., 2012, Unconventional reservoirs: Basic petrophysical concepts for shale gas: SPE Paper 153004, Society of Petroleum Engineers, Viena, Austria.
7. Holmes Michael, Holmes Dominic and Holmes Antonio, 2014, A new petrophysical model to define porosity components of unconventional reservoirs, using standard open-hole triple combo logs, SPE Westerns North American and Rocky Mountain Joint Regional Meeting, USA 16-18 April 2014.
8. Interactive Petrophysics Software. V 4.2. Senergy, 2013.
9. Mora, V. M., 2012, Caracterización petrofísica no convencional en yacimientos de lutitas gasíferas: Halliburton, Buenos Aires, Argentina.
10. Passey Q. R., S. Creaney, J. B. Kulla, F. J. Moretti and J. D. Stroud., 1990, A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin V. 74 No 12.
11. Rojas Katherine, McCarthy Kevin, Niemann Martin, Palmowski Daniel, Peters Kenneth and Stankiewicz Artur, La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras, 2013, Oilfield Review Schumberger.
12. Schmocker James K. and Hester Timothy C., Organic carbon in Bakken formation, United States Portion of Williston Basin, 1983, AAPG Bulletin V.68 No. 12.
13. Torres-Verdin Carlos, Apuntes curso de Registros de pozo, 2004, The University of Kansas at Austin.

Trayectoria profesional del autor y el coautor

Ing. Andrés Pérez-Mendoza es ingeniero geofísico por el Instituto Politécnico Nacional (2016), es estudiante de la maestría en ciencias/ingeniería en geofísica cuantitativa en el Instituto Mexicano del Petróleo (2016-2018) con tema de tesis "Diseño y validación de un modelo petrofísico para la caracterización de yacimientos de gas en lutita utilizando registros geofísicos de pozo convencionales". Ha participado en congresos como la Reunión Anual de la Unión Geofísica Mexicana (2015) y la Primeria Reunión de la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts en el Instituto Politécnico Nacional (2016).

Dr. Enrique Coconi-Morales es ingeniero Geofísico por el Instituto Politécnico Nacional (1996), Maestro en Ingeniería Exploración de Recursos Energéticos del Subsuelo por la Universidad Autónoma de México (2000) y Doctor en Ingeniería Geofísica por el Instituto Mexicano del Petróleo (2009). Actualmente forma parte del Sistema Nacional de Investigadores Nivel 1 (2016-2018). Sus áreas de especialidad son: Evaluación de registros geofísicos de pozos, petrofísica, evaluación de formaciones y metodologías para la caracterización de yacimientos petroleros. Actualmente desarrolla sus actividades de investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, así mismo como profesor en el Instituto Politécnico Nacional, Universidad Autónoma de México e Instituto Mexicano del Petróleo.



Seismic Sensitivity To Variations of Rock Properties in The Productive Zone of "El Abra" Limestone

Ricardo Octavio Vázquez Romero, Martín Méndez Pineda,
Guillermo Quiñones Castán, Ave Lucía Ochoa Bocanegra and
Adrián Hernández Cortés (at EPS-PEMEX Exploration & Production)

CMP2017_169
Artículo presentado
en el CMP / 2017

● Summary

The production in natural fracture reservoirs could be associated with brittleness and sedimentary facies to the rocks. The goal of this survey is to obtain the fracture trends and sedimentary facies associated with hydrocarbon production capabilities in the onshore "El Abra" limestone fields at Northeast region in Veracruz, Mexico. A horizon associated with the reflection of "El Abra" limestone was picked. The features of fracture systems and Karst sedimentary environment could be clearly identified successfully through the results of anisotropy intensity and elastic parameter derived from a simultaneous seismic inversion. In addition, seismic traces training with modeled rock physic logs show the porosity variation of the system.

The dissolution features such as vugys, caverns, fractures, etc. can also be confirmed from anisotropy intensity and high porosity distribution, horizon slices show temporal variations of fractures which is associated with dissolution features migration. We can conclude that anisotropy intensity, simultaneous seismic inversion, rock physics modeled and multiple-attributes analysis such as porosity prediction are useful tools to recognize the distribution, thickness, migration of fractures, and Karst systems in "El Abra" limestone reservoir.

Introduction

Anisotropy intensity is an effective attribute for the detection of lateral changes in the seismic response caused by variation in structure, stratigraphy, lithology, porosity, etc. It may be measured by calculating the absolute difference between compressional - shear wave seismic velocities.

In fact, at the edge of special geological bodies, intensity of dissolution fractures usually changes, which may be observed

by calculating anisotropic intensity. Therefore, we may apply it on geological reservoir identification. In this paper, dissolution fractures, Karst weathering crust, formation compaction changes and the stratum pinch line may be clearly identified by using anisotropic intensity, in which the longer the time of compaction the higher coherent background values are, because the stronger compaction there will also be associated with higher rock density.

By combining anisotropy intensity with porosity estimations on strata slices, vugys, caverns, dissolution fractures, and sedimentary evolution features can be displayed more intuitively.

Method

1.- PSDM Azimuthal Migration Seismic Processing

The azimuthal preserve migration is a useful tool to generate gather with azimuth useful information to identified fractures, vugys, caverns and Karst systems. The gather used in this survey has 750 fold traces and they can be organized as a spiral with incident growing angles. See Fig. 1.

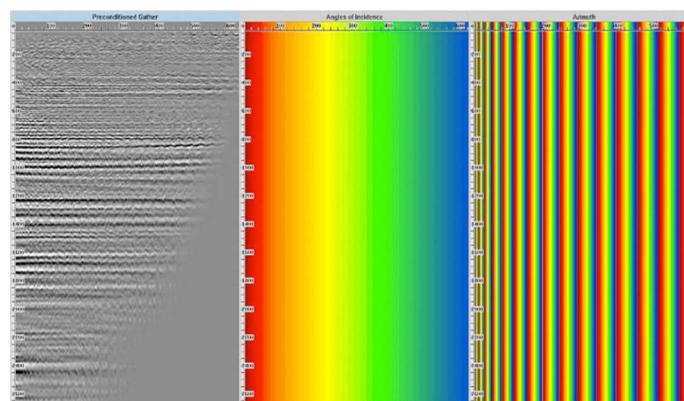


Fig.1: Inline 2317, Xline 3094. Gather, in spiral organization.

The basic control was made through the amplitude extraction at the targets in order to check if the anisotropy signal works for all characterization processes. The Fig. 2 shows the graphic built from the amplitude extraction of the same gather.

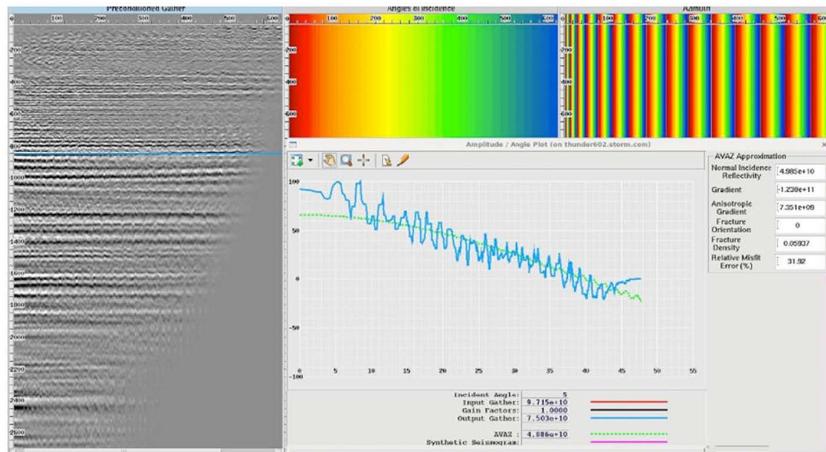


Fig. 2: Blue curve showing amplitude variation on “El Abra” top.

The blue curve is the amplitude variation obtained from the associate event of the “El Abra” top. This variation is related to the azimuthal contents and a function of amount of fractures on the reservoir.

The migration data with azimuthal preservation has to be reorganized to work in the regression process and adjustment of amplitude according with Rugar and Tsvankin 1997 model. For this process we got 4 attributes named Normal incident anisotropy, Isotropic gradient, Anisotropic gradient, and Symmetric angle.

This attributes are calculated gather by gather to each depth, and the results were used to derive the fracture density as a gradient ratio. See equations 1.

$$\text{Fracture Density} = \text{Anisotropic Gradient}/\text{Isotropic Gradient}$$

(1)

$$\text{Fracture orientation} = \text{Symmetry angle}$$

2.- Petrophysics and Rock Physics Analysis

For fractures analysis, breakout and electrofacies, it was necessary to use the image logs processed to allow an interpretation focus in the “El Abra” reservoir calibrated with core analysis, Fig. 3.

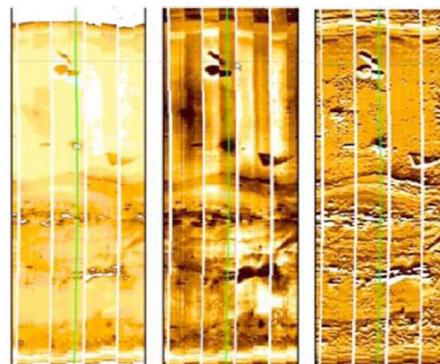


Fig. 3: Enhance quality logs images and its interpretation.

A stratigraphy and structural 1D model was generated based on the logs image interpretation focus in fracture detection as an angle function. The fracture density was also estimated as the amount of fractures in a window of 1 m of depth, Fig. 4. 3.- Seismic azimuthal

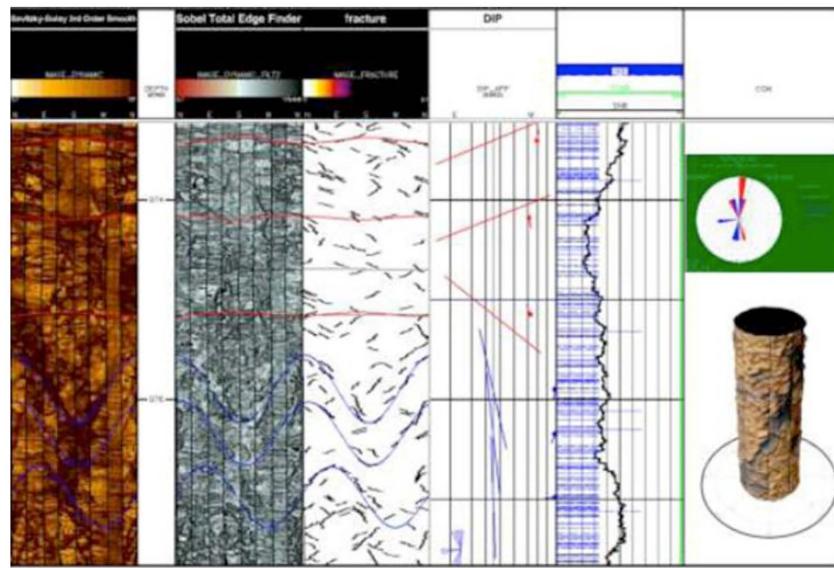


Fig. 4: Logs image interpretation focus in fracture detection as an angle function calibrated with cores. Rock physics analysis in wells with compressional and shear logs allows getting the relationship between acoustic reservoir response and the 3D seismic inversion model from the seismic data. Regarding fracture reservoir characterization, it's very important to know elastic parameters such as Young module, Poisson ratio, Lame parameters to define brittleness, ductile zones, and stress related to fractures. Since this project doesn't have sonic shear logs, it was necessary to make a model to estimate the shear log prediction from the compressional logs, Fig. 5.

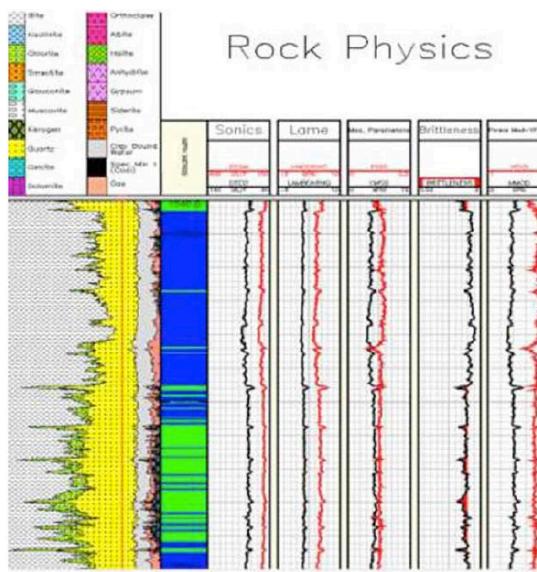


Fig. 5: Rock Physics and Petrophysics integration.

3.- Seismic azimuthal and elastic inversion

Elastic properties characterization was generated from P-impedance (I_p) and S-impedance (I_s). Young module and Poisson relation volumes were generated from the impedance model. We used cross-plots to choose areas with low Poisson relation and high Young module related to identify the best brittleness zones, Fig. 6.

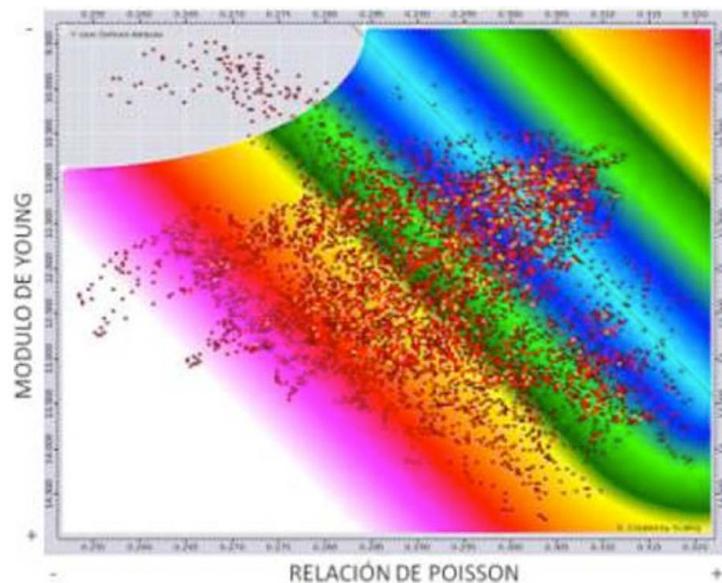


Fig. 6: Poisson relation vs. Young module Cross-plot to identify brittleness zones associated to fractures.

From P-impedance, S-impedance and Density volumes were generated elastic parameters as V_p/V_s ration, LambdaRho, MuRho, compresibity module, etc. Fig. 7.

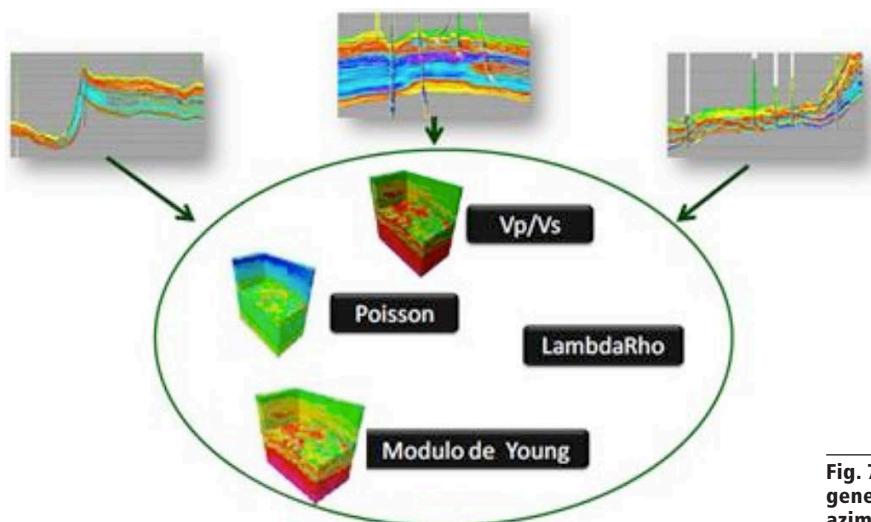


Fig. 7: Elastic properties generated from seismic azimuthal elastic inversion.

Result and discussion

1.- PSDM Seismic azimuthal processing

It is a generalization of Common Reflecting Angle Migration (CRAM), in which information is not integrated along azimuths any more, thus outputting a multidimensional CRP (common reflecting point) gathers. The preservation of azimuths makes the output gathers suitable for azimuthal studies. As CRAM ray tracing is performed in situ down over the interfaces, sweeping four angles up to user specified apertures: azimuth and incidence/emergence angle of reflection and azimuth and dip of the incident surface. The ray tracing scheme intends to clarify the meaning of these angles.

No restriction to ray tracing is applied apart from apertures, just opposite Kirchhoff in which the user has to select the type of rays to be used.

The 5-dimensional (four angles + depth) output gathers are quite troublesome for handling and visualization, so the result of migration is presented in two sets of gathers: reflection gathers by integration of contributions along dips and azimuths of the incident surface and directional gathers obtained by integration along azimuths and incident angles. Each of these sets is tridimensional.

The picture in Fig. 8 shows the reflection set in which each rotating plane is constant in azimuth, with depth coordinate in vertical vs. incident angle in horizontal. While azimuth is swept throughout 0° - 360° , the horizontal circle is a constant depth amplitude extraction. The color scale represents seismic amplitude.

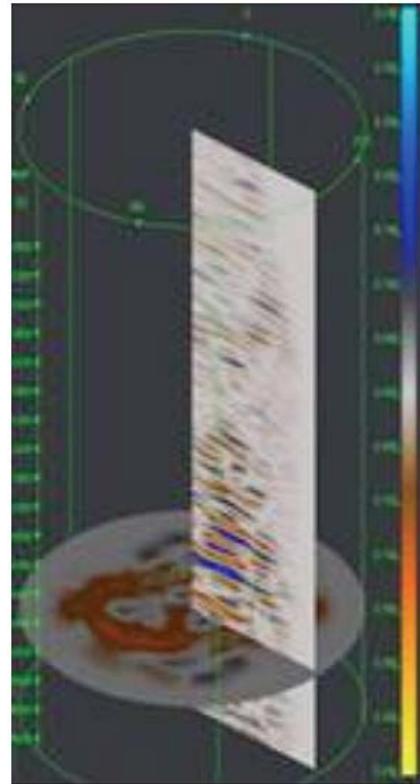


Fig. 8: Azimuth preservation in the local angle domain.

The reflection set was used to estimate fracture density and orientation by regression over the shown formula of reflectivity as a function of angle of incidence and azimuth (Rüger and Tsvankin, 1997). For each cdp and each time A (normal incidence), Biso (isotropic gradient), Bani (anisotropic gradient) and sym (symmetry axis orientation) are determined. The ratio Bani/Biso called fracture density is a proven estimator of the amount of fractures per volume unit, see equation 2.

$$R(i, \Phi) = A + \{B^{iso} + B^{ani} \cos^2(\Phi - \Phi_{sym})\} \sin^2 i \quad (2)$$

With this special processing, it is not necessary to migrate several azimuth bins separately any longer, but to migrate the whole set of data at once instead. The advantage is not only to save time, it also benefits from avoiding the estimation of azimuth by the direction of source receiver segment at surface. Conversely, this processing sequence evaluates the true azimuth at the incident point down over the interfaces, see Fig. 9.

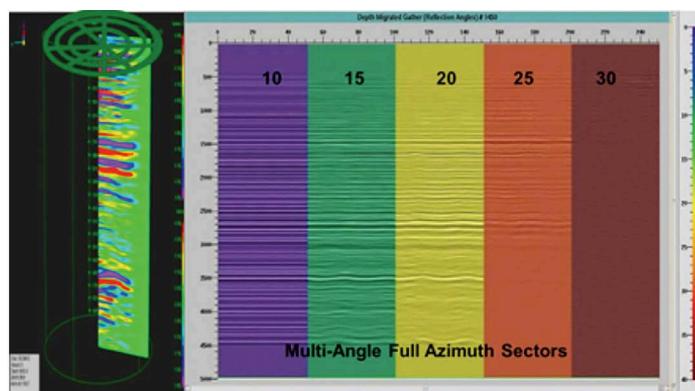


Fig. 9: Full Azimuth reflection gathers.

2. - Petrophysics evaluation

The analysis consists of knowing from multimineral random evaluation, the mineral volume, and fluid from petrophysics conventional log properties calibrated with core description and sedimentary environment. A calcite, dolomite and clay petrophysics model was made in order to get a good porosity prediction calibrate with core data also. Fig. 10.

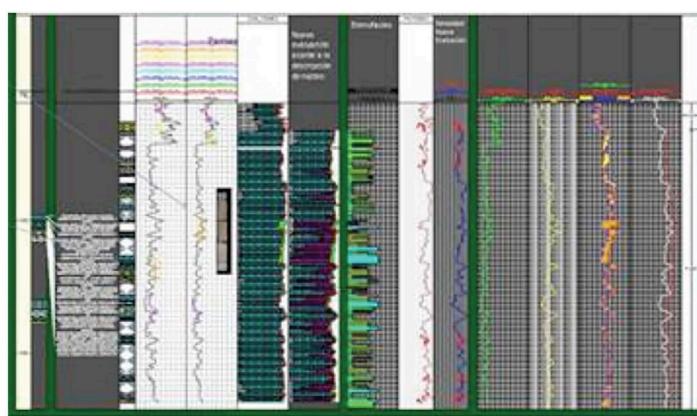


Fig. 10: Petrophysics evaluation of well L-6 with core calibration.

This model could be used to get the petrophysical evaluation of the wells of the same sedimentary environment (reef or lagoon); it also included the production information, Fig. 11.

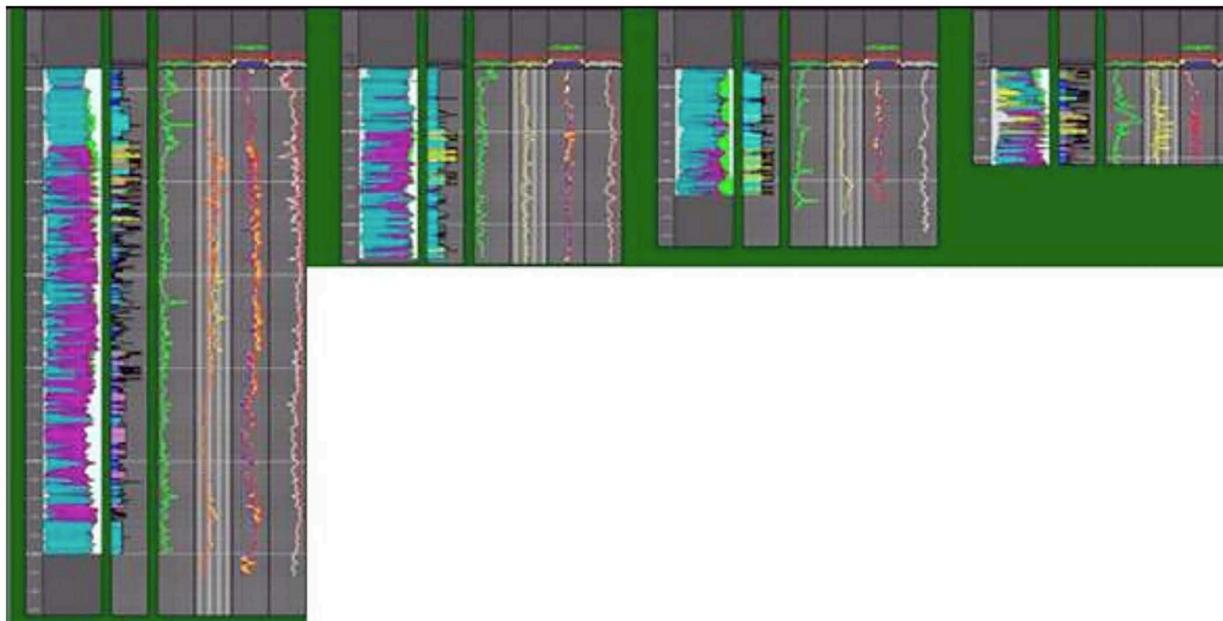


Fig. 11: Petrophysical evaluation of the wells in the "El Abra" lagoon facies.

When the petrophysical evaluation was concluded, it analyzed the relationship between electrofacies classification models of the wells and the seismic character changes, Fig. 12.

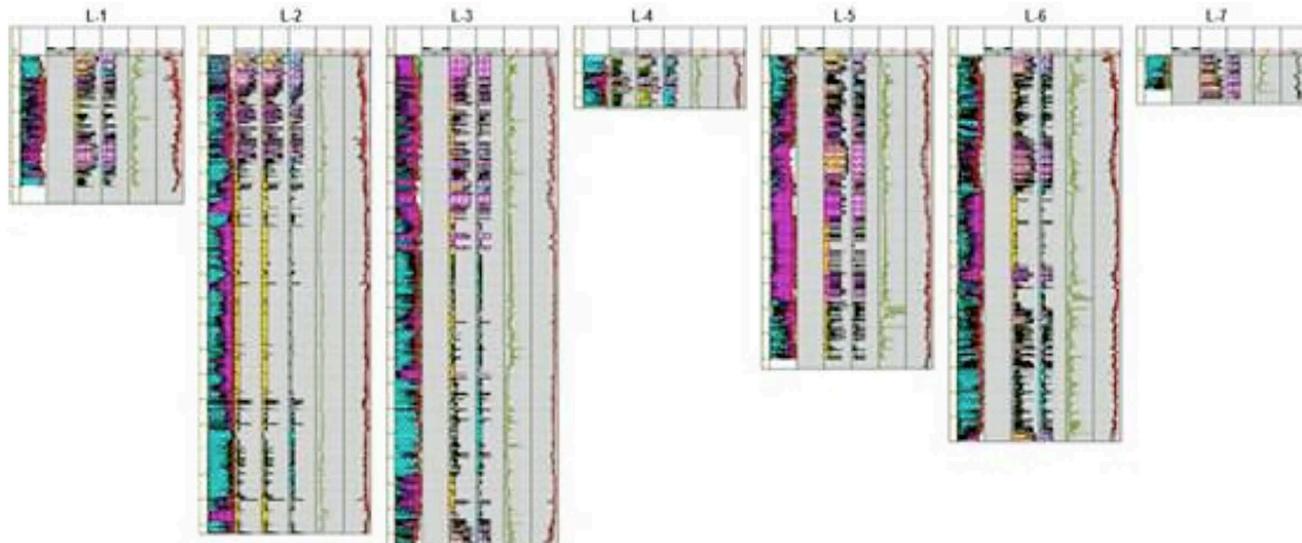


Fig. 12: Electrofacies model through wells correlation.

When this step was concluded, it was necessary to calculate the shear logs to get elastic parameters, since in this area they were never taken. The Greenberg-Castagna model (Greenberg, M.L., and J.P. Castagna, 1992), was used from the multimineral petrophysics volumetric distribution, Fig. 13.

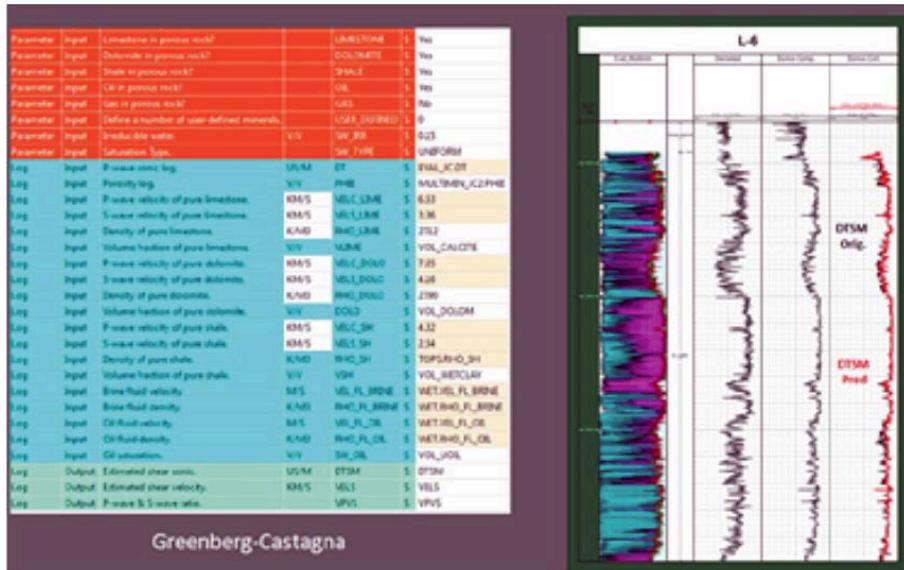


Fig. 13: Greenberg-Castagna shear log prediction from compressional log of well L-6.

When we already have compressional, density, and shear logs, elastic parameters were calculated: Young's modulus, Poisson's ratio, P-impedance, S-impedance, Vp/Vs ratio, Mu Rho, Lambda Rho, Lambda/Mu, Lambda Rho-Mu Rho and Bulk, P-wave, S-wave modulus. Generation of electrofacies models for "El Abra" reservoir with petrophysic and elastic parameters were made through cross-plots analysis, Fig. 14.

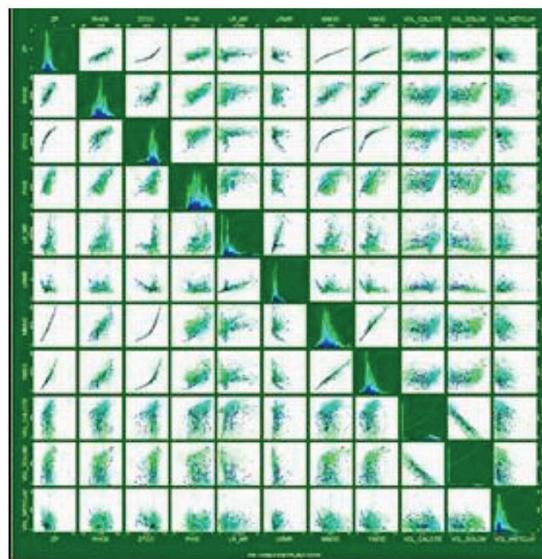


Fig. 14: Elastic and petrophysical parameters.Cross-plots.

It was chosen that logs and a statistical analysis were made at the target intervals through histograms, Fig. 15.

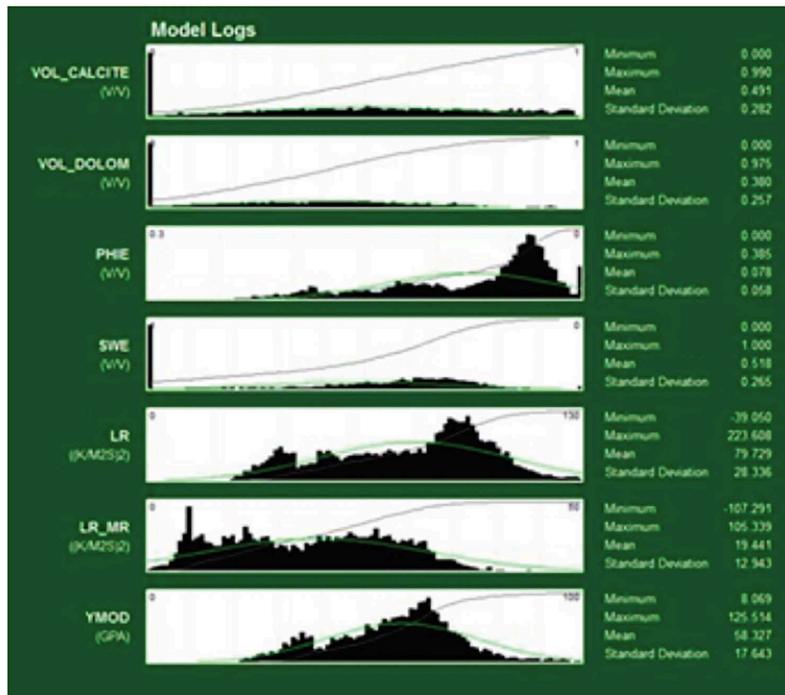


Fig. 15: Statistic analysis for electrofacies classification models.

Facies analysis was gotten to obtain the best relationship between electrofacies and "El Abra" reservoir quality. It was obtained that the numbers 4, 5 and 6 have the best porosity values, Fig. 16.

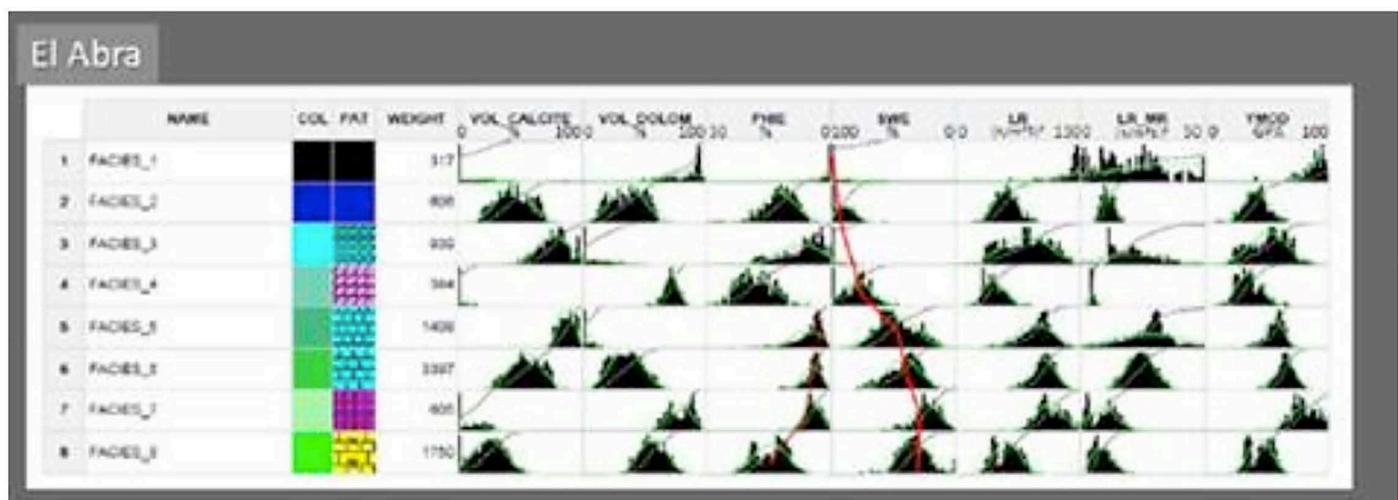


Fig. 16: We got facies number 4, 5 and 6 with high porosity through the "El Abra" electrofacies analysis.

Finally, P-impedance showed the best relationship with the porosity prediction as we can see in Fig. 17. Thus, we got the equation 2 from regression lagoon polygon.

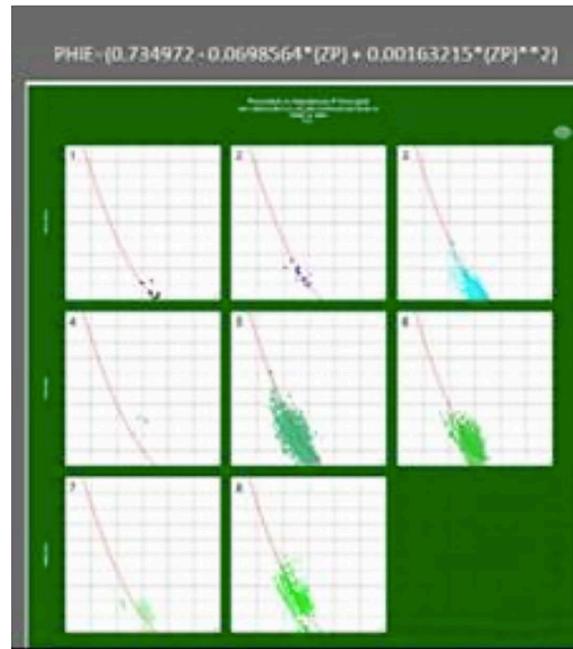


Fig. 17: Porosity prediction from elastic parameters in "El Abra" reservoir.

$$PHIE = \{0.734972 - 0.0698564 * (ZP) + 0.00163215 * [ZP]^2\} \quad (2)$$

3. - Seismic azimuthal and elastic inversion

The Fig. 18 shows a good correlation of a random line through productive wells of the onshore field worked in this survey and P-impedance as a result of the elastic seismic inversion process.

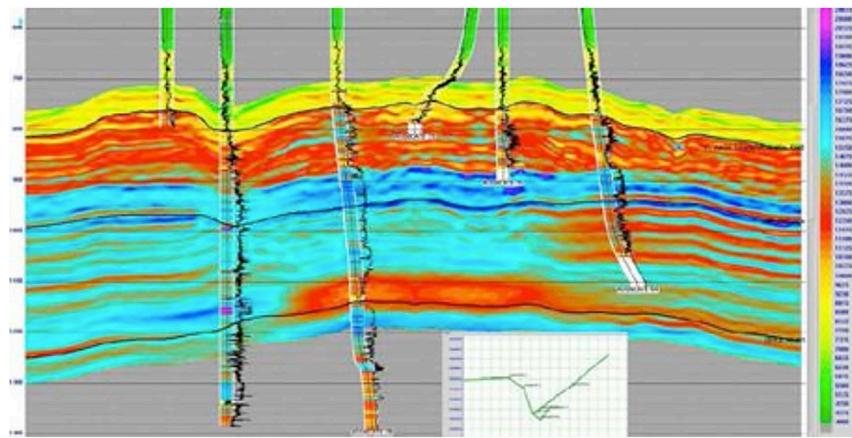


Fig. 18: P-Impedance volume in a random line through the productive field used in this survey.

Fig. 19, shows a good correlation of a random line through productive wells of the onshore field worked in this survey and S-impedance, also as result of the inversion process.

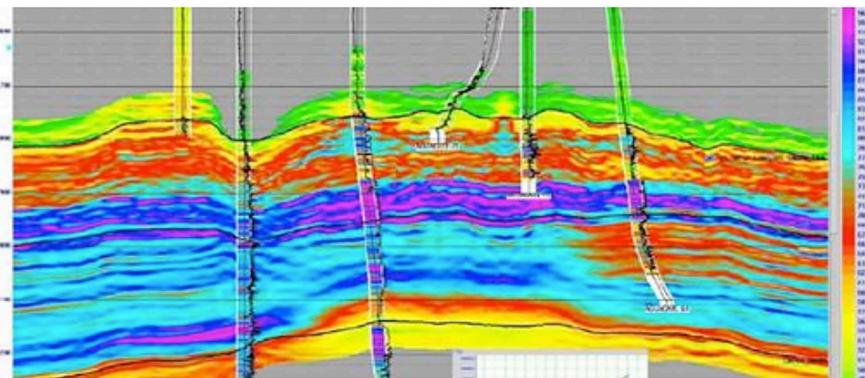


Fig. 19: S-Impedance volume in a random line through the productive field used in this survey.

The porosity estimation was calibrated with porosity petrophysical evaluation. A new prospective zone was found at the north part of the productive field worked in this survey as shown in the Fig. 20.

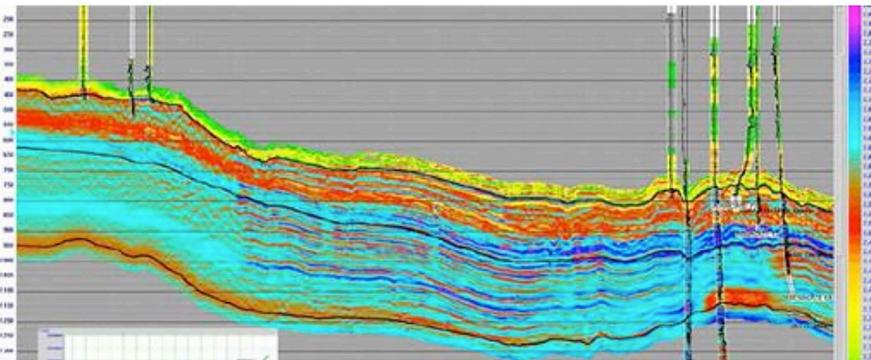


Fig. 20: S-Density estimation in a random line through productive field and a new prospective area to the north.

Another important derivative inversion volume is Vp/Vs, calibrated with the well logs also through the field worked in this survey shown in the Fig. 21.

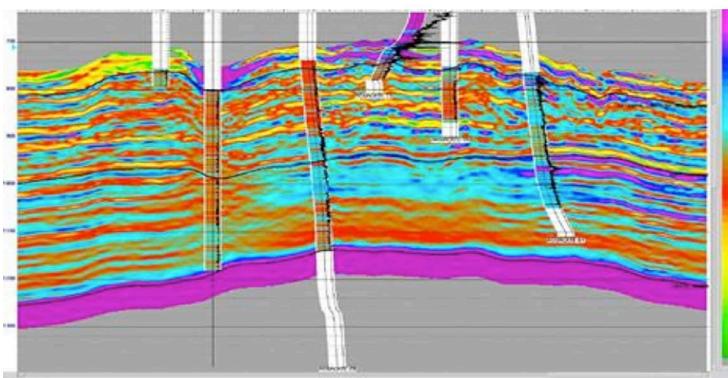


Fig. 21: Vp/Vs ratio volume in a random line through the productive field used in this survey.

After verifying the accurate volume prediction of the basic properties, we continued to generate the Poisson ration and Young module volumes, also calibrated with logs values, Fig. 22.

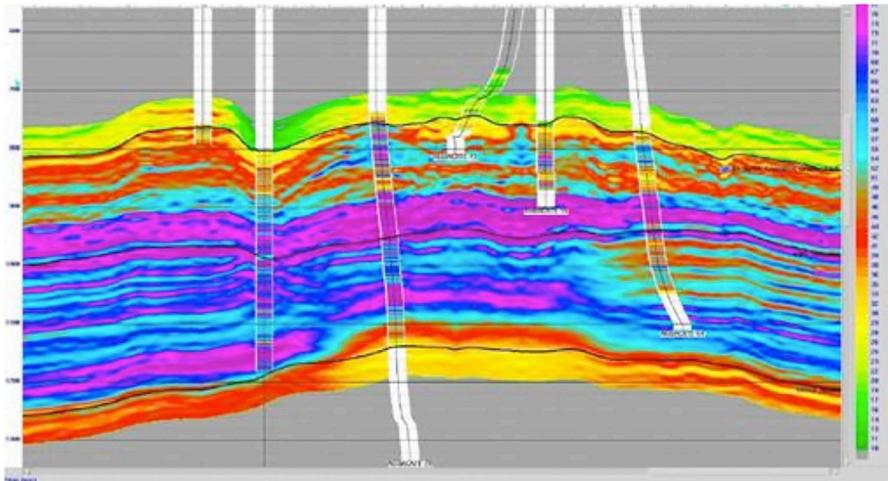


Fig. 22: Young module volume in a random line through the productive field used in this survey.

4. – Integration

The integration of each methodology described earlier and the use of tridimensional visualization techniques allowed us to predict favorably prospective zones with hydrocarbon accumulation. See in Fig. 23, the structural map worked in this survey.

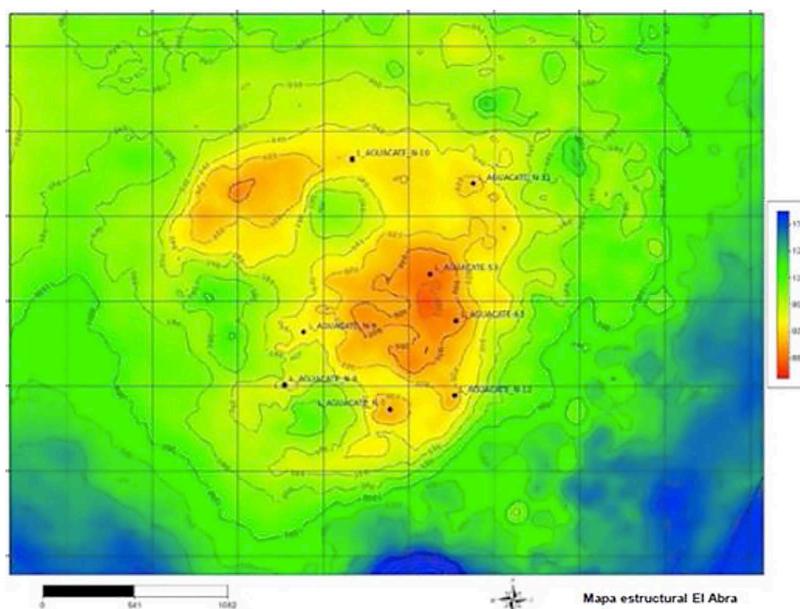


Fig. 23: Structural map of the production field in the "El Abra" reservoir.

Semicircular seismofacies of a growth reef of the productive field used in this survey in the left side is in accordance with the eletrofacies at the production intervals of the wells shown in the right side of the figure 24, where possible digenetic trend NE-SW is also shown.

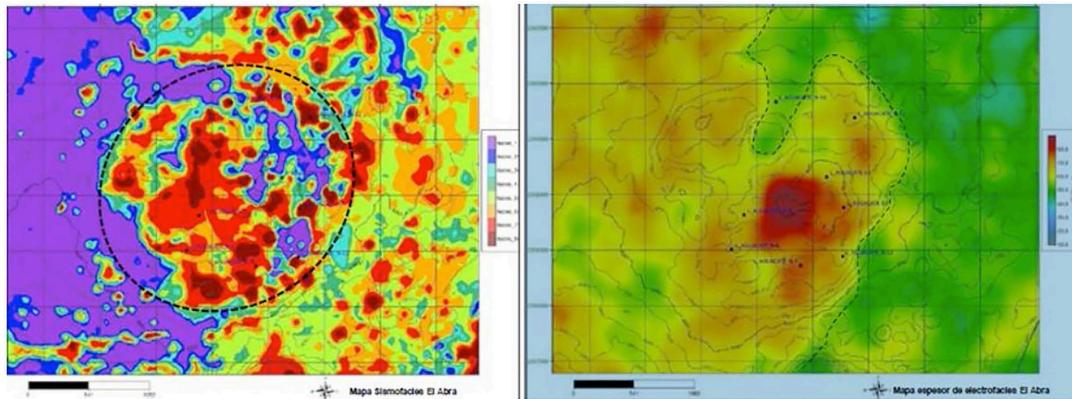


Fig. 24: Seismofacies and electrofacies maps of a production field in the El Abra reservoir.

Fig. 25 shows a good correlation between high electrofacies logs information with high anisotropy intensity associated with fractures.

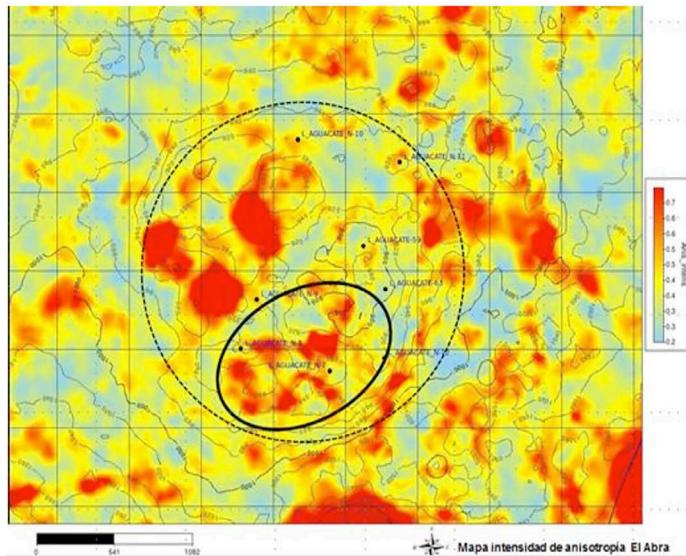


Fig. 25: Anisotropy intensity map shows that the best productive wells are closed to the possible fractures.

In the same way, it was possible to identify a new development of sismofacies with high anisotropy intensity and porosity estimation, in the north part of known productive structures not tested yet. See Fig. 26 y Fig. 27.

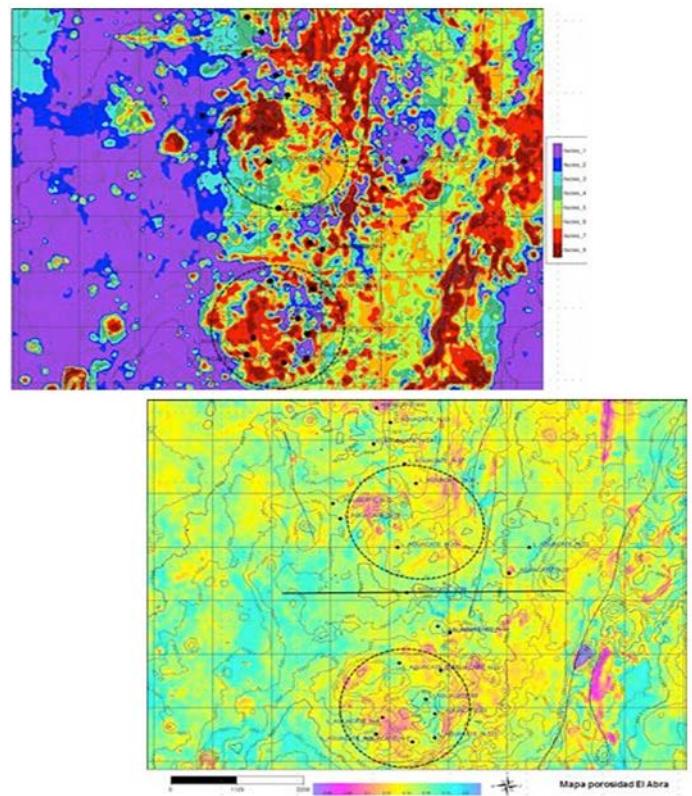


Fig. 26: Sismofacies features and high porosity estimation were developed in the north part of the productive field used in this survey.

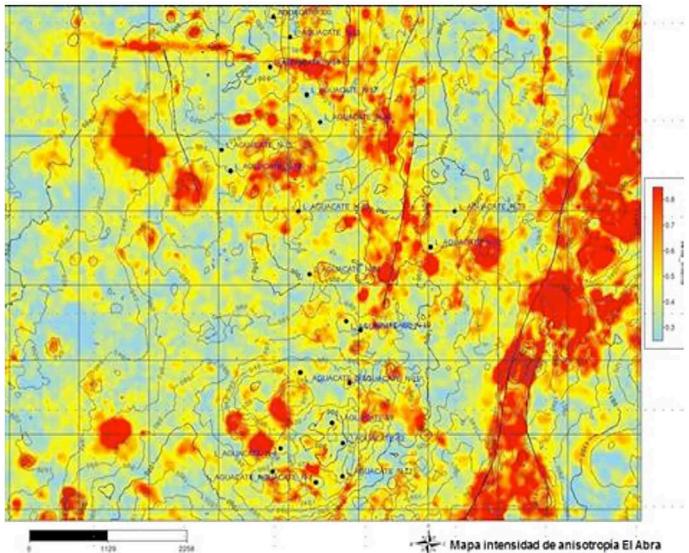


Fig. 27: Other Anisotropy intensity features with development in the north part of the productive field.

Conclusions

- 1.- Karst systems in this study area were identified successfully by the seismic-facies calibrated with electro facies extraction at "El Abra" reservoir.
- 2.- Fractures and vugy features were demonstrated clearly by anisotropy intensity horizon slice.
- 3.- The porosity estimate shows the quality variation of the reservoir relative to depositional features, such as lagoon. Reef facies are also confirmed.
- 4.- The anisotropy intensity horizon slice shows, at different times, the temporal variation of Karst systems which is related to vugy, caverns and fractures migration.
- 5.- Anisotropy and porosity estimation, were useful tools to recognize Karst systems, not only for distribution features, but for thickness and migration features as well.

Acknowledgements

We would like to express our appreciation to EPS-

PEMEX Exploration & Production and the staff assistance of its multidisciplinary 3H team at AIPBN02. The assistance of Geoprocisosados, Ltd. staff is also acknowledged. This work could not have been completed without their support and help.

References

Rüger A and Tsvankin I, 1997, Using AVO for fracture detection: analytic basis and practical solutions Leading Edge 10, 1429-34.

Greenberg, M.L., and J.P.Castagna, 1992, Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications: Geophysical Prospecting, 40, 195-209.

Professional development: Author:

Ricardo O. Vázquez Romero, Leader of reservoir characterization and development onshore-offshore projects at EPS-PEMEX Exploration & Production. He was worked in Oil industry for more than 20 years.

Coautors:

Martín Méndez Pineda, Seismic interpreter in mature Golden line onshore fields, at EPS-PEMEX Exploration & Production. He was worked in Oil industry for more than 25 years.

Ave Lucía Ochoa Bocanegra, Geology interpreter of carbonate reservoirs in stratigraphic and structural wells correlation at EPS-PEMEX Exploration & Production. She was worked in Oil industry for more than 3 years.

Guillermo Quiñones Castán, Seismic interpreter in mature Golden line onshore fields, at EPS-PEMEX Exploration & Production. He was worked in Oil industry for more than 12 years.

Adrián Hernández Cortés, Geology interpreter of carbonate reservoirs in stratigraphic and structural well correlation and static model building. He was worked in Oil industry for more than 10 years.

Comparación Entre Dos Métodos de Adquisición Electromagnética de Fuente Controlada (CSEM)

M.I. Jesús Humberto Badillo Rivera,
M.C. Tanya Junhue Badillo Corona

CMP2017_194

Artículo presentado
en el CMP / 2017

● Resumen

Hoy en díalos métodos electromagnéticos han ido incrementando su popularidad en la búsqueda de hidrocarburos, ya que es un método que complementa a la sísmica en sitios donde se pretende encontrar yacimientos comerciales. Los métodos electromagnéticos permiten obtener información confiable de resistividad en el subsuelo de los primeros 3000 m desde el fondo marino, tanto en aguas profundas (con tirantes de agua de 500 a 3500 m) como en aguas someras (con tirantes de agua de 20 a 500 m). El objetivo principal de este trabajo es presentar las dos metodologías de adquisición electromagnética de fuente controlada CSEM que existen, "Sea Bed Logging" y la modalidad de remolque por Streamer, en función de la frecuencia en la que se enfoca la adquisición para obtener información a la profundidad de los yacimientos esperados. Varias empresas comerciales realizan estos trabajos con éxito, no obstante, cada técnica cuenta con ventajas y desventajas que serán presentadas en casos reales del Mar de Barents. Ambas tecnologías son eficientes y diferentes entre sí, ejemplo de esto es que una puede grabar en un ambiente 3D azimutal, generando mayor confianza en la respuesta de distribución de resistividades en el subsuelo; mientras la otra puede realizar reconocimiento en aguas someras en 2D con mucha mayor rapidez y con mayor cantidad de información fuente-receptor. Se espera

una fuerte actividad en el Golfo de México debido a la reforma energética, ya que abre la oportunidad de prospectar tanto en aguas profundas como en aguas someras. El conocer más a fondo los diferentes tipos de adquisición electromagnética permitirá poder considerar ambas tecnologías como una herramienta de trabajo. Al complementar la interpretación de los diferentes métodos geofísicos con la exploración electromagnética de fuente controlada CSEM, es posible reducir el riesgo de la perforación y decidir o declinar futuras perforaciones.

2. Introducción

Como toda exploración geofísica, la parte de adquisición de datos requiere de una fuente de energía que perturbe el medio a través de electrodos de emisión (AB) y de obtener una respuesta que sea medible entre electrodos de recepción (MN), es decir, que se logre cerrar el ciclo de transmisión y recepción mediante los dispositivos electródicos del método que se utilice. En el caso que nos compete, que es la adquisición electromagnética de fuente controlada CSEM (por sus siglas en inglés), se presentarán las diferencias significativas de dos tecnologías, la de monitoreo del fondo marino "Sea Bed Logging" y la modalidad de remolque por Streamer. Ambas cuentan con electrodos de recepción posicionados en diferentes sitios. Los receptores de la modalidad "Sea Bed

Logging" son colocados en el fondo marino y se quedan grabando el voltaje entre sus electrodos de recepción (MN) desde su colocación hasta su recuperación a la embarcación. Los de remolque por Streamer son electrodos remolcados y colocados en un cable que pueden ser monitoreados desde la embarcación a diferentes distancias que permite incrementar la relación señal ruido.

3. Adquisición de datos electromagnéticos de fuente controlada CSEM

CSEM es un método empleado en exploración petrolera que utiliza: una fuente artificial para emitir pulsos electromagnéticos de forma continua, sensores digitales para detectar la magnitud del campo eléctrico (E_x y E_y) y campo magnético (H_x y H_y) y determinar la resistividad de las rocas del subsuelo bajo el fondo marino mediante una inversión 3D de todos datos. (Ridyard David, 2006). Esta información es empleada para identificar zonas resistentes asociadas a la presencia de hidrocarburos. En la industria petrolera existen varias empresas que han realizado trabajos marinos utilizando este método con mucho éxito y es de importancia el identificar las dos tecnologías que se aplican en la actualidad. Lo principal es utilizar embarcaciones que remolquen un dispositivo para inducir la corriente eléctrica a las capas subyacentes al fondo marino mediante un dipolo eléctrico que para el



caso de la tecnología Sea Bed Logging, se desplace paralelamente a la batimetría o contorno del fondo marino ($\pm 30m$). Esto es logrado con receptores colocados previamente a la adquisición de datos en el fondo marino. Para el caso de la técnica "Towed Streamer EM", el dipolo eléctrico es remolcando paralelo a la superficie del nivel del mar (a 10 m de profundidad), cuyos receptores (100 mbnm) son también remolcados por cables al tiempo de la adquisición, (Fig. 1).

Debido a que los receptores graban las perturbaciones telúricas, que en el caso de CSEM se considera ruido por eliminar, en los tiempos que no se usa la fuente se puede extraer datos MT que servirán para interpretar la posible cima y base de la Sal y dar la interpretación como insumo al procesado de datos.

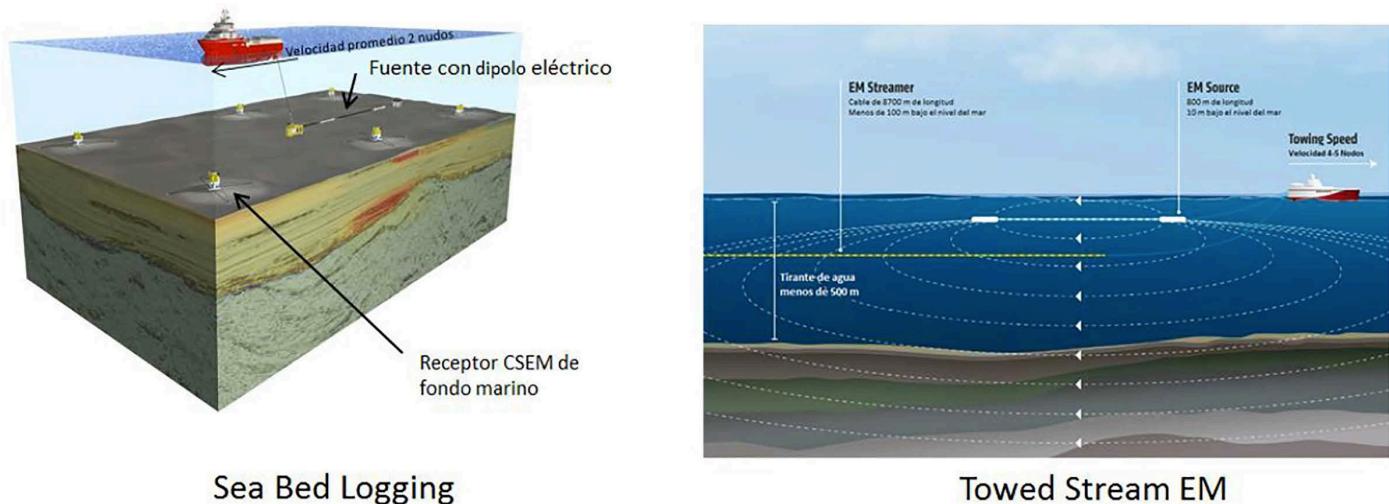


Fig. 1: Metodologías de adquisición CSEM. (EMGS (Ridyard, 2006), y documento Component Position EM Streamer Section (PGS)).

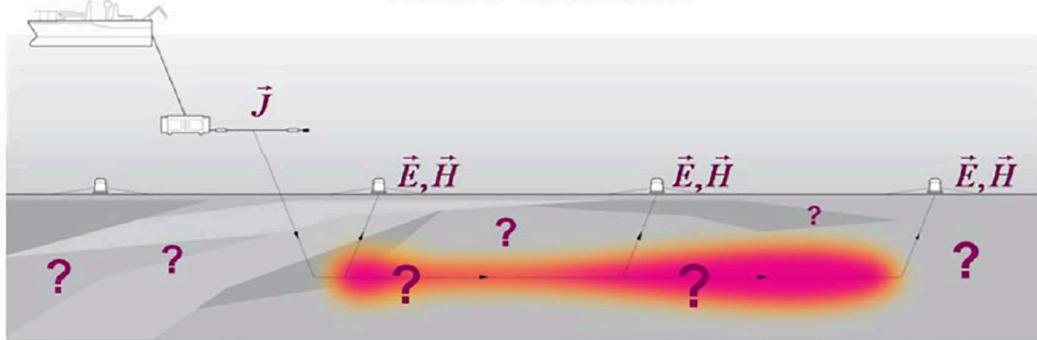
El obtener una anomalía de resistividad en un posible yacimiento de hidrocarburos con información electromagnética, es la evidencia de haber encontrado las frecuencias óptimas a las que responde el yacimiento. Es decir, el haber enfocado el estudio de factibilidad precisamente a los objetivos donde se pueden almacenar los hidrocarburos con una extensión y profundidad dentro de los primeros 3,000 m (rango promedio de detectabilidad confiable del método CSEM). La tecnología Sea Bed Logging puede utilizarse tanto en aguas profundas (500–3500 m) como en aguas someras (20-500 m), mientras que la modalidad de remolque por Streamer EM está limitada a operar solamente en aguas someras, debido a su limitante de penetrabilidad, ya que la fuente está muy cercana a la superficie del nivel del mar. Ambas tecnologías son diferentes pero regidas bajo los mismos principios físicos. El tiempo de ejecución en ambos casos es relativamente rápido, entre cuatro y seis meses para entregar resultados.

3.1 Sea Bed Logging

El método electromagnético de Fuente Controlada (CSEM) es una herramienta de detección de hidrocarburos que inició comercialmente en la década pasada (Eidesmo et al., 2002; Ellingsrud et al., 2002). Su importancia radica en el contraste de resistividades entre el background y los yacimientos de hidrocarburos que puede correlacionarse con el tipo de fluidos en las rocas del subsuelo, siendo un método complementario a los métodos de sísmica marina en la exploración de hidrocarburos. Un recuento e historial del método y su desarrollo lo detalla Constable (2010) en el artículo "10 años de CSEM marina para la exploración de hidrocarburos".

Basados en que los yacimientos tienen alta resistividad y que el agua de mar tiene valores muy bajos de resistividad, al igual que las rocas alrededor del yacimiento, la aplicación de los métodos electromagnéticos en la exploración de hidrocarburos utiliza esta tecnología registrando el contraste resistivo que se genera desde el fondo marino. La prospección electromagnética con fuente controlada CSEM requiere de receptores de alta sensibilidad colocados en el fondo marino y de un transmisor o fuente de corriente que induce al subsuelo un campo EM de baja frecuencia. Esta fuente genera una señal de 1200 Amperes que produce la mejor relación señal-ruido para penetrar un intervalo confiable de investigación de hasta 3,000 m subyacentes al fondo marino. Esto es logrado con base en los parámetros de levantamiento, tales como, separación entre receptores, longitud del dipolo de emisión y cantidad de corriente aplicada. Como resultado de estas mediciones del campo eléctrico y magnético se obtiene la resistividad del subsuelo a partir de la inversión azimutal 3D de datos electromagnéticos, generando volúmenes de datos de resistividad vertical (Rv) y horizontal (Rh) en formato SEG-Y y en profundidad para su análisis y comparación con los datos sísmicos de la zona en investigación, (Fig. 2, 3 y 4).

Datos medidos



Información de la fuente

$J(\omega)$	Señal emitida por la fuente
$\vec{x}_s, hd, pitch$	Posición y orientación
d	Longitud de la antena

Información de receptores

\vec{E}, \vec{H}	Campos eléctrico y magnético medidos
\vec{x}_r	Posición

Información adicional

$\sigma_w(\vec{x}_s)$	Profundidad de tirante de agua a lo largo de la línea de fuente
	Conductividad del agua

Fig. 2: Esquema de representación de datos medidos en el monitoreo del fondo marino “Sea Bed Logging” (SBL), (EMGS, modificando los títulos al español)

FUENTE

Concepto	Descripción
Tipo	Fuente Electromagnética de baja frecuencia
Poder	Mínimo de 1200A (de cero a pico)
Antena	Eléctrica horizontal dipolar.
Arreglo del Dipolo	250-300 metros de longitud.
Forma de Onda	Programable (cuadrada, senoidal, etc.)
Frecuencia	0.05 – 10 Hz
Sistema de Posicionamiento	Acústico.
Sistema de medición del piso marino a la fuente de energía	Registro Doppler.
Sistema de medición en tiempo Real:	
Conductividad	Sensor CTD.
Temperatura	Sensores Temperatura.
Profundidad	Sonar.
Sistema de transmisión de datos	Multiplexor.

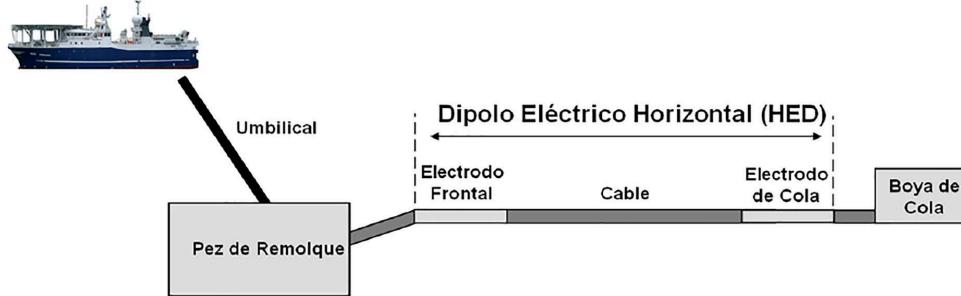


Fig. 3: Características de la fuente en el monitoreo del fondo marino “Sea Bed Logging” (SBL), (EMGS, modificando los títulos al español).

RECEPTOR

Concepto	Descripción
Tipo	Receptor electromagnético de bajo nivel de ruido.
Sensores (Eléctrico – Magnético)	Ex1, Ex2, Ey1, Ey2, Hx and Hy.
Largo del Dipolo	8 metros.
Rango de Grabación	0.01 - 50Hz
Ruido del sistema Dipolo (8 mts)	0.5. nV/(VHz*m) @ 0.1Hz a 0.25 nV/(VHz*m) @ 1Hz.
Ruido del sistema Magnético	1.1*E-2 nT/VHz @ 0.01 Hz a 1.1*E-4 nT/VHz @ 1 Hz.
Número de receptores disponibles	Mínimo 120.

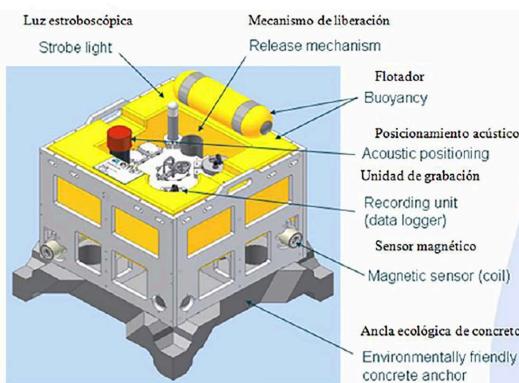


Fig. 4: Características del receptor en el monitoreo del fondo marino “Sea Bed Logging” (SBL), (EMGS, modificando los títulos al español).

Un avance en los equipos de adquisición de CSEM, es la herramienta de nueva generación de transmisores (www.emgs.com), con capacidad de emisión de corriente 6 veces mayor al momento dipolar de cualquier fuente comercial, diseñado para aumentar la profundidad de penetración e iluminación en aguas someras, ideal para profundidades de 20 a 500 m. Lo sobresaliente de este sistema es que tiene una salida de corriente de 7200 Amperes, mayor ancho de banda (0.01 a 12 Hz), aumento en la energía de las altas frecuencias, mayor confiabilidad en la calidad de los datos y una flexibilidad completa en el diseño de la forma de onda, sin tiempo de espera, (Fig. 5).

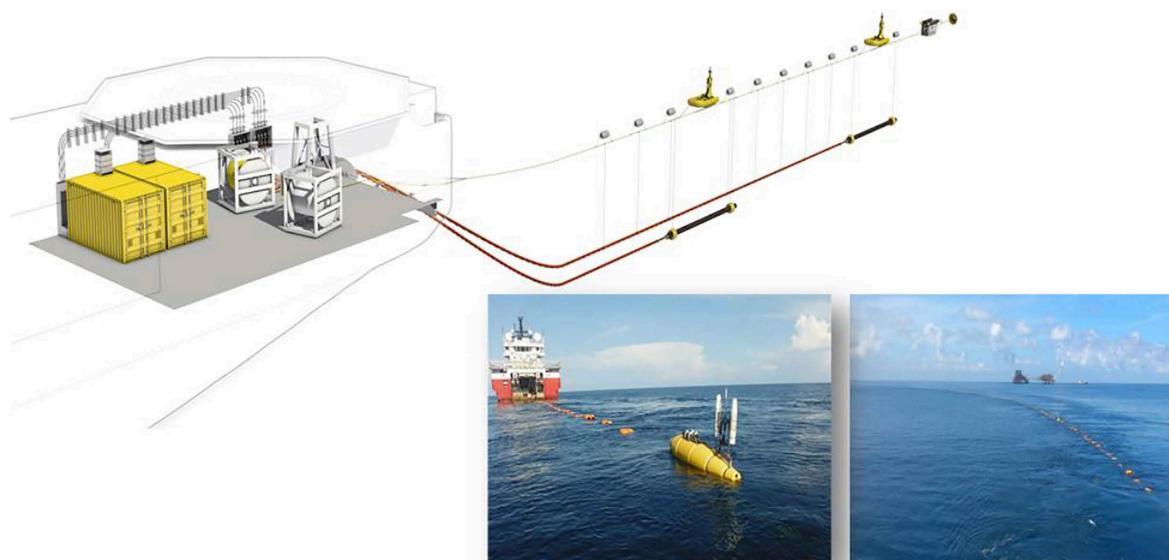


Fig. 5: Características de la fuente Shelf Xpress para aguas someras en el monitoreo del fondo marino “Sea Bed Logging” (SBL), (www.emgs.com).

Hoy en día la industria ha definido condiciones experimentales en la nueva generación de equipos CSEM para alcanzar exitosamente la imagen de yacimientos de 5 Km de profundidad (Rune Mittet and Jan Petter Morten, 2012). En aguas someras los efectos de onda de aire generan altos valores para el campo eléctrico en offsets intermedios y largos, por lo que el impacto de contribución a la escala de las amplitudes del campo eléctrico es grande. Sin embargo, el hecho de contar con el posicionamiento de electrodos más preciso permite minimizar la incertidumbre en la distancia del dipolo de transmisión.

3.2 Towed Streamer EM

El sistema de adquisición electromagnética de remolque “Towed Streamer EM”, está diseñado para operar eficientemente en profundidades de tirante de agua entre 50 y 500 m. El procedimiento de adquisición consiste en remolcar la fuente EM mediante electrodos, formando un dipolo eléctrico de 400 - 800 m de longitud a 10 m de profundidad respecto al nivel del mar, a una velocidad entre 4-5 nudos e inducir un máximo de corriente de 1500 Amperes. Al mismo tiempo consiste en remolcar un cable con receptores distribuidos a lo largo de 8700 m y a una profundidad promedio de 100 m bajo el nivel del mar. Los receptores están conectados formando un total de 72 pares de electrodos MN para obtener la diferencia de potencial entre electrodos y relacionar la medida con la respuesta a diferentes profundidades. El sistema puede obtener las resistividades de las capas del subsuelo desde el fondo marino y hasta 3000 m de profundidad.

Una modalidad que se ofrece con esta tecnología es que permite una adquisición simultánea con sísmica, GeoStreamer y Towed Streamer EM. Además, en electromagnéticos se puede dar seguimiento en tiempo real tanto la fuente EM como la medición entre los pares de recepción, así como hacer el procesado y control de calidad a bordo de la embarcación, (Fig. 6, 7 y 8).

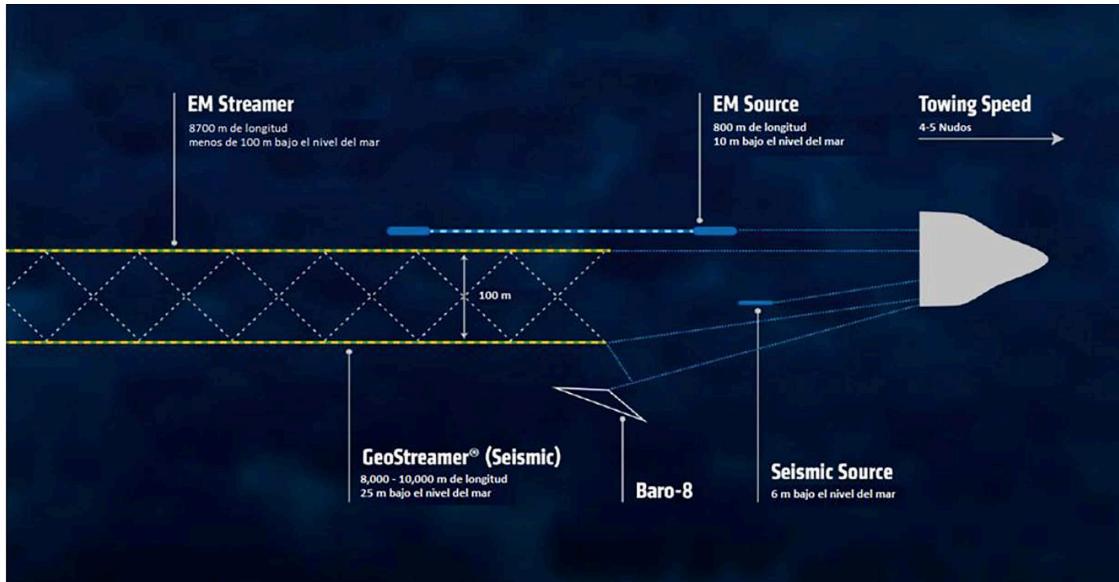


Fig. 6: Vista en planta del dispositivo de GeoStreamer (Sísmica) y Towed Streamer EM, (www.pgs.com).

FUENTE

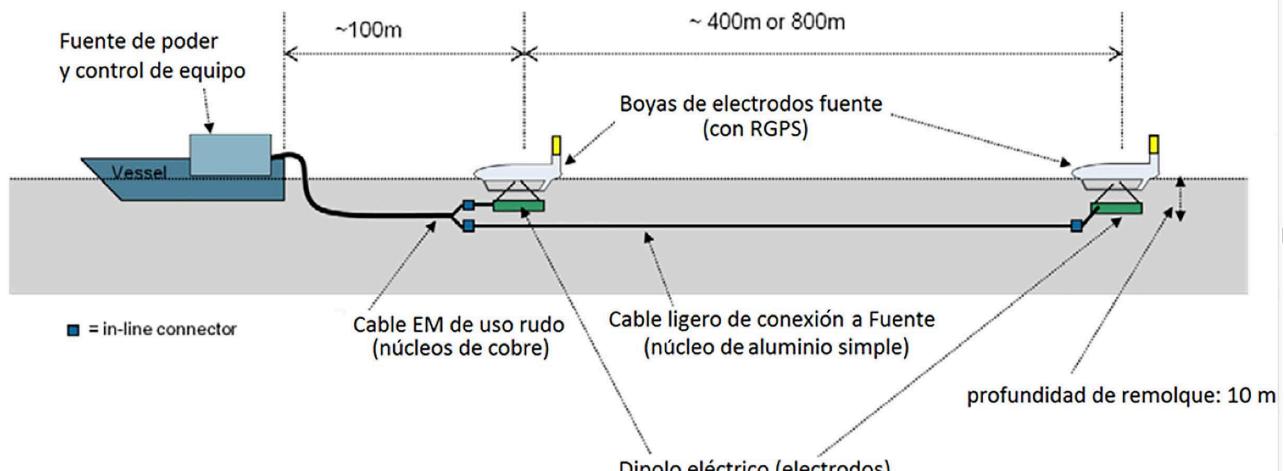


Fig. 7: Configuración de la Fuente en la modalidad de remolque Towed Streamer EM, (www.pgs.com).

Los electrodos fuente están suspendidos bajo las boyas con antenas de posicionamiento RGPS. El primer electrodo está 100 m separado de la embarcación y el segundo con una distancia variable entre 400 - 800 m según el diseño final. Se puede inducir un máximo de 1500 Amperes y el momento dipolar es de $800 \text{ m} \times 1500 \text{ A} = 1200 \text{ kAm}$. La señal de corriente enviada al subsuelo tiene un periodo de 120 seg. (Fig. 9), 100 seg de emisión de corriente con una interrupción de 20 seg de silencio o sin corriente. Esta secuencia es diseñada para contener un ancho de banda en frecuencias con mucho mayor energía en la que el dato es sensible a un intervalo específico de interés geológico. La parte de corte de corriente de 20 seg. es usada con el propósito de reducción del ruido, (Mattsson, J., Lindqvist, 2012).

El cable EM Streamer tiene una longitud de 8,700 m y está construida de 56 secciones cada una de 150 m de largo, que contienen cuatro electrodos conectados a un electrodo común de cloruro de plata. La electrónica consiste de un control y una unidad Master de sincronización en la embarcación y en el cable se distribuyen 21 módulos confinados de titanio, cada módulo contiene un control de switch matricial con cableado para conectar entre sí ocho electrodos y formar cuatro canales / pares de electrodos. Esto permite medir el potencial entre los electrodos en cada par formados a lo largo del cable Streamer. Esta diferencia de potencial medida en los pares de electrodos es convertida en señal digital de 24 bit ADC y posteriormente convertida en paquetes de datos en una unidad telemétrica antes de ser enviados sobre cable de fibra del Streamer a la embarcación, (1st Generation EM Streamer Configuration, PGS Technology).

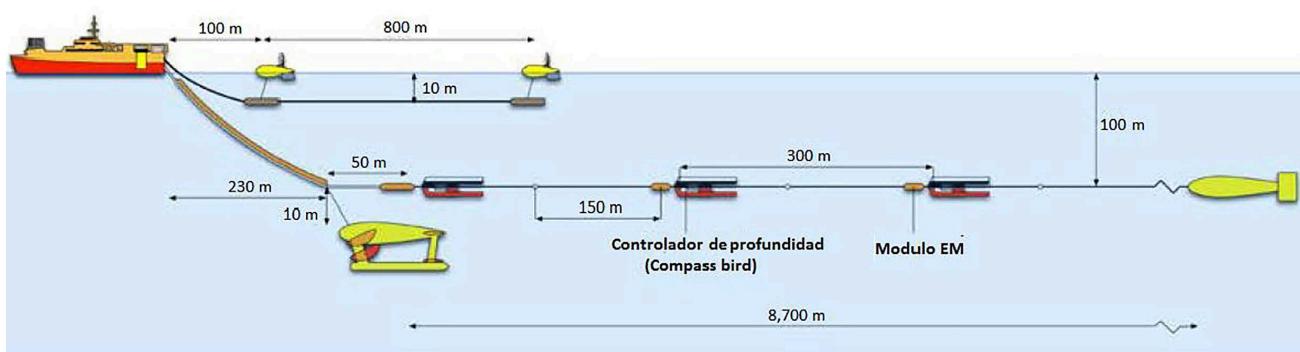


Fig. 8: Configuración de Receptores en la modalidad de remolque Towed Streamer EM, (www.pgs.com).

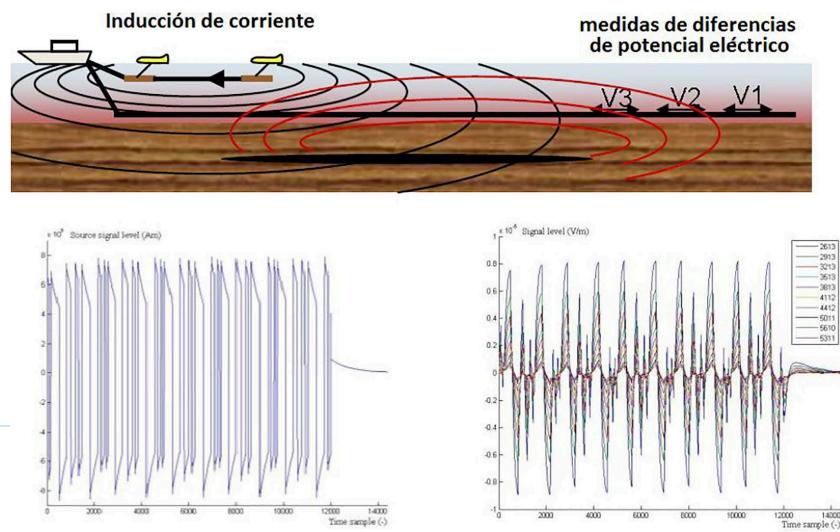


Fig. 9: Representación de la señal de emisión y medidas de los receptores en la modalidad de remolque Towed Streamer EM, (www.pgs.com).

4. Casos de aplicación

En la interpretación de resultados, el agregar los datos electromagnéticos a la sísmica permitirá jerarquizar los prospectos, reducir el riesgo y mejorar las estimaciones de saturación de hidrocarburos, ya que mientras la sísmica es la mejor para medir la litología, los métodos electromagnéticos son más sensibles al cambio de fluidos. La combinación de tres inversiones nos permitirá reducir la incertidumbre, ya que a los datos sísmicos se les puede obtener inversiones de velocidad donde se pueden detectar valores bajos (V_p/V_s) en posibles yacimientos y obtener la impedancia acústica identificando los valores bajos (AI) y al correlacionarse con la inversión electromagnética que proporciona la resistividad con valores altos en posibles yacimientos, estas tres inversiones mejorarán el éxito en las perforaciones.

La aplicación con tecnología Sea Bed Logging (SBL) la encontramos en el Mar de Barents, (Fig. 10) indicando claramente la presencia de hidrocarburos entre dos bloques de fallas.

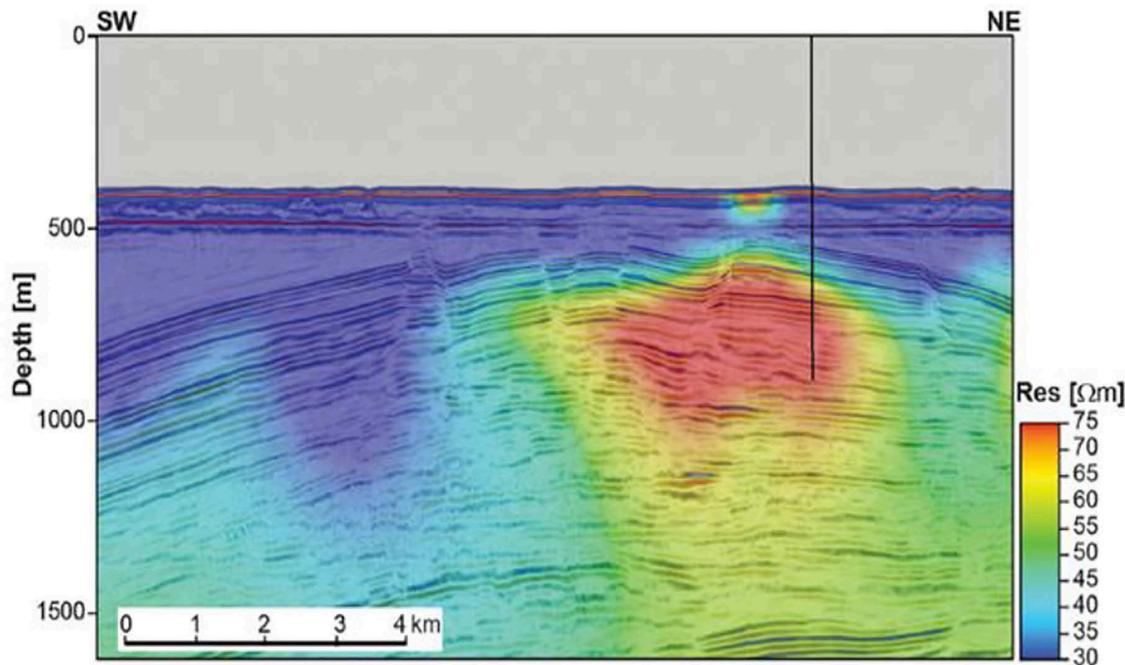


Fig. 10: Representación del campo descubierto Wisting con anomalía R_V de datos electromagnéticos 3D CSEM. (La imagen se tomó del artículo: "CSEM as tool for better exploration decisions: Case studies from Barents Sea, Norwegian Continental Shelf")

Se presenta un caso de estudio que refiere al efecto de la densidad de datos en la sensibilidad y penetración. La densidad de datos tiene un gran efecto como input en el proceso de inversión de los datos CSEM y funciona como una ventaja importante. Por otro lado, una práctica común de algunas empresas para mejorar la resolución electromagnética, es usar la sísmica como guía en la inversión CSEM. Tal es el caso del levantamiento Towed Streamer EM en las estructuras de los campos Snohvit y Albatross en el Mar de Barents donde se demuestra el efecto de reducir la densidad de los datos de 250 m, 500 m y 1000 m de espaciamiento entre detectores en una línea 2D en los resultados de inversión 2.5D, (Fig. 11).

Durante una campaña de adquisición con Streamer, PGS adquirió en 2014 una gran densidad de datos electromagnéticos remolcando la fuente a una velocidad de 4.6 nudos, 1.25 Km de espaciamiento entre líneas y un promedio diario de producción de 150 Km².

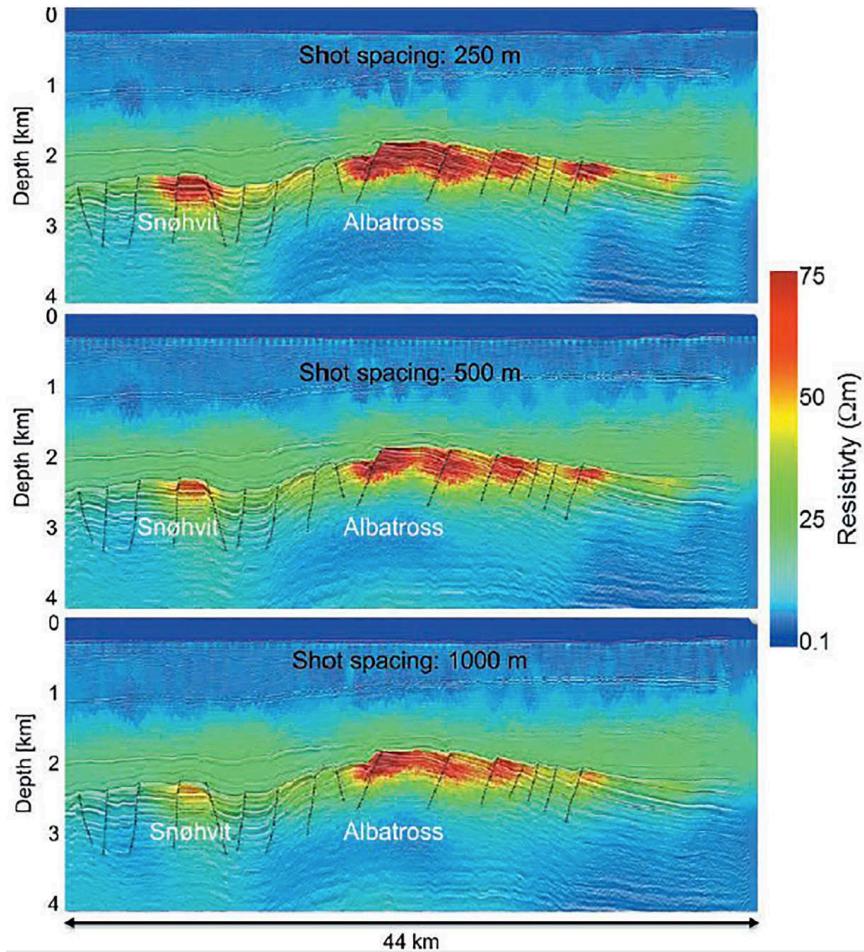


Fig. 11: Inversión CSEM 2.5D guiada con la sísmica demostrando el efecto de la densidad de 250, 500 y 1000 m en la modalidad datos electromagnéticos de remolque Towed Streamer EM en estructuras del mar de Barents. (Imagen tomada del artículo de Joshua May, Tech Talk PESA News, 2015).

Conclusiones

La aplicación de los métodos electromagnéticos de Fuente Controlada CSEM está en encontrar yacimientos de hidrocarburos y se puede explorar tanto en aguas profundas como en aguas someras. Para el caso de aguas someras se cuenta con dos tecnologías, el monitoreo del fondo marino "Sea Bed Logging" (SBL) y la modalidad de remolque "Towed Streamer EM".

Sea Bed Logging nos permite realizar una adquisición azimutal, ya que

los receptores se encuentran fijos en el fondo marino y todos contribuyen a cada posición de la fuente con un offset de 10,500 m como radio de influencia. Considerando un tiempo de seis meses para cubrir desde la sensibilidad hasta la interpretación de los datos electromagnéticos. Además de que el dipolo de corriente es remolcado a una velocidad de 2-3 nudos paralelo a la batimetría del fondo marino a una altura de ± 30 m enviando al subsuelo 1200 Amperes permitiendo la penetrabilidad de la señal hacia los estratos de posibles yacimientos de hidrocarburos.

Equipos de nueva generación como la fuente Shelf Xpress en (SBL)

fueron diseñados para enviar corriente eléctrica al subsuelo de 7200 Amperes, permitiendo una alta probabilidad de obtener información a 4500 m a partir del fondo marino.

Para el caso de la modalidad de remolque por Streamer, normalmente se adquiere de forma simultánea sísmica y CSEM. La densidad de electrodos a lo largo del cable de Streamer va a cada 25 m hasta los 7,800 m formando 72 pares de conexiones de electrodos, por lo que se tendrán inversiones CSEM 2,5D y 3D más densas. Si el diseño de adquisición contempla un mallado completo del área de estudio, entonces, se podrá hacer una inversión 3D a los datos. En este caso no se pueden obtener datos MT con la modalidad de remolque por Streamer EM. La rapidez a la que se puede levantar un área con la modalidad de remolque es una ventaja en la industria en etapas de reconocimiento exploratorio.

Nomenclaturas

CSEM	Método Electromagnético de Fuente Controlada
SLB	Monitoreo de Fondo Marino
EM	Electromagnético
AI	Impedancia Acústica
AB	Electrodos de corriente
MN	Electrodos de Potencial
RGPS	Sistema de posicionamiento referencial
MT	Magnetotelúricos
EMGS	Electromagnetic Geophysical Services
RV	Resistividad Vertical
RH	Resistividad horizontal - SEG-Y
	Formato de grabación - PGS
	Petroleum Geo Services

Agradecimientos

A Pemex Exploración y Producción por apoyar a su personal en participar en el CMP.

A EMGS por su contribución, adelantos y equipos de nueva generación en la tecnología SBL.

A PGS por permitirme utilizar su material en esta presentación.

A Tanya Badillo por su colaboración y entusiasmo al participar en este trabajo.

Referencias

Constable, S., 2010, Ten years of marine CSEM for hydrocarbon

exploration: *Geophysics*, 75, No. 5, A67- A81, doi: 10.1190/1.3483451.

Eidesmo, T., S. Ellingsrud, L. M. MacGregor, S. Constable, M.C. Sinha, S. Johansen, F.N. Kong, and H. Westerdahl, 2002, Sea Bed Logging (SBL), a new method for remote and direct identification of hydrocarbon filled layers in deepwater areas: *First Break*, 20, 144-152.

Ellingsrud, S., T. Ediesmo, M.C. Sinha, L. M. MacGregor, and S. Constable, 2002, Remote sensing of hydrocarbon layers by seabed logging (SBL): Results from a cruise offshore Angola: *The Leading Edge*, 21, 972-982, doi: 10.1190/1.1518433.

Joshua May, 2015, Towed Streamer EM Resistivity in Context, PGS EM, PESA News August-September 2015.

Mattsson, J. Lindqvist, P. Juhasz, R. Björnemo, E., 2012, Noise reduction and error analysis for a towed EM system: 82nd SEG Conference & Exhibition, Extended Abstract.

Ridyard David, june 2006 On Point p41-p44 Sea Bed Logging It is all about finding Hydrocarbons, An Interview to help its readers to understand how SLB is reducing risk and creating value for offshore operations. Rune Mittet and Jan Petter Morten, Detection and imaging sensitivity of the marine CSEM method: *Geophysics* Vol, 77, No. 6 (November-December 2012); P. E411-E425, 14 Fig., 1 Table. 10.1190/GEO2012-0016.1

Trayectoria profesional del autor y coautores:

Autor: M.I. Jesús Humberto Badillo Rivera

Ing. Geofísico egresado del Instituto Politécnico Nacional con maestría en Exploración de Hidrocarburos y Gas Natural en la Universidad Autónoma de México. Obteniendo el grado de Maestro en Ingeniería con Mención Honorífica, Actualmente trabajando en Pemex Exploración y Producción en la Gerencia de Adquisición y Procesamiento de Datos Geofísicos en el área de Métodos No Sísmicos como encargado de la residencia de los servicios de exploración electromagnética.

Coautor: M.C. Tanya Junhue Badillo Corona

Ing. Geofísico egresada de la Universidad Autónoma de Nuevo León con maestría en Geociencias en Exploración Petrolera de la Universidad de Manchester en Inglaterra. Obtuvo el grado de Maestro en Ciencias con distinción por su excelente desempeño y disertación de tesis. Actualmente se desempeña como ingeniero de proyectos de Prospección Geoelectrónica y participa activamente en el área de nuevos negocios de exploración. Apoya como voluntaria a la SEG en la traducción al español del libro de geofísica de Robert Sheriff para la SEG Wiki.



Petroleum Geomechanics in México-Drilling, Completion and Stimulation Optimization

Antonio Quilantan Pedraza (PEMEX), María Del Carmen Trejo Ortíz (Schlumberger),
Devendra Kumar (Schlumberger), Joao Paulo Castagnoli (Schlumberger),
Diego Armando Muñoz Sánchez (Schlumberger), Juan Antonio Dávila Armas
(Schlumberger), Isauro Abinadi Valdés Cruz (Schlumberger)

CMP2017_293

Artículo presentado
en el CMP / 2017

● Resumé

Past experiences in Mexican basins proves that the geomechanics modeling has always been of vital importance in drilling, completion and stimulation design to reduce the non-productive time and costs, to achieve predicted production and to book reserves. Conventional geomechanics model can serve to support overall well design, however in a complex geological settings, it brings uncertainties like overpressure prediction, salt or sub-salt drilling, sand production, anisotropic properties for hydraulic design in unconventional resources, etc., those are often witnessed in the wells drilled, completed and stimulated in México. To understand the root causes of a specific geopressures related event, the use of new geomechanical approaches and technologies as well as a more interactive communication between geomechanics and drilling operations can be crucial. This paper elaborates recent advances in data acquisition technologies and workflows enabling geomechanics solutions to complex drilling, completion and stimulation challenges through robust modeling.

Introduction

Wells drilled in México are often a challenging design task in the oil industry due to high pressure, narrow operational drilling window and possible shallow geo-hazards, which are required to be addressed at the planning stage. Furthermore, the issues are exacerbated, if planning a well in geologically complex.

One of the key concerns of the operators is cost effectiveness of operations without compromising the quality and safety. Hence, they are challenging service providers for clear benefits prior to award any projects. The operator wishes to see the

quantification of the reduction in non-productive time (NPT) or extra barrels of production that a service provider will be able to bring in order to justify and agreement on services. Recent advances in geomechanics put forward its capabilities to justify and match up with the operator's requirements, at every stage of planning and its successful execution.

Classical geomechanics services deliver a safe operating window for any well predicting the anticipated formation pressures and fracture gradient. This methodology has a pitfall since the geological model changes during drilling and needs to be updated. In addition, geological risks such as connected faults, weak planes, and fracture zones are not considered in modeling. Casing points in many cases are designed considering geological time scale which only accounts for paleontology and not geophysical logs or an updated wellbore stability (WBS). This may lead to a significant NPT and delay the well operations.

Frequent communication with the drilling and design teams in conjunction with geomechanics support, can lead to significant reduction in geomechanics related NPT. An interactive process of decision making process with geomechanics in loop is illustrated in Figure 1. Real-time geomechanics support has been proved to of high importance in significant reduction of the drilling related NPT, collaborating on the drilling optimization stage and linking geological issues with drilling solution.

Nowadays, due to the worldwide petroleum crises, project execution errors can have repercussions on the business, high potential monetary loss and bad reputation increase. The severity of these problems justifies the need for advanced solutions. Based on that, the objective of this paper is to review recent advances in petroleum geomechanics and to provide solutions to the complex drilling challenges and optimized completion strategies.

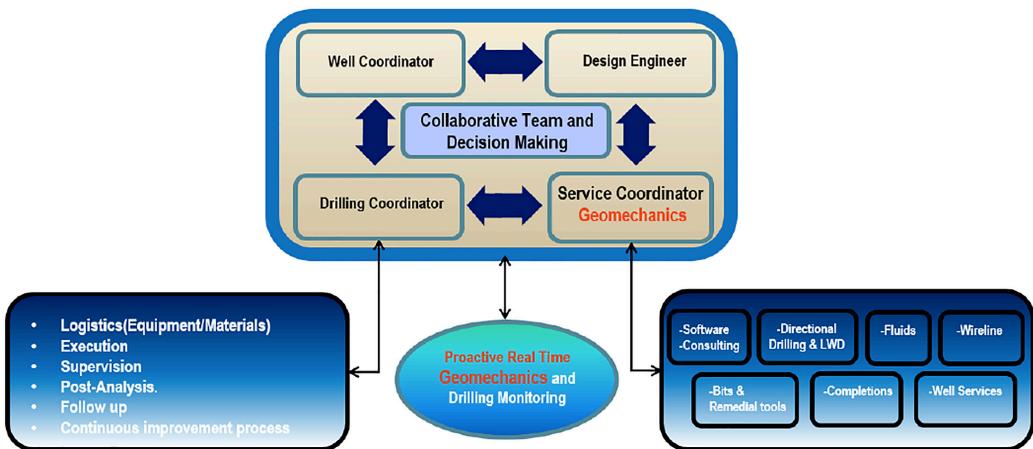


Figure 1: An interactive process of decision making process with geomechanics.

Maintaining the wellbore integrity and the survey performance in the transition zone between high pressure cap rock and depleted reservoir

In México, depleted Oil and Gas reservoir in contact of high pressure cap rock formation increase the risk of differential sticking, mud losses and WBS, and impact directly on the time of first oil recovery. A solution for such a problem is a seamless communication between geomechanics and geo-steering group helping to define wellbore stability window more precisely, selecting the optimized casing seat position to isolate formations with different pressure regime, delineating

subsurface beddings more accurate, reveal structural dips and avoid drilling problems. All these advantages in conjunction with a real time drilling support.

Figure 2 shows an example of a final mud-weight windows to the 12 1/4" stage and geo-navigation in high pressure formation. This stage was drilled with high mud weight without WBS issues or differential sticking. The appropriated depth to run casing was determined. At the next section, the mud weight was decreased from 1.49 g/cm³ to 1.10 g/cm³, and more than 500 m were navigated in the depleted reservoir without drilling issues. The well started the completion and production according the planned.

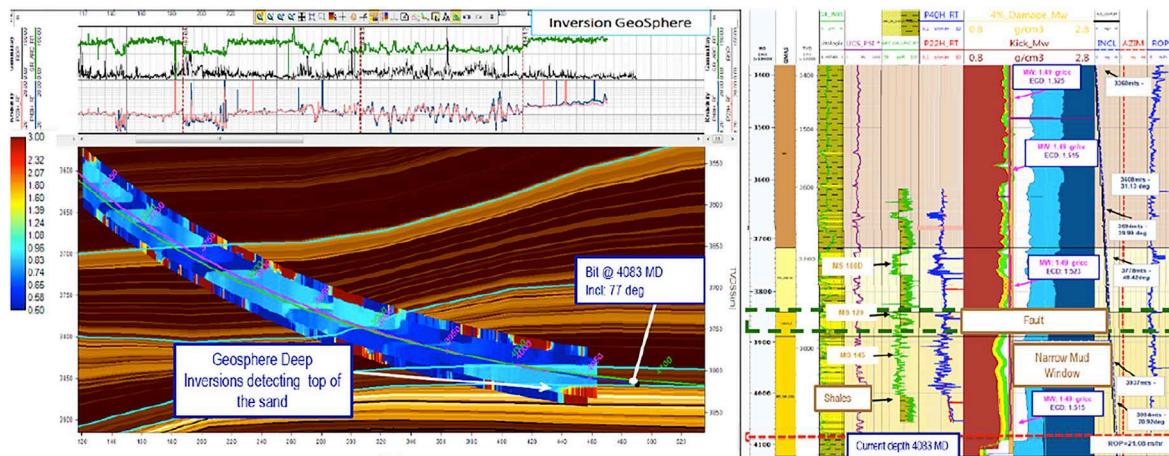


Figure 2: Mud weight windows to the 12 1/4" stage and geo-navigation in high pressure formation.

Reducing Uncertainties by Calibrating Empirical Correlations in Real Time

One key concern in real time geomechanics model is to ascertain the well follows the same tendencies as predicted in pre-drill model, in terms of wellbore stability. Hence, it is necessary to define rock elastic properties (including Poisson ratio, Young modulus, shear modulus and bulk modulus) using compressional slowness, density and shear slowness. In some specific cases, using the latest LWD (Logging While Drilling) data acquisition technology it is possible to have all the three measurements while drilling the well. Nevertheless, it is not possible due to many reasons such as cost effectiveness, lack of tools etc., and in absence, we must have to rely on empirical correlation for the estimates

on matrix density and shear slowness in order to have a geomechanics model that fit real conditions in the well. As of now, limited number of LWD tools are able to have real time measurement shear slowness.

One way to reduce uncertainty is to use shear slowness measurements from previous sections and the information acquired in real time while drilling the well. The available measurement of shear slowness can be compared with compressional slowness to verify the validity of the pre-drill correlation. Figure 3 shows the correlations between compressional slowness (DT) and shear slowness (DTS) for available data. The blue correlation is the regression estimated at the pre-drill stage, which clearly shows that data acquired in real-time have a different trend.

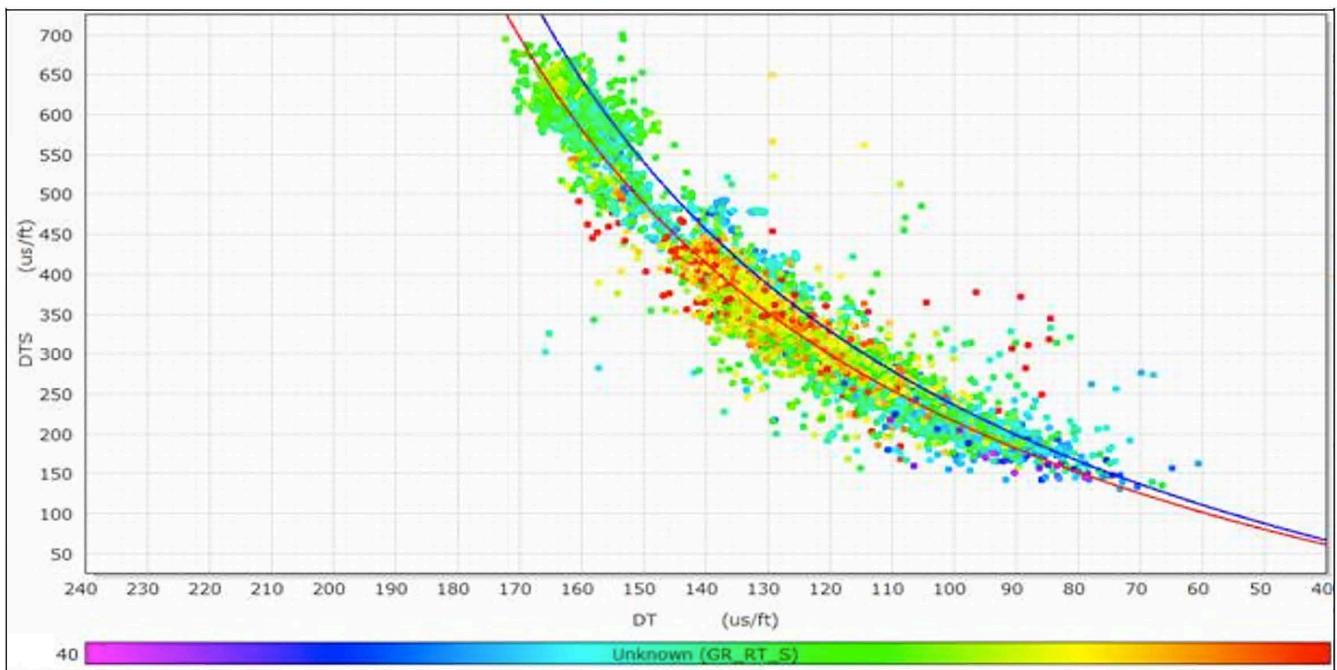


Figure 3: Correlation between compressional slowness (DT) and shear slowness (DTS) and two regressions for available data. The blue line is the regression estimated on the pre-drill analysis, which clearly shows that real data points have a different trend.

To reduce the uncertainties in the estimation of elastic properties, the compressional to shear correlation is updated in real time with available data. The updated correlation (red curve, Figure 3) is used to compute the properties while drilling. The real data acquisition illustrates that updated correlation is better representation of the behavior of the sonic measurements compared to pre-drill estimation. The updated correlation is then applied on the workflow for calculating elastic properties of the formation. The enhanced calculation has a direct impact not only on elastic properties calculation, but on other depending calculations such as rock properties, magnitudes of horizontal stresses and finally the shear failure gradient. Using modified approach, the real time geomechanics model is able to reduce the uncertainties in predicting the anticipated risks associated to wellbore instability.

Characterizing rock mechanical properties for different intervals in a single well

Despite of the importance of core data, it is often planned for only reservoir section, due to the total cost involved in the entire operation. Therefore, rock mechanical properties of the reservoir sections are well characterized. On the other hand, drilling related problems in México are often more associated with the non-reservoir sections of the wellbore, which are least characterized or assumed to follow the trend similar to reservoir section. Non reservoir lithology such shales or claystones, are anisotropic by nature i.e., the elastic and mechanical properties are dependent of the direction of the axial loading in relation of the bed angle. To characterize the mechanical properties is necessary to get a core and understand the stress – strain relation. A conventional core can sample maximum of 18 meters in a single, continuous formation and as mentioned before time consuming and costly as well. Sidewall cores can be more flexible and recover samples from an interested formation or lithology, in a faster way as compared to a conventional core. For instance, one sidewall recover a sufficient volume of rock to extract three oriented minicore for full analysis of completion quality. The dimension of the minicore is 0.625" X 1.250" and allow conduct indirect tensile strength, unconfined compressional test, Multi-Stage tri-axial testing at three confining pressure to generate a Mohr Coulomb failure envelope. An oriented minicore in a no reservoir rock like a shale can characterize the rock anisotropy and be used as input for calibration data to an advanced geomechanics anisotropic model. Variation in Young's modulus in orthogonal direction with different confining stress can be seen in Figure 4. In the most of the sample vertical direction has higher Young modulus. The results of a multi-stage tri-axial tests are shown on the right (Figure 4).

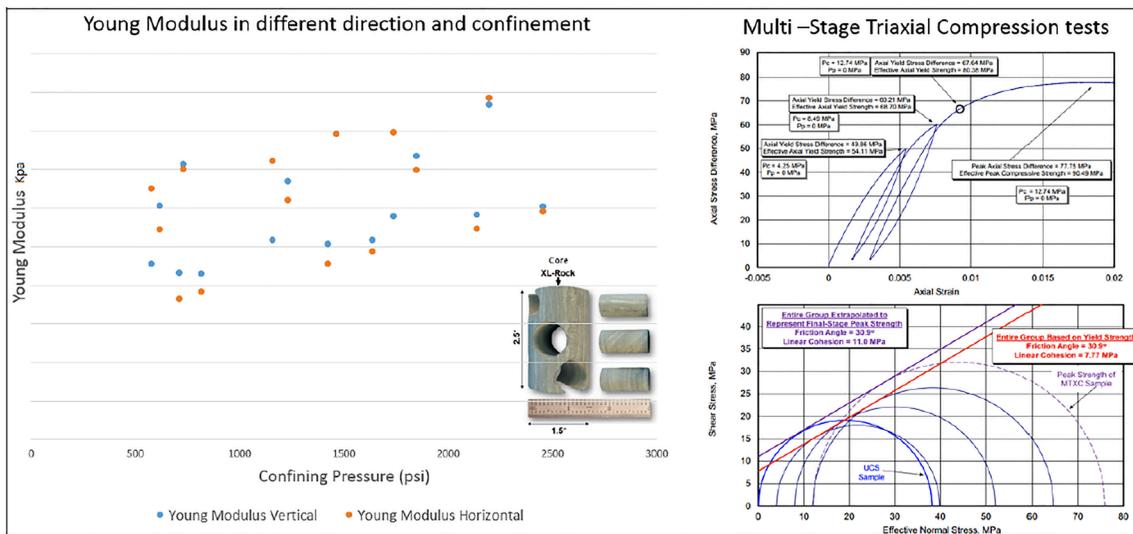


Figure 4: Young modulus anisotropic behavior in orthogonal direction and different confining stress.

Anisotropy Correction for Deviated Well Sonic Logs and Principal Stresses Characterization to Ensure Wellbore Stability

The WBS analysis requires accurate modeling of earth stresses and rock mechanical properties. These processes are primarily based on sonic logs (compressional and shear slowness), bulk density and lithological distribution. Situation becomes more complex in inclined wells ($>45^\circ$) where sonic measurements are affected and observed to be significantly faster than vertical well logs. These differences in sonic measurements are attributed to shale anisotropy (TIV), which impacts directly on calculations of pore pressure and horizontal stresses (Figure 5). In deviated wells, shale anisotropy correction is necessary to apply, prior to using the correlations derived from vertical wells to compute rock mechanical properties and pore pressure. The anisotropy correction scheme (in function of the elastic stiffness coefficients,

Cij) used P-wave, S-wave, Stoneley wave and logs at a range of borehole angles to estimate the P wave velocity in a vertical direction into a the directional well. This methodology was applied to the deep water wells deviated at approximately 80 degrees (Ramírez et. al., 2015).

Results of wellbore stability model were more realistic and were matching with the drilling events and post-drill wireline caliper data.

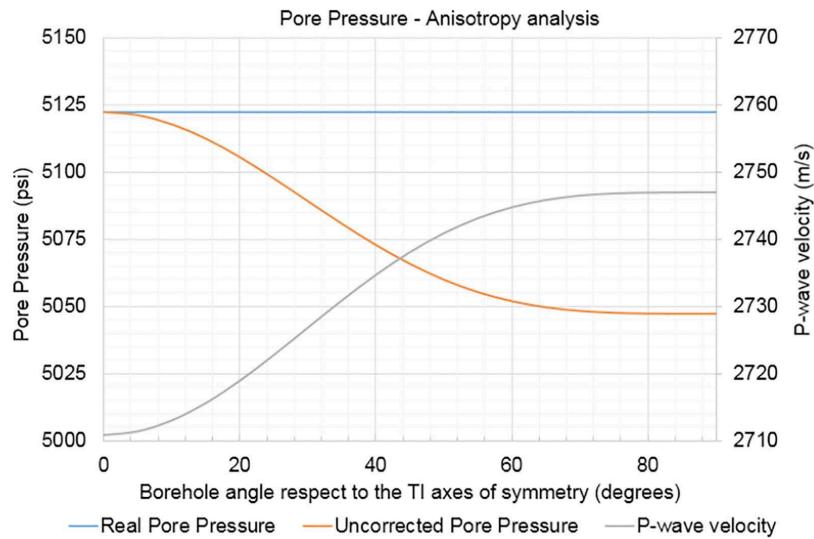


Figure 5: Shale anisotropy analysis and correction.

Apart from this, knowledge of the in-situ stresses is a key factor in resolving problems related to rock mechanics. It also plays a major role in wellbore stability analysis, design hydraulic fracturing stimulation treatments, sand production, wellbore strengthening material design, horizontal well planning, cement job, etc. The estimation of the in-situ horizontal stress using poro-elastic transform assuming that there is not a condition of total lateral restraint, implies to determine the two strain terms that can be a result of distinguish factor like tectonic loading and strains, thermal effects and creep. To calibrate the lateral strain is necessary to get some calibration points of elastics rock properties and in-situ horizontal stresses. Traditionally, that can be possible using laboratory tests (for elastics rock properties) and well data (LOT, XLOT, break-out and lost circulation) for minimum horizontal stresses. Usually, the stress anisotropy is estimated as function of the analyst experience considering as input drilling problems (stuck pipe, mud losses, cavings, torque and drag, etc) and caliper logs. Advanced dipole sonic tools allow the characterization of the in-situ stresses (maximum and minimum horizontal stresses) through the acousto-elasticity theory, without drilling problems. It is possible to determine the horizontal stresses in homogenous stress sensitive formations and improve the calibration and estimation of the horizontal stresses and the knowledge of the field stress distribution. The modular dynamic tester (MDT) can be used to perform a minifrac and measure the minimum stress (Desroches y Kurkjian, 1999). Fluid is injected into the interval between the packers until a fracture is created and propagated, and the pressure is measured during and after the injection periods. The value of the stress acting normal to the fracture surface is determined by monitoring the initiation, propagation, closure, and reopening of the induced fracture.

Geomechanics for Unconventional Resources

For unconventional resources geomechanics is applied to support the hydraulic fracturing design integrating all the available data and describing more accurately the in situ stress, the workflow for the geomechanical model and integration of the informat is shown in Figure 6.

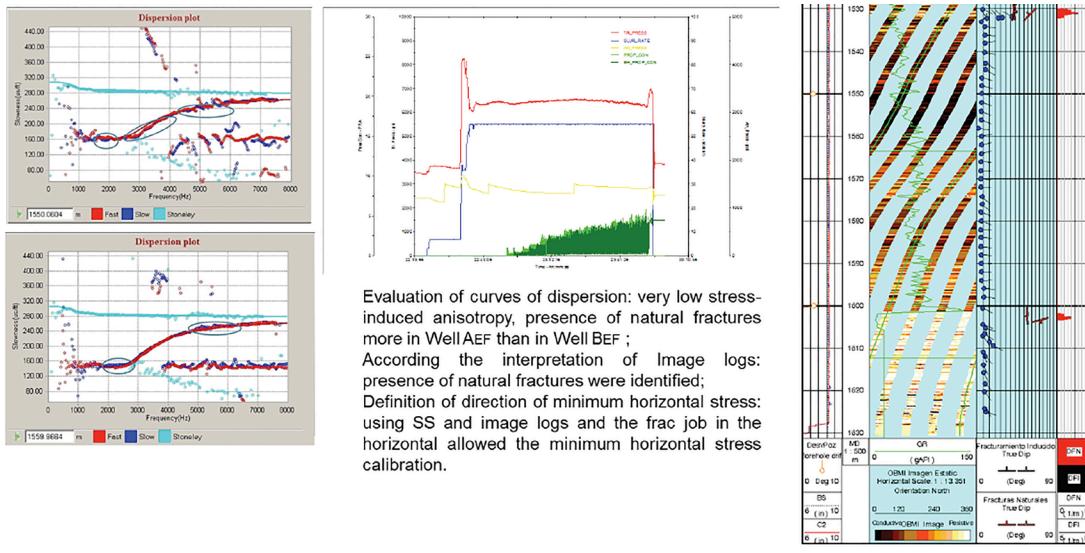


Figure 6: Integration of advance sonic logging (Sonic Scanner), image logs and dynamic formation testing tool (Ref. Parra et.al. 2013).

From advanced sonic logging tool measurements and anisotropic approximations, using dynamic core data for calibration, the five independent elastic coefficients, which characterize the transversely isotropic media, can be determined. After that, the elastic moduli (Young's modulus and Poisson's ratio) can be determined in both vertical and horizontal directions. The integration of advanced sonic logging tool measurements, image logs, sidewall cores and dynamic formation testing tools allow the identification of intrinsic anisotropy, the presence of natural fractures and the calibration of the azimuth and magnitude of the minimum in-situ horizontal stress, Figure 7. In unconventional reservoirs (oil-gas shales), anisotropic stress models yield a stress profile which better represents in-situ conditions than the profile suggested by an isotropic stress model. The resultant stress profile, which accounts for anisotropy, better characterizes stress changes that are significant for staging and perforating design in these plays (Parra et. al., 2013). In the Figure 8, the impact of the isotropic versus anisotropic stress model was analyzed in the hydraulic fracture design.

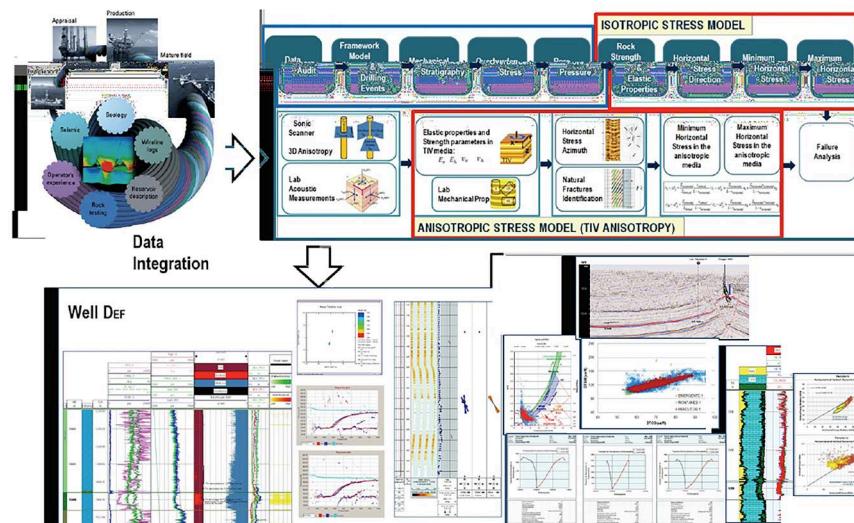


Figure 7: Integration of data and workflow for geomechanical model: conventional versus unconventional reservoir (Ref. Parra et.al. 2013).

Fracture Design

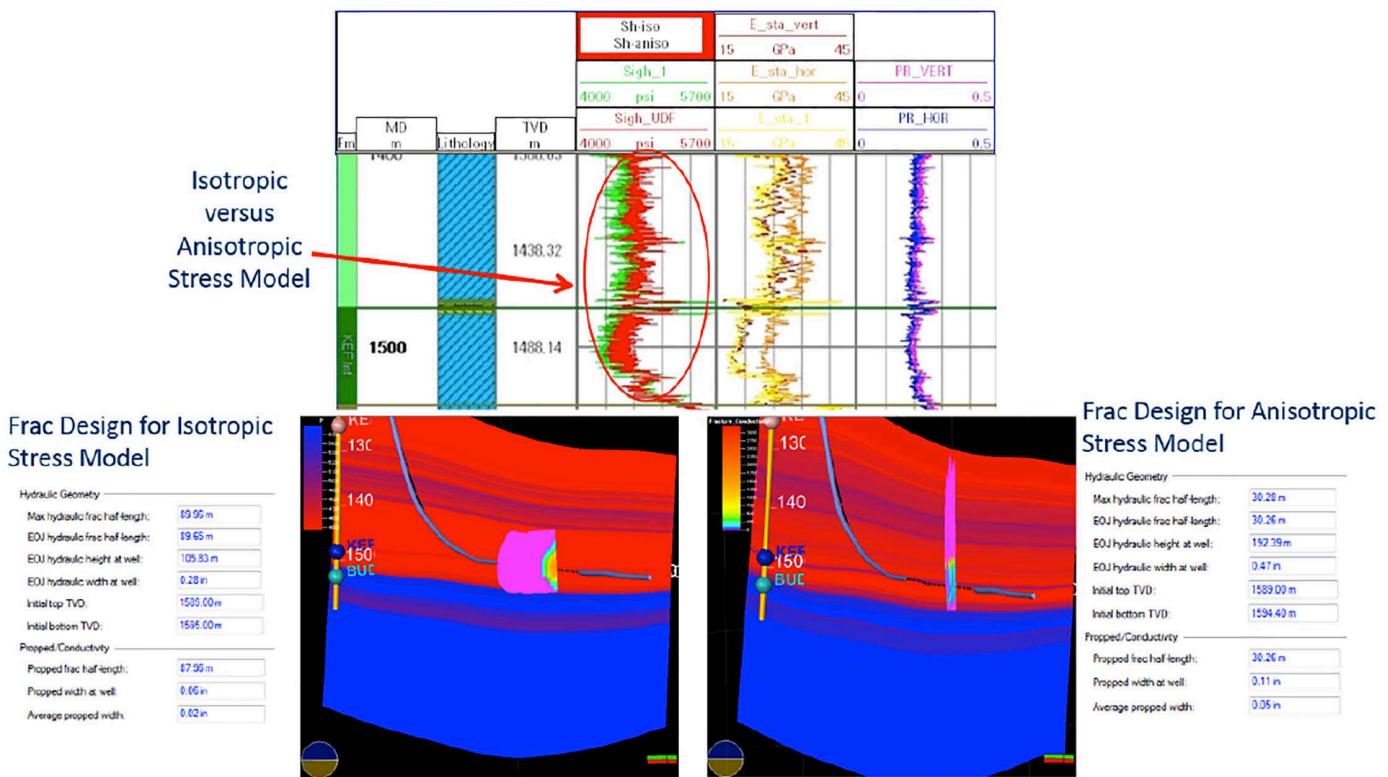


Figure 8: Isotropic and anisotropic stress model and the impact in the fracture design (Ref. Parra et.al. 2013).

Sanding Analysis

Sand production is the cause of many problems such as, plugging the perforations or production liner, wellbore instability, failure of sand control completions (Willson et al. 2002), collapse of unconsolidated formations, environmental effects. Additionally, cost of remedial and cleanup operations. Laboratory test results from the reservoir sections suggests, a significant proportion of the México's oil and gas reserves is contained in weak unconsolidated clastic reservoirs, prone to sand production. Considering the importance of the sand production prediction, considerable efforts have been made in developing methods for sand production prediction.

Sand production is a complex phenomenon which depends on various parameters such as the stress distribution around the wellbore, the mechanical and strength properties of the rock, grain size and fluids in the reservoir, and the completion type. There are many ways to avoid or minimize the sand production, by using techniques like cased-hole gravel packs, high-rate water packs, frac packing, openhole gravel packs and screens, depending on the reservoir rock. Predicting sand production behavior commences with developing a calibrated mechanical earth model (MEM) to understand the region. Sand prediction model focus on failure of reservoir rock and migration of disaggregated sand grains. The simplified workflow is been developed on the basis of data available from various reservoirs of México (Figure 9).

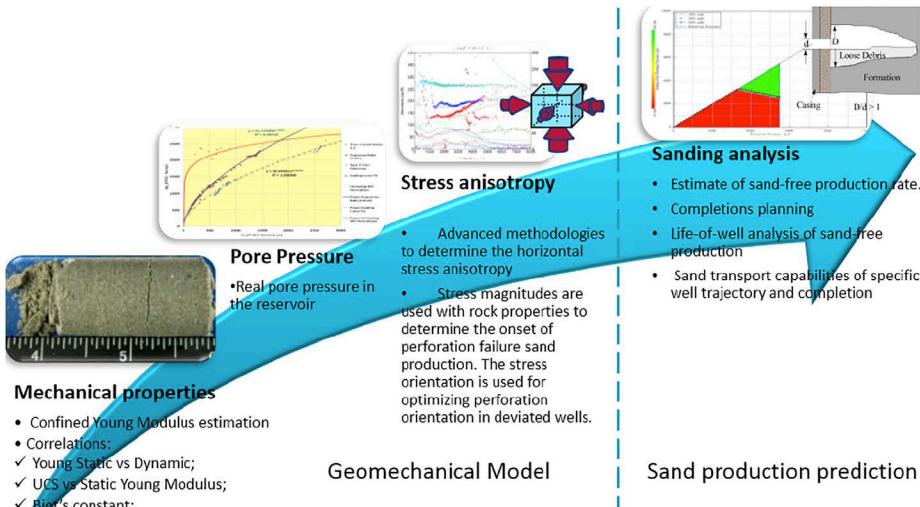


Figure 9: Workflow for sanding analysis showing various steps of MEM.

3D Geomechanics for Complex Geological Settings

Deepwater offshore basins of Mexican part of GOM comprises of various complex regions. Presence of salt bodies in the northern part makes the exploration bit more challenging. Key concerns are stresses, abnormal formation pressure, pressure compartments, which leads to significant non-productive time. A 3D geomechanical analysis based on finite element modeling can be of immense help for determining initial risk at pre-drill stage. Workflow commences with the construction of a three-dimensional (3D) geological and structural framework (including predicted faults and fractures in the region crossing wellbore trajectory) where the developed workflows are implemented. We comment on the relevance of having high quality seismic interval velocities data. Next step is the characterization of the formation pressure mechanisms and the rock properties (elastic and mechanical of the anticipated formations). Then, proceed up with a full description of the in-situ stress state through finite element (FE) modelling, finally ends with a wellbore stability model for any desired well trajectory.

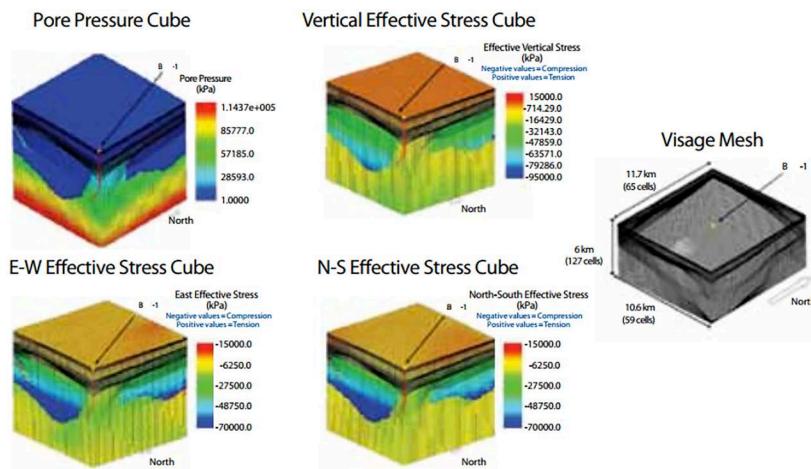


Figure 10: A three dimensional mechanical earth model near a salt dome (Ref. Vallejo et.al. 2013).

The workflow is successfully applied in ultra-deep water, a 3D geomechanical model is provided as an outcome with an established a comprehensive analysis framework which fully integrates the different scales of analysis, i.e., wellbore to field scale, enabling the construction of more consistent and coherent models (Figure 10). Advanced tools as drilling cubes, well trajectory optimization, FE near wellbore modelling, complement the analysis to provide valuable insight during the design task. This allows for decision makers to define where to place the wells, assess the accessibility to resources or viability of drilling wells at certain locations through a more complete and integrated understanding of the subsurface (Vallejo et.al. 2013).

Discussions and Conclusions

The paper discusses about the challenges due pressure compartments, characterization of rock mechanical properties, stress anisotropy, unconventional, sand production and tectonically stressed region or sub-salt drilling etc., faced while drilling either exploratory or appraisal wells in GOM, Mexican offshore. Many of these issues either can be address either at pre-drill stage or while drilling phase after acquiring the real data from the well. Another key aspect is communication between drillers and geomechanics team working on the project. Timely raised flags and recommendations can be of vital importance in decision making for optimizing operations. Pre-drill modeling is generally based on synthetic data derived either from empirical correlations available in literature or based on local experience. It is essential to verify the validity of the correlations with the data acquired from the well. In case of any deviation, it is recommended to update the correlation for look-ahead model for upcoming drilling.

Conventional cores are planned and collected in reservoir section of the well to characterize the reservoir rock, due to high cost involved in coring operations. Therefore, laboratory measurements for rock mechanical properties are only available for the reservoir section and the entire well profile for rock properties are calibrated with these results, which is often misleading. Recent advances in side wall coring allows to core the formations of interest in adequate core size required for laboratory testing and put forwards an alternate option against conventional coring. Correlation for sonic anisotropy correction is also been developed, which can further be updated with more data and can be used for inclined wells planed in deep water south of México. Most of the stress changes that occur

due to depletion of hydrocarbon reservoirs have been discussed, and implications for time-lapse monitoring have been suggested. A decrease in pore pressure due to depletion leads to an increase in the effective stress acting on the reservoir. This may cause problems such as reservoir compaction, surface subsidence, casing deformation, reactivation of faults, bedding-parallel slip, formation fracturing and opening or closure of pre-existing fractures, reduction in porosity and permeability, losses of drilling fluid, borehole instability and sanding production. Despite the numerous efforts in sand production and modeling, there are still some fundamental deficiencies which require to be addressed in Mexico. Considering the studies carried out, there is still significant room for improvement in sanding models. For the complex geological regions, where stress could be a great concern, 3D geomechanics provides a great help in resolving the issues.

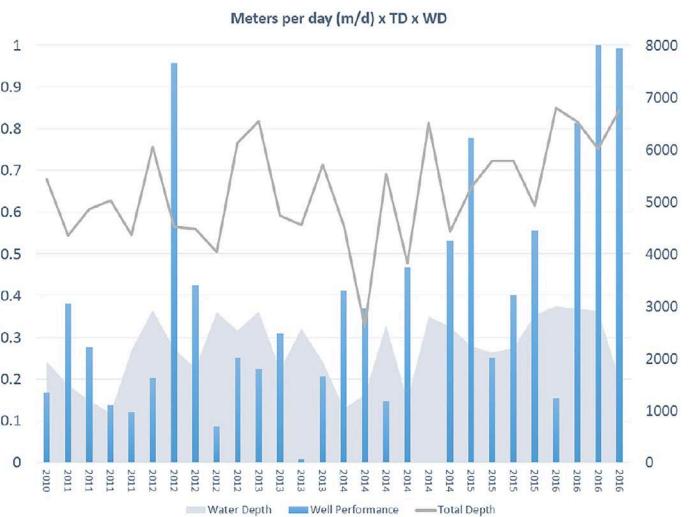


Figure 11: Standard learning curve performance for Deep Water offshore wells in México.

Geomechanics in México is relatively young in its applications to the exploration and extraction. However, it applies to nearly all the aspects of the petroleum industry. Over the last decade, geomechanics has played a vital role in drilling, completions and stimulation operations. Figure 11 shows the standard learning curve performance for Deep Water offshore wells in México. In the last four years the performance has improved significantly, however it is possible to see that the bars (meters/day) are not yet flat representing the possibility of improvements and maintenance of performances. At the wellbore scale, geomechanics helps us in understanding, characterizing borehole stability, predicting

stability of perforations tunnels, designing and monitoring hydraulic fracturing stimulations in conventional and unconventional resources. At reservoir scale, behavior of in situ stress can be modeled to understand and improve reservoir performance.

Acknowledgements

Authors are indebted to Pemex and Schlumberger management to granting permission to present this work. Authors are also thankful to the anonymous reviewers of this manuscripts to improve the quality and contents.

References

1. Desroches, J., & Kurkjian, A. L. 1999. Applications of Wireline Stress Measurements. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/58086-PA.
2. Ramírez, O., Gerardo J. Malpica, Devendra Kumar, Joao Paulo Castagnoli, Diego Muñoz and Camilo Angarita. 2015. "Corrección por Anisotropía en Registro Sónico para Pozos Direccionales con el Objetivo de Evaluar Estabilidad en Pozos de Aguas Profundas: Un Caso Exitoso en Golfo de México", Congreso Mexicano del Petróleo, Guadalajara, México.
3. Parra, N. Rubio, C. Ramírez, B.D. Guerra, V.A. Exler, I.R. Campos, M. Trejo, J. Olguín, C.H. Vargas, R. Valbuena, D.F. Soler, M.I. Weimann, V. Lujan, P. Bonningue, Schlumberger; P.G. Reyes, R. Martínez, R. Muñoz, E. Rodríguez, M. García, PEMEX. 2013. "Unconventional Reservoir Development in México: Lessons Learned From the First Exploratory Wells" SPE 164545-MS.
4. Vallejo, V.G., Torres, M.E. and González, L. 2013. "Industry Article: Integrated Approach Delivers GOM Subsalt Well for PEMEX", Drilling Contractor Magazine.
5. Willson, S. M., Z. A. Moschovidis, J. R. Cameron, and I. D. Palmer. 2002. "New model for predicting the rate of sand production," in SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, pp. 152–160, Irving, Tex, USA.

Career Path Author and Coauthors

Antonio Quilantan Pedraza (PEMEX) is the Geomechanics leader for exploration wells in México. He hold a bachelor degree as Geologist engineer from Universidad Autónoma de San Luis Potosí. He has been working as Geomechanics engineer in deep water and ultra-deep water, continental platform, salt and shale gas projects as well.

MSc. María Del Carmen Trejo Ortíz (Schlumberger) is a senior Geomechanics engineer working in Schlumberger as leader of the Geomechanics team in México, her expertise includes drilling operations and 1D geomechanical studies for wellbore stability and for hydraulic fracturing design in unconventional resources. She has worked in different basins in México. She has over 10 years of industry experience as drilling engineer and geomechanics engineer.

Dr. Devendra Kumar is a senior Geomechanics specialist working with Schlumberger for deep-water exploratory projects in Gulf of México (GoM), Mexican Offshore. His technical expertise include 1D to 3D geomechanical studies for wellbore stability, sanding, and real-time geomechanics for pore pressure modeling studies. He has working in various basins like East & West Coast of India, Offshore Indonesia, Mediterranean Sea, Offshore Oman, Gulf of México, Barents Sea etc. He has over 10 years of industry experience in deep-water explorations.

Msc. Joao Paulo Castagnoli is a senior Geomechanics specialist working with Schlumberger. His technical experience include various integrated geomechanical studies and well design involving - wellbore stability analysis, pore pressure, caprock and fault seal integrity analysis, sanding analysis, in-situ stress characterization and real time drilling geomechanics. He has worked in México, Brazil and Pakistan basins. He has 10 years of experience in the oilfield industry.

Diego Muñoz Sánchez is a Geomechanics specialist currently working with Schlumberger. He has been working for deep water exploratory projects in Gulf of México for Pemex since 2010. He has worked with geomechanics models including pre-drill, real time and post job analysis mainly focused on improving drilling efficiency. He has worked with other basins in México both including onshore and offshore wells, clastic and carbonate environments. He has 9 years of experience in the oilfield industry.

Juan Antonio Dávila is a Geomechanics Specialist working with Schlumberger for 10 years in different projects in South and Marine Region México, with technical expertise in Geomechanical studies for 1D-3D Wellbore Stability and real Time Geomechanics for drilling Operations

Isauro Abinadi Valdés Cruz is a Geomechanics specialist working with Schlumberger for shallow water development and exploratory projects in Gulf of México (GoM), Mexican Offshore. His technical expertise include 1D to 3D geomechanical studies for Wellbore Stability, and real-time geomechanics for pore pressure and stability modeling studies. He has over 5 years of industry experience in México.





Congreso Mexicano del Petróleo

Leon, June 19th-22th, 2019



Mexican Petroleum Conference 2019

The Mexican Association of Exploration Geophysicists (AMGE) is pleased to invite you all to The Mexican Petroleum Conference and Exhibition Leon 2019, organized and operated as a joint venture of the five professional associations which conglomerates most of the technical specialities of the O&G Mexican Industry namely: Association of Petroleum Engineers of México (AIPM), Society of Petroleum Engineers, (SPE Mexico Section), Petroleum Engineers Mexican College (CIPM), Mexican Association of Petroleum Geologists (AMGP) and also AMGE as this year organization leader.

Mexican Petroleum Conference (CMP) year by year brings together more than 8,000 attendees including: Industry leaders, renowned National and International Technical Specialists, Experienced and Young professionals as well as college and master degree students coming from up to 30 different countries. Presently, considered the biggest and most important event O&G Conference in Latin America, it is the ideal forum to display the most remarkable achievements and technical advances, specially in E&P but covering and strengthening transforming and transporting as years has passed.

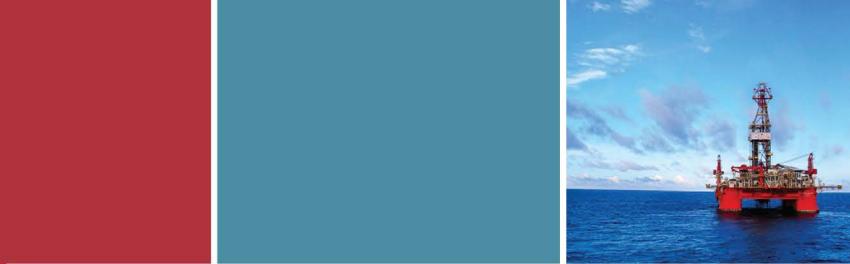
This year, the technical program for this 14th edition includes pre-conference short courses and workshops, 150 oral presentations and 90 e-poster sessions, besides some Luncheon Conferences, Technical Forums, remarkable master and distinguished lectures.



Exhibition

18,000sqm of industrial exhibition will gather together a well selected sample of the most important O&G National and International products and services Companies and operators. With an expected presence of about 190 different brands and firms the CMP Exhibition will be the perfect sized complement of the technical program, occupying some number around 1,000 booths.

All this ingredients will make Leon CMP 2019 the perfect spot to look for technical and business opportunities which might be there at your fingertips!



Who are expected to be there?

- O&G Operators
- O&G Industry leaders
- O&G Decision makers
- Engineers
- Head Hunters
- Products and Equipment Suppliers
- Service Companies
- Business developers
- Specialized media



General Program

- ➔ Magistral Conferences
- ➔ Panel Discussions
- ➔ 150 Technical Sessions
- ➔ 90 e-poster sessions
- ➔ Luncheon Conferences

Leon, Guanajuato

México is ranked as the second largest economy in Latin America and the fourteenth largest in the world. This, combined with its abundance of natural attractions, cultural offerings, specialized infrastructure and its range of first class leisure activities, has resulted in the rapid growth of the Meetings Industry (Meetings, Incentives, Congresses and Exhibitions).

Leon, the capital of the state of Guanajuato, is the ideal destination to enjoy springs, hot springs and buy the most high quality shoes in México.

Poliforum Leon offers all kind of facilities and confort of a first level Convention Center to ensure every event success. It accounts with 45,000sqm of building, including 23,000sqm of exhibition floor clear of columns in just one single level, which results ideal to display all kind of exhibitions.



Boletín Técnico
AMGE

S e g u n d a G e n e r a c i ó n

**Para someter manuscritos en el Boletín Técnico AMGE
–Segunda Generación, así como conocer las normas editoriales
y guía de publicación, favor de comunicarse con alguno
de los siguientes editores:**

 **Raúl del Valle García**
Email: rvalleg@imp.mx

 **Efraín Méndez Hernández**
Email: emendez2310@gmail.com



Asociación Mexicana de Geofísicos
de Exploración, A.C.



