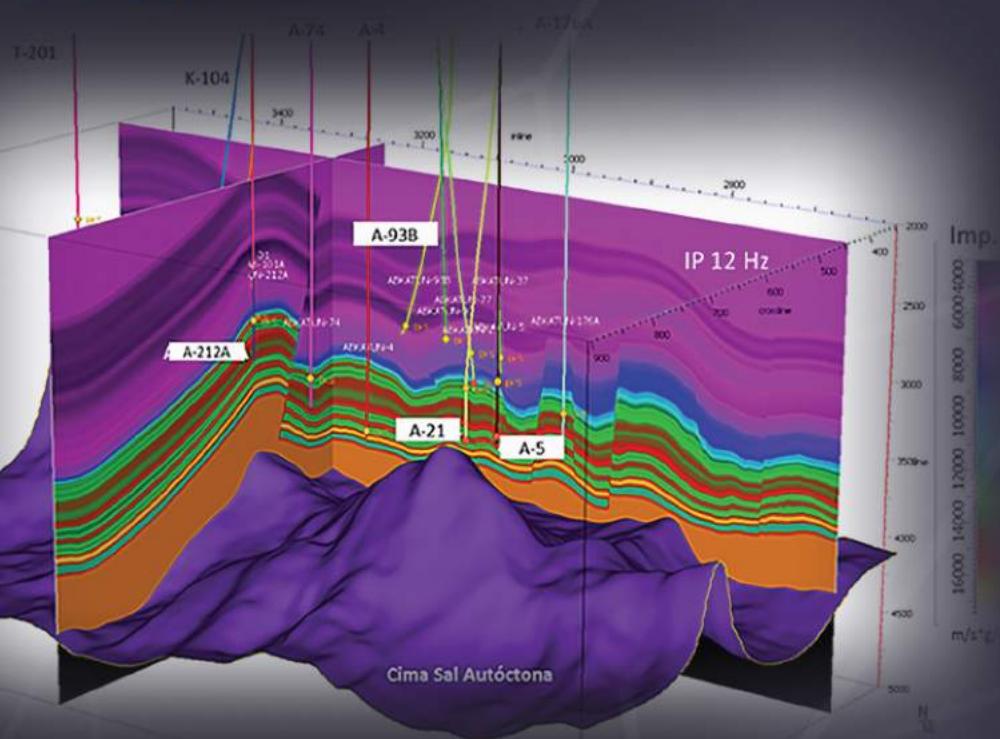


## Caracterización DE YACIMIENTOS

■ Estudio Multidisciplinario para Planes de Desarrollo y Producción en la Cuenca Salina del Istmo.

■ Caracterización de Zonas Dolomitizadas Mediante Inversión Sísmica Simultanea en Rocas Carbonatadas del Mesozoico.



- ▶ Aplicación de Metodologías No Convencionales para la Caracterización Petrofísica de Yacimientos de Terciario.
- ▶ Nueva Metodología de Caracterización de Yacimientos Usando Interpretación Petro-Elástica.





## 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

**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

#### Presidentes Delegacionales:

- Rubén Darío Martínez Macías, Delegación Houston
- Amador Guerra Reyna, Delegación Reynosa
- José Cámaras Alfaro, Delegación Tampico
- Carlos Rosas Lara, Delegación Poza Rica
- Gabriel González Covarrubias, Delegación Veracruz
- Francisco Rubén Rocha de la Vega, Delegación CDMX
- Guadalupe Torres Acuña, Delegación Villahermosa
- José Alberto Santana Fernández, Delegación Cd. Del Carmen

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

El Boletín Técnico de la AMGE, Segunda Generación, es publicado 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. Publicado trimestralmente por la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C., Volumen 3, Número 2, Abril-Junio 2020.

#### SOBRE ARTÍCULOS

Los artículos del Boletín Técnico AMGE, en su Segunda Generación, son presentados a nuestros socios bajo el respaldo de textos técnicos recibidos y arbitrados por el Comité Editorial o bien que han sido difundidos en el Congreso Mexicano del Petróleo, de manera anual, manteniendo un formato establecido, las autorizaciones respectivas, y el arbitrio de un comité de expertos en la materia.

Esta edición reproduce las imágenes de origen y el contenido de los autores, con la corrección de estilo correspondiente a fin de efectuar mejoras de calidad editorial para nuestros lectores.

#### COLABORADORES

- **Director:** Carlos Pozos
- **Editores:** Francisco Abad Rebeca Sánchez
- **Diseño:** Pepe Tepezano  
solucioncuatro.4@gmail.com



---

# Editorial

**B**ienvenidos distinguidos socios a la lectura del segundo volumen trimestral de nuestro Boletín (Vol. 3 No. 2, 2020). El área temática, en esta ocasión, concierne a la **Caracterización de Yacimientos**.

En el primer artículo, por parte de **Díaz F. et al.**, los autores presentan un extenso trabajo multidisciplinario de caracterización de yacimientos en un área adyacente a un campo en la Cuenca Salina del Istmo. El propósito principal fue definir una estrategia efectiva de desarrollo e incorporar oportunidades de nuevos recursos. En su propuesta, se destaca la eficiente construcción del modelo estático y del modelo dinámico de yacimientos productores del Mioceno Superior. Se explica el marco geológico, así como el modelo sedimentario conceptual que justifica plenamente la necesidad de generar un modelo estático más confiable, permitiendo, a su vez, un modelo dinámico con elementos complementarios para la toma de decisiones en el desarrollo del campo. Su metodología utiliza la información e interpretación de pozo, inversión sísmica a porosidad efectiva, construcción de plantillas de física de rocas para restringir las predicciones probabilísticas de facies y de propiedades petrofísicas (volumen de arcilla, saturación y permeabilidad). Esto con el objetivo ulterior de sustentar al modelo dinámico y potenciar los diferentes escenarios plausibles de simulación.

El segundo trabajo, realizado por **Guédez R. et al.**, es un estudio representativo de inversión simultánea para precisar las zonas con mayor calidad de roca almacén en un yacimiento carbonatado del Cretácico. Destaca en su metodología la inversión elástica de datos sísmicos antes de apilar, soportada por registros petrofísicos, así como por registros elásticos. Esto con la finalidad de analizar a escala de pozo la relación y sensibilidad existentes de los parámetros elásticos con respecto a propiedades petrofísicas y facies definidas, en particular entre calizas y dolomías. La inversión a impedancias se llevó a cabo por medio de un esquema basado en un modelo para incorporar las componentes de baja frecuencia. Lo anterior se logró favorablemente a partir de la construcción esmerada de un modelo detallado estructural 3D. A partir de calcular diferentes atributos elásticos a escala de pozo, se realizó el análisis de gráficas cruzadas para identificar cuáles eran los que mejor discriminaban las propiedades petrofísicas para cada facie asociada, definiendo los rangos elásticos particulares a cada facie en el volumen sísmico, dando la capacidad de zonificar exitosamente las áreas de mejor calidad de roca almacén.

El tercer artículo en esta edición es un trabajo de caracterización petrofísica por **Morán y otros**, que describen una interesante metodología, iniciando su flujo de trabajo con la edición y análisis de los datos. Distintos registros de pozo fueron normalizados para realizar adecuadamente la comparación y análisis de datos de cada pozo con el mínimo de sesgo. Se realizó el proceso de componentes principales para identificar los distintos patrones y diferenciar las variables con mayor correlación, que sustentaran debidamente la generación de registros sintéticos con menor incertidumbre. Se utilizó la técnica de redes neuronales para determinar las curvas faltantes en los pozos de estudio. Posteriormente, se generaron mapas de propiedades petrofísicas por medio de la técnica de "kriging". El estudio incluyó análisis de núcleos para la integración en la evaluación petrofísica, facilitando identificar los tipos de roca, las unidades de flujo y el modelo de saturación pertinentes. Finalmente, en un esquema no convencional, se determinaron las electrofacies supervisadas con datos de núcleo y no supervisadas con datos de registro, con la finalidad de identificar los tipos de roca. El escrito reporta a detalle los resultados obtenidos en un campo del Terciario.

---

El último trabajo por **Arévalo y Dvorkin** (en su momento, del Departamento de Física de Rocas de la Universidad de Stanford), describe una metodología de caracterización de yacimientos a partir de la interpretación petro-elástica. Su metodología plantea que la relación entre las propiedades petrofísicas y las propiedades elásticas es inequívoca, dado un modelo de física de rocas calibrado con la geología. Para garantizar que la relación sea única entre las propiedades petro-elásticas, se necesita verificar que no suceda el problema de auto-similitud, donde las impedancias de onda P y S son funciones dependientes. Es decir, forman la misma combinación lineal con respecto a las variables de porosidad y contenido de arcilla. Para que las impedancias sean funciones independientes, se calculó el tipo de fluido a partir de la relación de Poisson, donde se asume que el yacimiento saturado de aceite tiene valores menores a 0.23. Es necesario además comprobar la preservación de la transformación bajo diferentes escalas de medición. En su metodología, se realiza el diagnóstico de física de rocas, para proponer el modelo teórico que mejor explique cuantitativamente los registros de pozo, en términos de sus propiedades elásticas y petrofísicas. Para el modelo de bajas frecuencias, que se utiliza en la inversión, se suavizan las curvas de contenido de arcilla y porosidad de los registros teóricos calibrados. A partir de esto, se generan curvas sintéticas para realizar sismogramas sintéticos y para la extracción de ondículas. Se ilustra un ejemplo exitoso en datos de un campo de aceite al NW de Australia.

Apreciados lectores, esperamos disfruten el contenido seleccionado para esta edición bajo el tema de la **Caracterización de Yacimientos**.

Con este Boletín, finaliza nuestra labor editorial bajo la administración del Dr. Jorge Barrios Rivera, Presidente de la Directiva Nacional AMGE 2018-2020.

Este Comité Editorial, desea expresar su reconocimiento al Dr. Barrios por la fructífera labor gremial desarrollada durante esta gestión, así como hacer patente nuestro agradecimiento por la confianza depositada para la creación y consecución del Boletín AMGE, 2<sup>a</sup> Generación, después de 10 años de no editarse este valioso vehículo de información técnica para nuestros socios y lectores. Durante este periodo 2018-2020, se editaron, diseñaron y publicaron electrónicamente, 10 Boletines Técnicos. Gracias nuevamente por la confianza. Bienvenida la gestión del M.I. Gerardo Clemente Martínez, Presidente Electo AMGE 2020-2022.



COMITÉ EDITORIAL 2018-2020.

**Raúl del Valle García, Efraín Méndez Hernández**

---

Carlos Pozos, Rebeca Sánchez, Francisco Abad, José Tepezano.



PETROLEOS ME

SERVICIO SCHLUMBE

XICANOS

BERGER

# Contenido

## Tema: Caracterización de Yacimientos

### Estudio Multidisciplinario para Planes de Desarrollo y Producción en la Cuenca Salina del Istmo.

Félix Díaz (ION Geophysical), Enzo Aconcha (RyderScottCompany), Raquel Santiago (PEMEX), Stefano Volterrani (ION Geophysical), Guale Ramírez (RyderScottCompany)

8

### Caracterización de Zonas Dolomitizadas Mediante Inversión Sísmica Simultanea en Rocas Carbonatadas del Mesozoico.

Rómulo Guédiz Chacón (Emerson), Raúl Felipe Hernández Vela (PEMEX), José Roberto Torres Posadas (Emerson), Liliana Marisol López Arredondo (Emerson)

20

### Aplicación de Metodologías No Convencionales para la Caracterización Petrofísica de Yacimientos de Terciario.

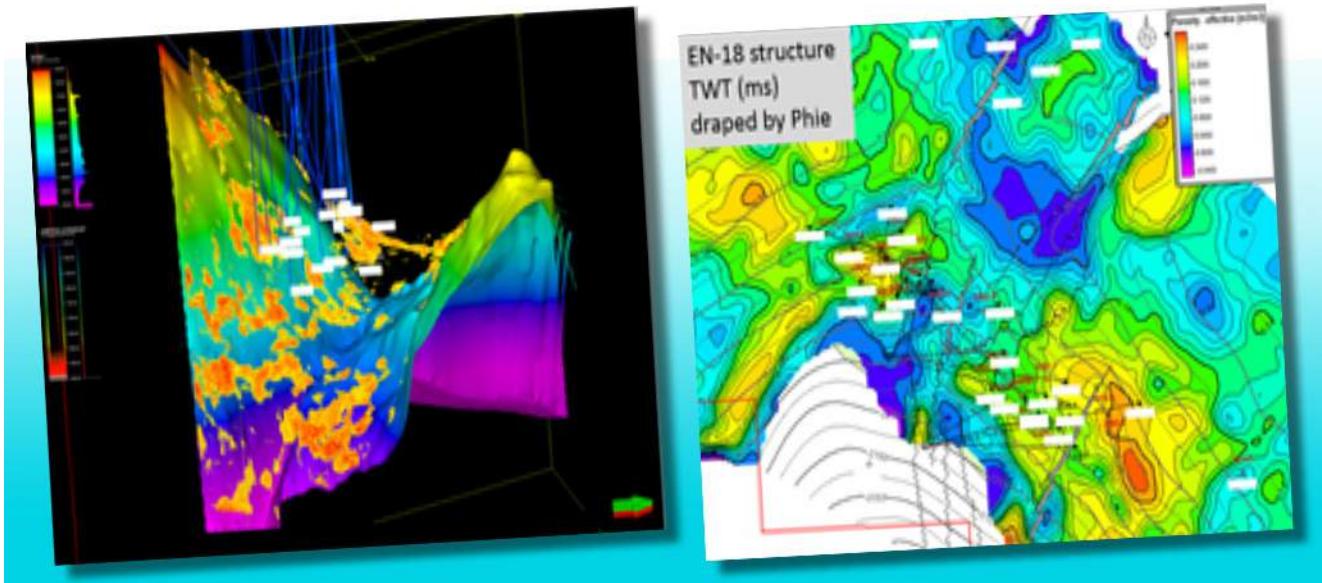
Enrique Morán Montiel (PEMEX), Guillermo Gutiérrez Murillo (PEMEX), Marco Antonio Orduña Reyes (Consultor)

32

### Nueva Metodología de Caracterización de Yacimientos Usando Interpretación Petro-Elástica.

Humberto Samuel Arévalo López (PEMEX Exploración y Producción), Jack Petrovich Dvorkin (King Fahd University of Petroleum & Minerals)

44



# Estudio Multidisciplinario para Planes de Desarrollo y Producción en la Cuenca Salina del Istmo

Félix Díaz (ION Geophysical), Enzo Aconcha (RyderScottCompany), Raquel Santiago (Pemex), Stefano Volterrani (ION Geophysical), Guale Ramírez (Ryder Scott Company)

CMP2019\_374  
Artículo presentado  
en el CMP / 2019

## ● Resumen

Con los objetivos de elaborar una estrategia óptima de desarrollo y adicionar oportunidades con recursos prospectivos, se realizó un proyecto de caracterización de yacimientos en un área adyacente a un campo en la Cuenca Salina del Istmo. El proyecto consistió en la generación de modelos estático y dinámico para los yacimientos productores del Mioceno Superior, que corresponden a turbiditas de agua profunda, con 15-21% porosidad efectiva y 17-30% saturación de agua.

El modelo estático integró la interpretación geológica, sísmica y petrofísica, con la inversión sísmica y la aplicación de física de rocas, para estimar de forma calibrada a pozo, la porosidad y discriminación de los fluidos (arena con hidrocarburo vs. arena con agua). El cubo de porosidad efectiva incorporado al modelo hace honor a la petrofísica de los pozos y establece la tendencia de distribución lateral entre pozos con fundamento sísmico. Los parámetros petrofísicos Vshale y permeabilidad también heredan la influencia sísmica al ser distribuidos en el modelo según relaciones no lineales con la porosidad efectiva. La relación de espesor neto con hidrocarburo a total fue calculada en función de cortes de porosidad efectiva de 10% y 6%.

El modelo dinámico se ajusta con la historia de producción y al comportamiento base de presión-producción en las cuatro regiones del área: Oeste, Central, Central-Este y Este. Se contemplaron cuatro escenarios de producción incremental al caso base de: operación continua, perforación adicional, inyección de agua, pozos candidatos a estimulación y reparaciones mayores. Volúmenes incrementales representan un aumento del 10% al factor de recobro del caso base y predominantemente proviene de las actividades de perforación adicional en la región Este y Central-Este y la inyección de agua en la región Central-Este. Como producto de este estudio, un total de doce pozos con oportunidades de desarrollo, de avanzada y prospectivas han sido identificados.

## Introducción

El área de evaluación está localizada en la prolífica Cuenca Salina del Istmo dentro de la provincia geológica Cuencas del Sureste, donde se han probado múltiples “plays” de aceite y se encuentra alineado a un sistema regional de producción, cuya orientación predominante es en dirección Sur-Noreste en la cuenca (figura 1).

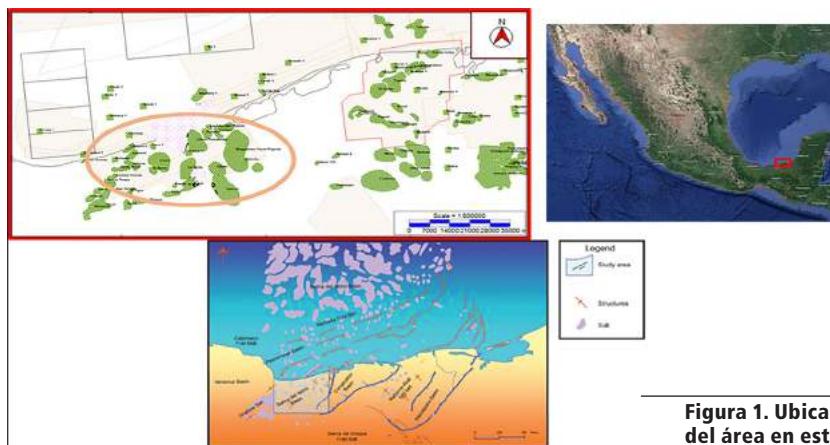


Figura 1. Ubicación del área en estudio.

El área fue descubierta en el año 2009 en la periferia de un campo en la Cuenca Salina del Istmo con la perforación del primer pozo que alcanzó una profundidad de 2762 m., con un gasto inicial de producción de aceite de 1,050 bopd en la Formación Encanto del Mioceno Superior. Hasta noviembre del 2018 se han perforado un total de 30 pozos, de los cuales 24 pozos han sido terminados y reportan producción de los yacimientos E-16, E-17, E-18, E-19, E-20, y del yacimiento inferior E-21.

Con objeto de optimizar los planes de explotación y producción en el área se llevó a cabo un estudio multidisciplinario, que consistió en la generación del modelo estático y posteriormente el modelo dinámico. El modelo estático para esta área se desarrolló con dos objetivos principales: (1) la integración posterior a un modelo dinámico que permitiera la optimización de la estrategia de desarrollo del campo en áreas de producción existentes y (2) la identificación de áreas prospectivas, mientras que el objetivo del modelo dinámico fue construir, calibrar y validar un modelo numérico de simulación de yacimientos del área y, posteriormente, utilizar este modelo como una herramienta

para investigar oportunidades que permitan incrementar la producción futura y la recuperación del área.

### Modelo estático

El modelo estático representa el esqueleto de los yacimientos y es construido para integrar todas sus propiedades físicas (provenientes de la interpretación de datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y física de rocas), desde la arena EN-17 hasta la base de la arena EN-21.

Con base en nuestros análisis se pudo establecer que las facies sedimentarias de los principales yacimientos productores del área corresponden a canales y turbiditas distales de agua profunda del tipo Lowstand con espesores que oscilan entre 5 y 25 metros, que se distribuyen en truncación o acuñamiento contra los cuerpos de sal (figuras 2 y 3). En general, las arenas por debajo del marcador EN-17 son de buena calidad, típicamente con 15-21% de porosidad efectiva, 17-30% saturación de agua y permeabilidades en el rango de 250-500 miliardaries. Fue ubicado un contacto agua-aceite @ -2650 m TVDSS para las arenas EN-16, EN-17, EN-18 y EN-19, mientras que para las arenas EN-20 y EN-21 no se ha detectado ningún contacto.

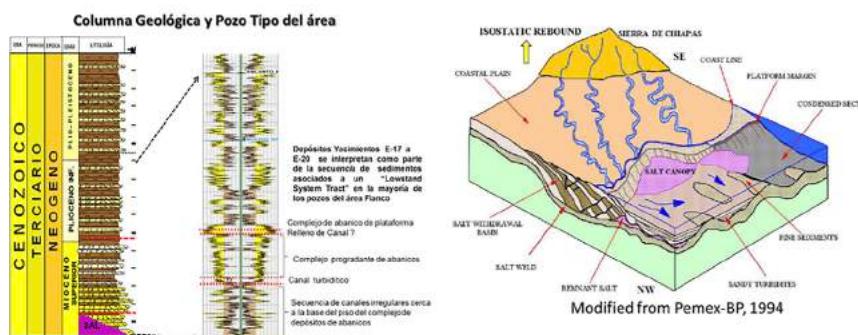
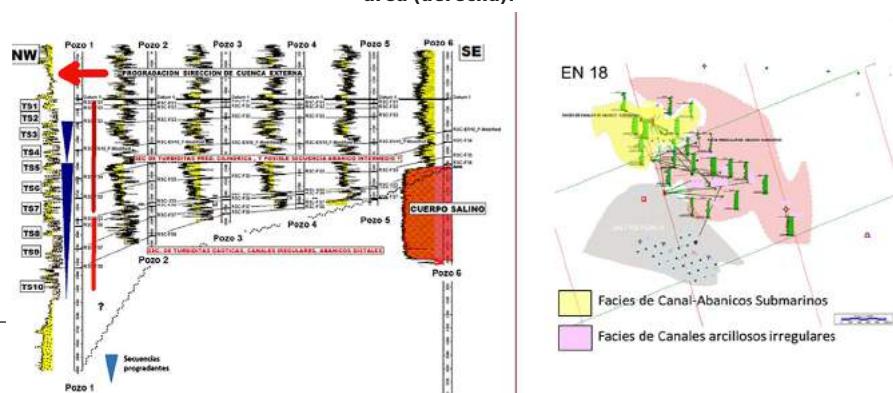


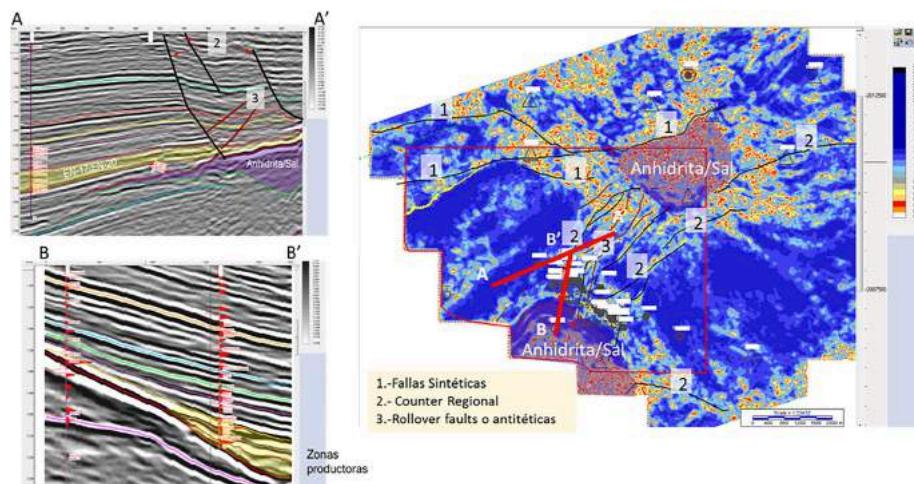
Figura 2. Marco geológico. A la izquierda, Columna geológica y modelo sedimentario conceptual para el área (derecha).



Los ambientes sedimentarios del "play" de turbiditas estarían influenciados por la progradación de sedimentos provenientes del levantamiento y erosión continua de la Sierra de Chiapas, ubicada al sur del área en estudio. La progradación hacia el norte de los sedimentos generó una secuencia de canales y lóbulos turbidíticos interestratificados con arcillas en esta área de la cuenca Salina del Istmo. El peso de la columna de sedimentos progradantes también fue causa de que los cuerpos salinos afloraran y deformaran el fondo marino, creando las configuraciones estructurales y estratigráficas de los yacimientos que entramparon los hidrocarburos (Gómez-Cabrera, 2003).

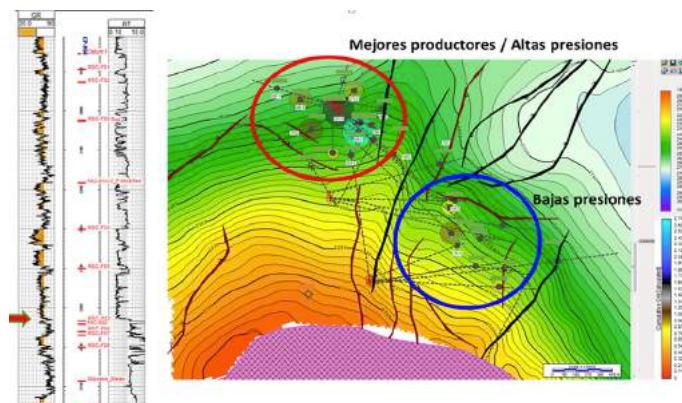
Estructuralmente, en el área estudiada, todas las fallas presentes son de tipo extensional y se identificaron tres familias de sistemas de fallas (figura 4, Gómez-Cabrera, 2003):

- Las fallas regionales se encuentran hacia la parte norte del área estudiada, cuya dirección es casi Oeste-Este.
- Fallas Contra-regional, con dirección preferencial NE-SW y con buzamiento hacia el SE
- Fallas "Rollover", las cuales son antitéticas de las mencionadas anteriormente



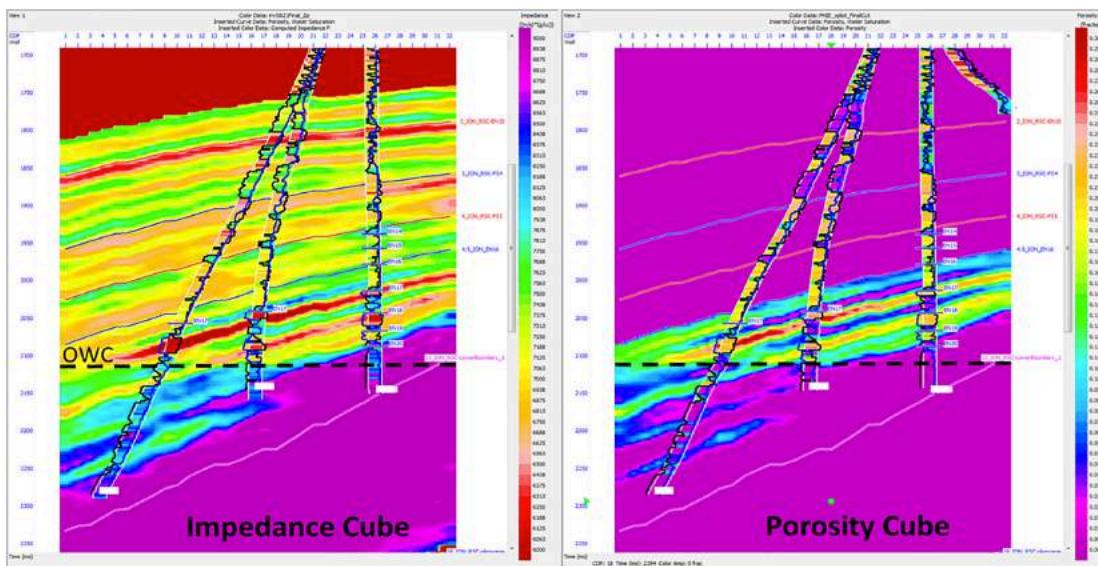
**Figura 4. Marco estructural.** A la izquierda, Secciones sísmicas mostrando la configuración estructural presente en el área. A la derecha, un corte en tiempo donde puede observarse la distribución de las diferentes tipos de fallas del área y su interacción con los cuerpos salinos.

La interacción entre este grupo de fallas permite que se creen bloques estructuralmente separados o compartimentalizados en el área, las cuales fueron validadas por las presiones tomadas en los pozos (figura 5). Estas fallas no poseen grandes saltos verticales siendo el mayor encontrado de hasta 100 metros, mientras que hay otras que su salto puede estar por debajo de la resolución sísmica (menor a 20 metros).



**Figura 5. Mapa estructural en un nivel productor mostrando la producción acumulada y los valores de presión. Los pozos con mejor producción tienen altas presiones.**

Los datos sísmicos, además de ser utilizados en la interpretación sísmica estructural-estratigráfica, también fueron usados en la inversión sísmica (figura 6), con objeto de obtener propiedades físicas de los yacimientos, calibradas a los valores obtenidos en los pozos mediante el análisis de física de rocas.

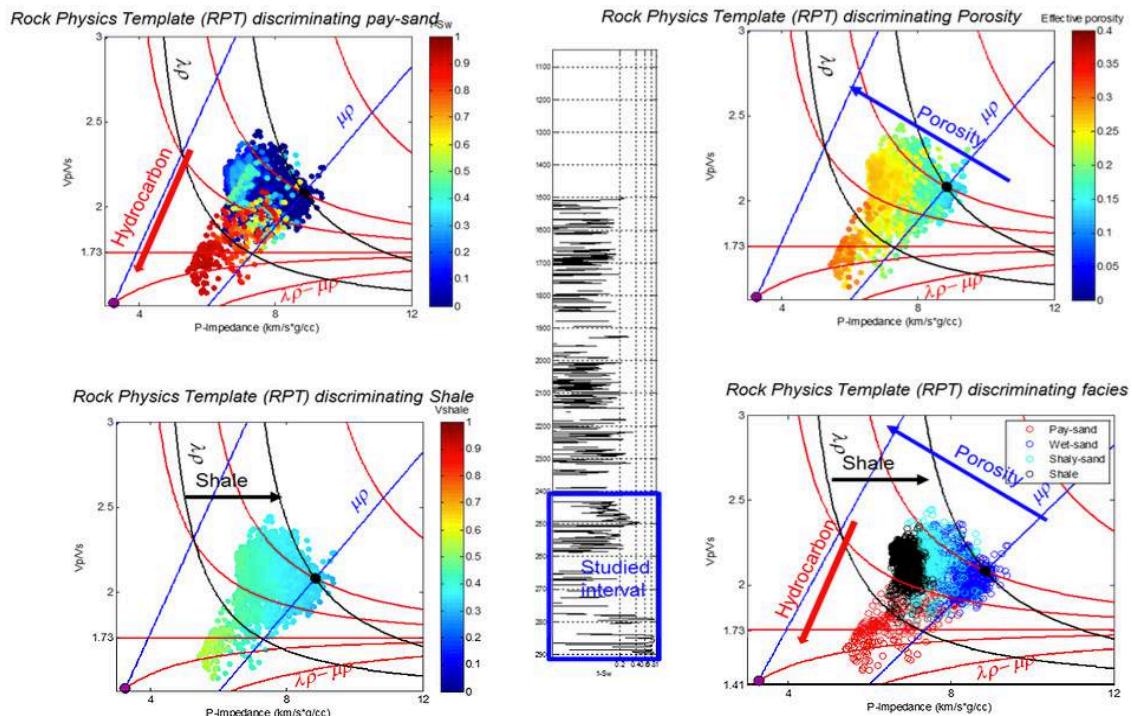


**Figura 6. Resultados de la Inversión sísmica.** A la izquierda se observa una sección del cubo de impedancia acústica, el cual fue convertido a porosidad (derecha), mediante una función determinada por la Física de Rocas.

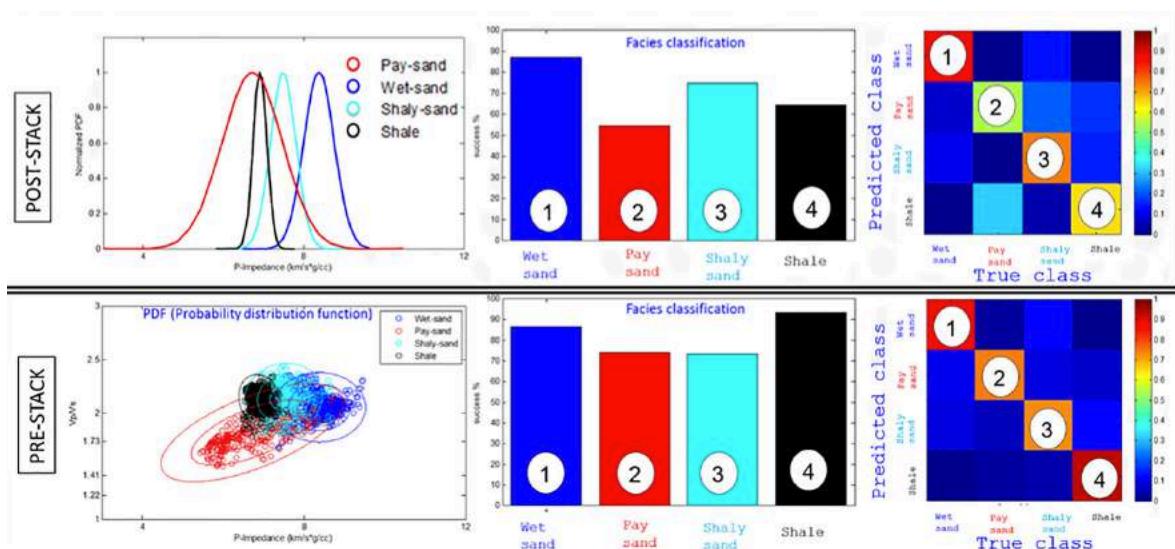
El análisis de física de rocas tiene como objetivos: 1- describir la relación que existe entre las impedancias sísmicas y las propiedades de roca, 2- definir una relación de porosidad-impedancia, con la cual poder traducir la inversión sísmica en volúmenes de porosidad y 3- caracterizar la incertidumbre asociada con la predicción de litologías y fluidos, utilizando atributos sísmicos individuales (Impedancia P a partir de la inversión post-apilado), o atributos sísmicos múltiples (Impedancia P y Vp/Vs a partir de la inversión pre-apilado).

El flujo de trabajo básico adoptado en este estudio incluye el uso de la Plantilla de Física de Rocas o RPT, según su nombre en inglés (Rock Physics Template), para la discriminación de zonas con hidrocarburo, arenas con agua y arenas arcillosas (figura 7) y el uso del Statistical Rock Physics (SRP), para elaborar predicciones de litofacies a partir de atributos sísmicos y estimar la incertidumbre y probabilidades de ocurrencia de los mismos (figura 8). El análisis probabilístico de la litofacies muestra que las predicciones de facies son moderadas, usando solamente la impedancia acústica y que existe un solapamiento entre la arena con agua, la lutita y la arena con hidrocarburo. En la práctica esto significa que la impedancia acústica por sí sola (obtenida a partir de inversión de datos sísmicos post-apilados), no puede separar de una manera confiable las rocas yacimientos de las rocas con agua, pero si puede estimar la porosidad. No obstante, todas las facies pueden ser definidas exitosamente (arena con hidrocarburo, arena con agua), en un pozo individual y en múltiples pozos a partir de los atributos elásticos derivados de la inversión sísmica pre-apilada (figura 9).

Se determinaron los parámetros de corte determinados para las arenas con hidrocarburos (figura 10, Al<7000 m/s\*g/cc, Sw<50%) y se le aplicó al volumen de impedancia acústica, generando de esta manera los geocuerpos con altas probabilidades de hidrocarburos, lo cual nos permite identificar múltiples oportunidades de pozos de desarrollo, de avanzada y posibles pozos exploratorios en las zonas con menor riesgo, para el incremento de producción en el área y de incremento de nuevas reservas. Las mejores áreas prospectivas apuntan hacia el área Este, lo que incluye las arenas ya descubiertas, la EN-16 y las arenas más profundas que la EN-21. Hacia la parte Oeste del área se observa que las configuraciones estratigráficas de trampa ocurren en menor proporción y por ende, generan menores posibilidades de yacimientos clásticos (figura 11).



**Figura 7.** Plantilla de Física de roca es utilizada para discriminar facies y a la vez para realizar el control de calidad de los registros de pozos utilizados.



**Figura 8.** Plantilla de Estadística de Física de Rocas donde se cuantifica la probabilidad de éxito en determinar las facies dependiendo del tipo de inversión sísmica utilizada. Los mejores resultados se obtienen al realizar la inversión sísmica pre-apilada.



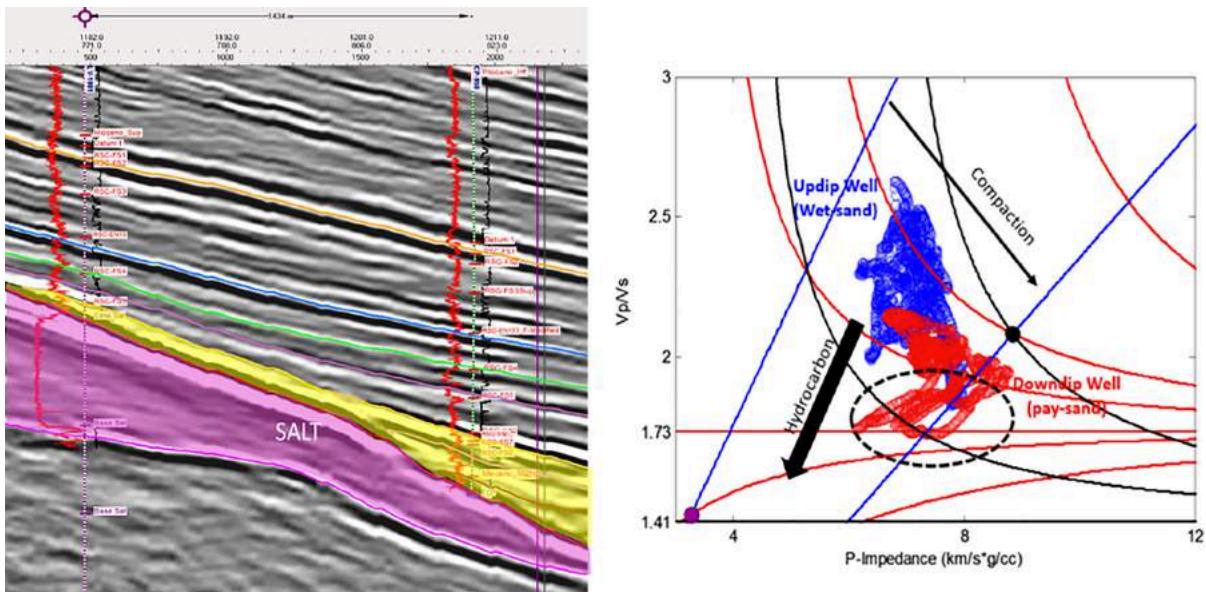


Figura 9. La aplicación de la física de rocas permite explicar por qué un pozo es productor y el otro seco. El pozo buzamiento arriba en la sección a la izquierda resultó no productor y se muestra en la plantilla de física de rocas (derecha) con puntos azules, mientras que el pozo buzamiento abajo resultó productor y es mostrado con puntos rojos.

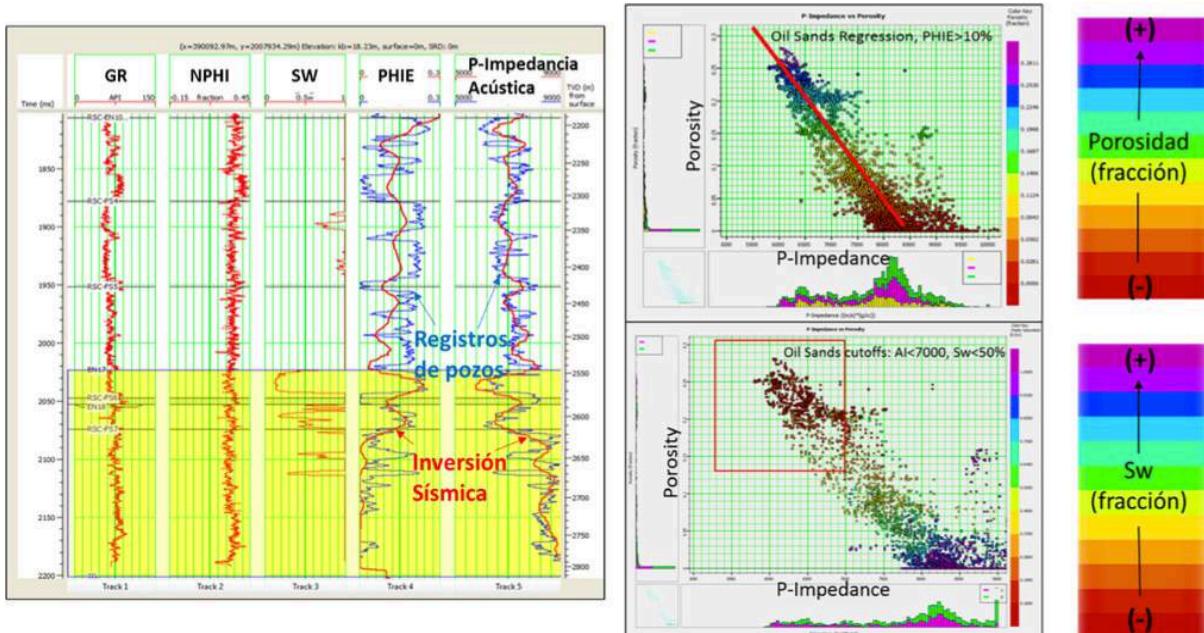
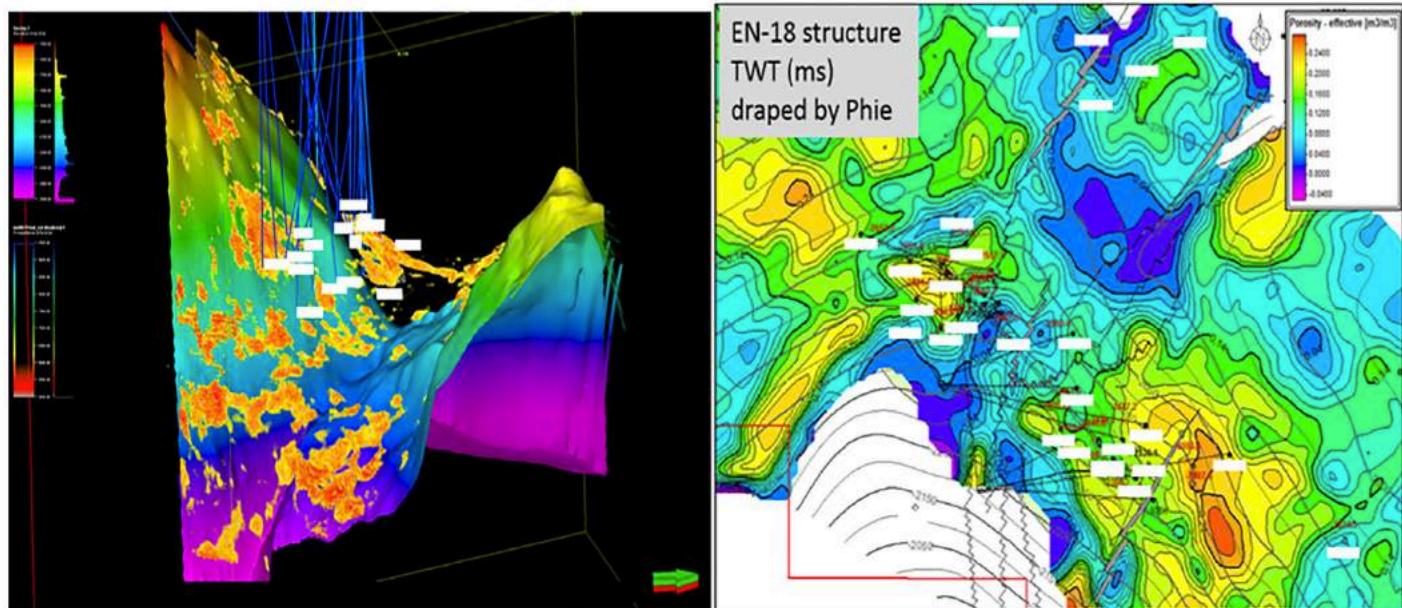


Figura 10. Comparación de los resultados de la inversión sísmica con los registros de pozos (izquierda, curvas en rojo en los dos últimos carriles). A la derecha, determinación de los parámetros de corte para la impedancia acústica para arenas con hidrocarburos ( $<7000 \text{ m/s}^2 \text{g/cc}$ ).



**Figura 11.** A la izquierda, se observan los geocuerpos generados al aplicarle los parámetros de corte al volumen de impedancia acústica, lo que permitió identificar múltiples oportunidades de perforación. A la derecha, la porosidad efectiva fue incorporada al modelo geocelular usando la evaluación petrofísica de los pozos y el cubo de porosidad efectiva de la inversión sísmica como tendencia de distribución lateral entre pozos.

Posteriormente, estos cubos de impedancia acústica provenientes de las inversiones de los datos sísmicos pre y post apilados, se convirtieron a volúmenes de porosidad, litología y probabilidades de fluidos.

Para la creación del modelo geocelular se importaron las fallas y horizontes interpretados, siendo la base del modelo la cima de la sal y la parte superior es la cima de la arena EN-14 (figura 12). La evaluación petrofísica final fue importada al modelo estático para su escalamiento y distribución en el modelo de simulación. La arquitectura de grilla mantiene idealmente la geometría ortogonal para todas las celdas individuales. El buzamiento y la intersección de los planos de fallas pueden comprometer esta geometría ideal. El modelo geocelular requirió una estratificación proporcional de capas con espesores promedios a dos metros, para garantizar el escalamiento adecuado de los datos de pozos y permitir un trabajo adecuado a la simulación numérica. El enfoque general del modelado de propiedades dentro de la grilla de simulación es escalar la porosidad efectiva, obtenida a partir de la evaluación petrofísica en los pozos y usar el cubo de inversión sísmica para influir en la distribución lateral más allá del pozo (figura 13).

Debido a que los datos sísmicos tienen una resolución mucho más baja que los datos del pozo, no es un indicador directo de la porosidad para una arena específica en una ubicación específica en la cuadrícula de simulación, por lo que se hace necesario efectuar una especie de normalización a los datos de porosidad derivados de la sísmica, siendo el resultado general de este proceso un modelo de porosidad efectiva en la cuadrícula de simulación que respeta los datos de pozo de mayor resolución y produce una distribución razonable de la porosidad condicionada por los datos de inversión. La porosidad efectiva en el modelo tiende a aumentar en áreas donde la inversión predice "geocuerpos" de arena saturada de aceite. La magnitud global de la porosidad está controlada por la media y la desviación estándar predicha para la zona por el cubo de inversión. Las otras propiedades tales como Vshale, permeabilidad, Saturación de agua fueron calculadas con base en una función no lineal derivada de los registros petrofísicos, mientras que la relación espesor neto a bruto fue calculada en función de cortes de porosidad efectiva de 10% y 6%.

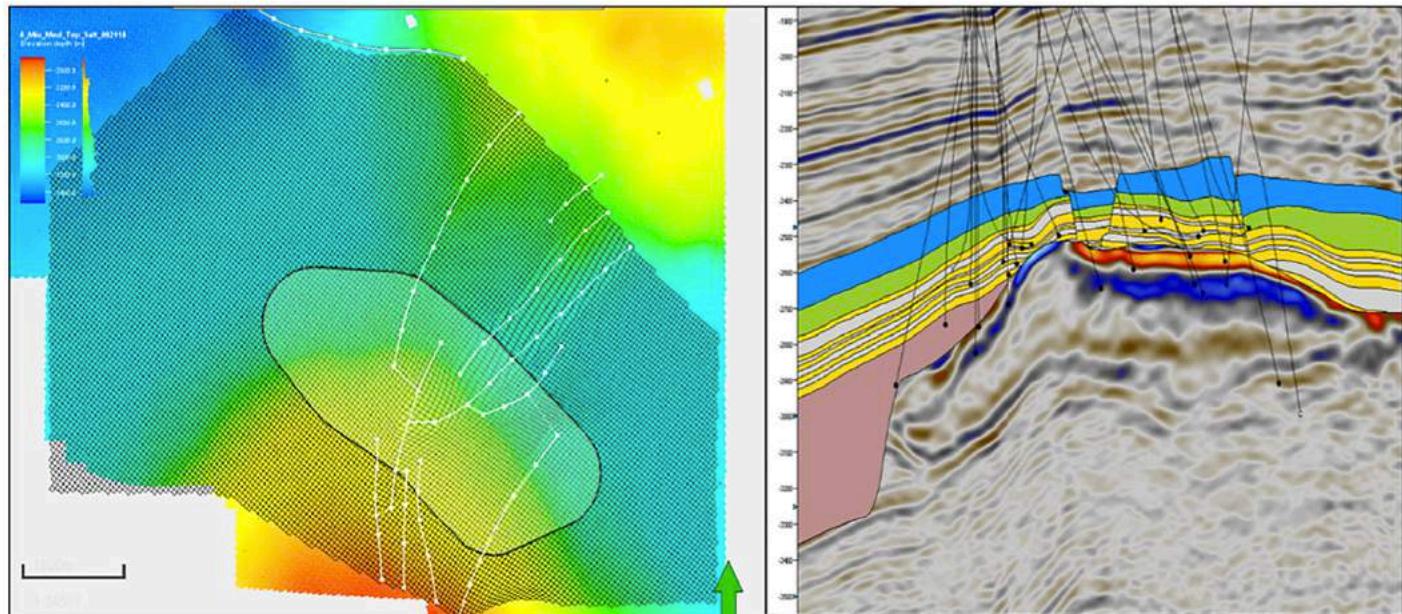


Figura 12. A la izquierda, se muestra la construcción del modelo estático utilizando una geometría ortogonal para todas las celdas individuales, las fallas son representadas en blanco. A la derecha, sección estructural mostrando la distribución de los yacimientos presentes en el área (amarillo). El espesor promedio de las capas dentro del modelo geocelular es de dos metros.

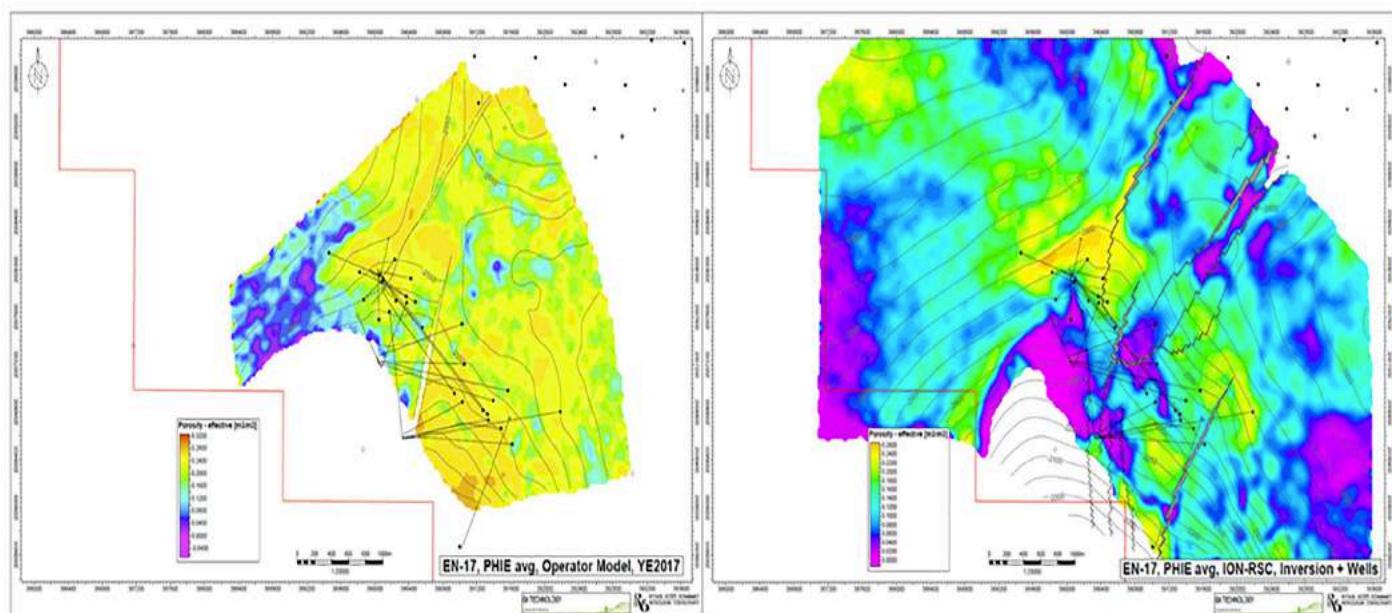


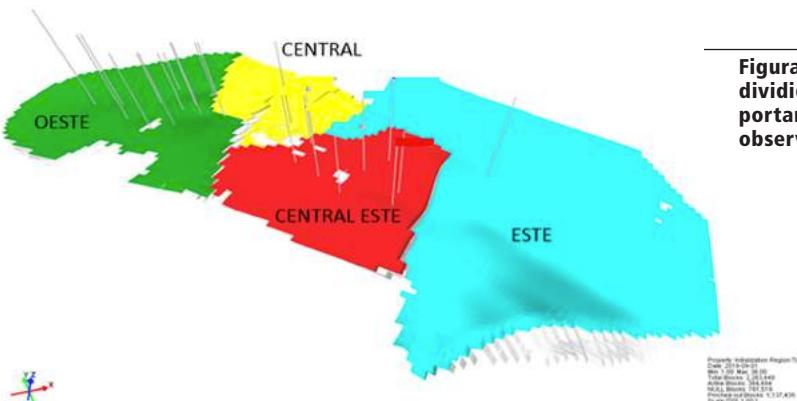
Figura 13. A la izquierda, modelo de porosidad generado por métodos geoestadísticos basados sólo en pozos. Derecha, modelo de porosidad resultante de la inversión sísmica e incorporada al modelo estático honrando los valores encontrados en los pozos.

## Modelo dinámico

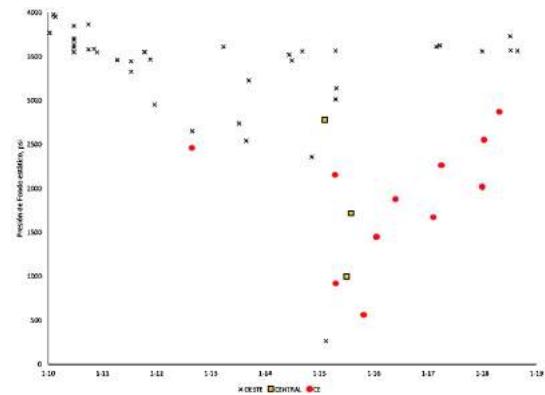
El objetivo de esta fase fue construir, calibrar y validar un modelo numérico de simulación de yacimientos del área, que se ajusta con la historia de producción y se considera una herramienta útil para investigar y evaluar las posibles oportunidades de desarrollo y explotación adicionales del área.

Para explicar los resultados del estudio, con base en el desempeño de presión-producción del área, fue necesario dividirla en cuatro regiones o compartimentos designados como Oeste, Central, Central-Este y Este (figuras 14 y 15). Una vez introducidas todas las propiedades geológicas en el simulador (figura 16), se realizó una verificación volumétrica de control de calidad de Proceso / Producto, en la que los volúmenes in situ calculados dentro del geomodelo se comparan con los volúmenes in situ calculados por el simulador para una misma área. La comparación de los volúmenes, calculados por arena, muestra valores muy similares. En este estudio, el modelo fue utilizado para investigar escenarios de producción incremental al caso base. Son los siguientes:

- **Operaciones continuas:** el pronóstico asume operaciones continuas sólo con los pozos productores actuales.
  - **Perforación adicional:** pronóstico para evaluar posibles localizaciones de relleno o localizaciones de extensión (figura 17).
  - **Inyección de agua:** pronóstico que asume el uso de inyección de agua para incrementar la recuperación.
  - **Pozos candidatos a la estimulación:** pronóstico que considera la eliminación de daño pozos.
  - **Pozos candidatos para reparaciones mayores o detrás de tubería:** pronóstico de oportunidades de reparaciones mayores a arenas que están detrás de tubería (behind pipe), en los pozos productores actuales dentro de los intervalos de las arenas EN-17 a EN-21.



**Figura 14. Regiones en que fue dividida el área basada en el comportamiento presión- producción observada en los pozos.**



**Figura 15. Presiones de fondo (BHP), obtenidas en los pozos perforados en los diferentes bloques en que se dividió el área.**

Dimensiones de la grilla: 187x36x89  
 Número total de celdas: 2.263.448

Celdas activas: 364.494

Dimensión típica de celda:

X=109 ft

Y=105 ft

Z= 10 ft

Zonas por capas:

EN-14=1

EN-16=2

EN-17=3-10

EN-17B= 11-24

EN-18=25-34

EN-18B= 35-41

EN-19=42-50

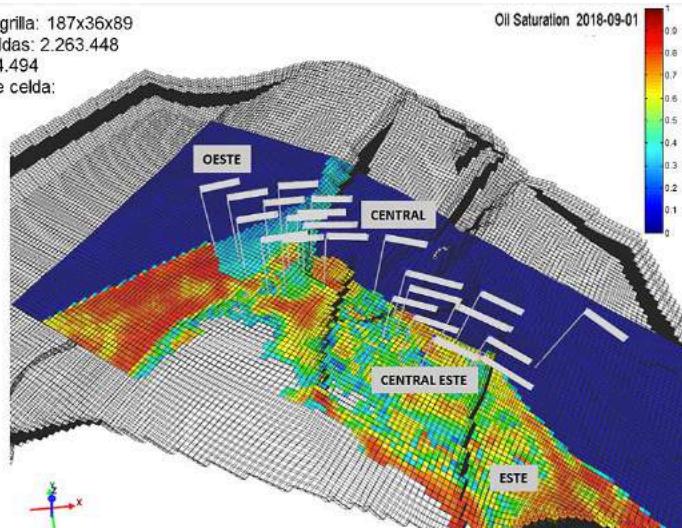
EN-19B= 51-63

EN-20=64-71

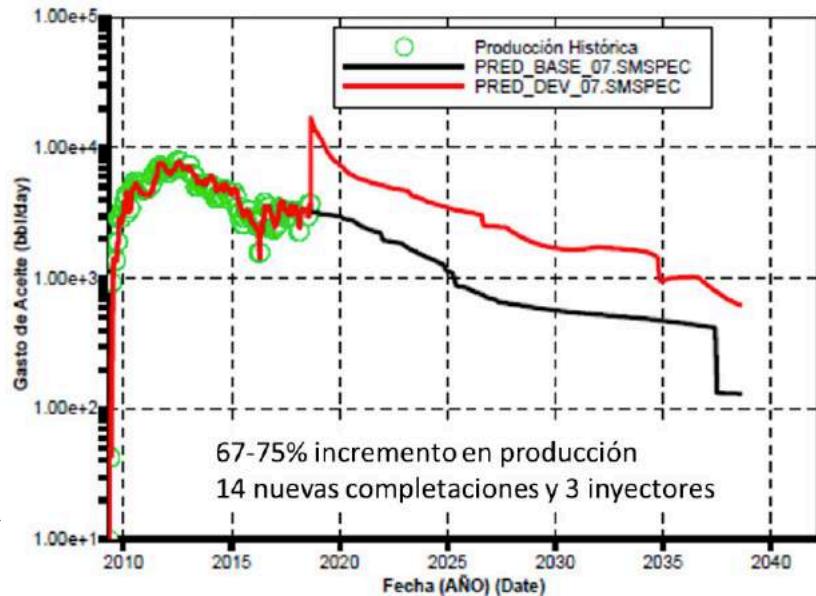
EN-20B= 72-78

EN-21=79-88

EN-21B= 89



**Figura 16.** Configuración de la grilla de simulación mostrando las diferentes áreas en la que fue dividida el área de estudio.



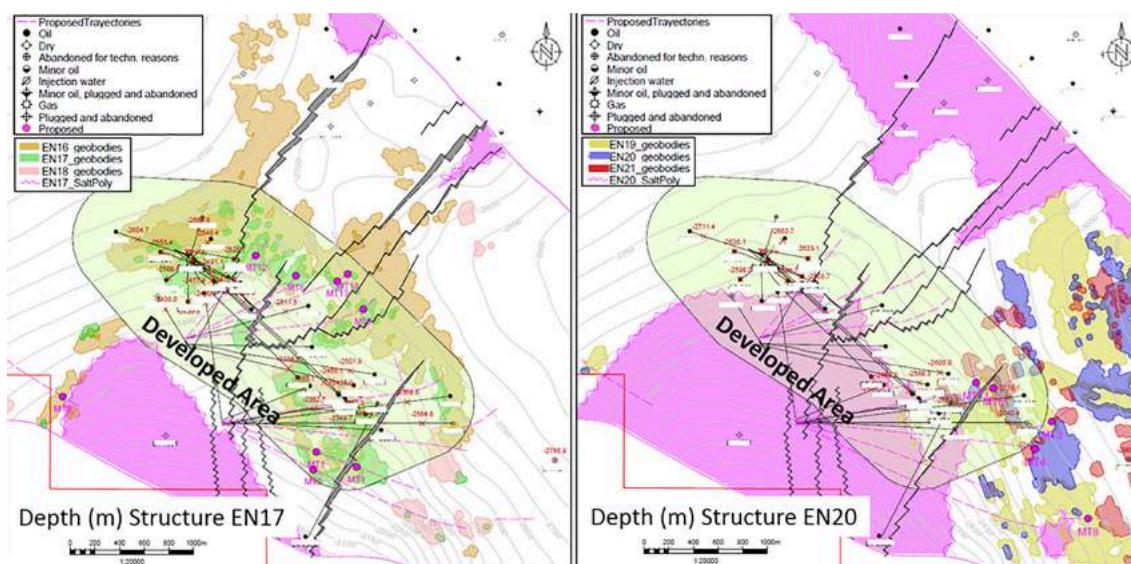
**Figura 17.** Perfil de producción de aceite para un pronóstico con desarrollo adicional.

## Resultados

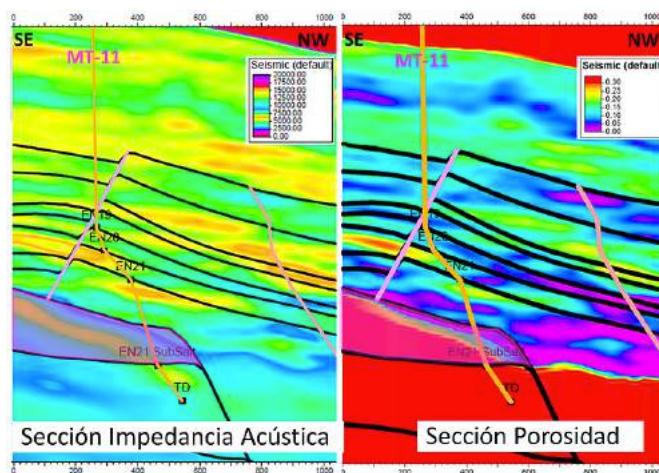
Con base en la información provista, tanto por el modelo estático como dinámico, se permitió identificar doce (12) localizaciones con objetivos múltiples, que van desde la EN-17 hasta la EN-21. Los objetivos EN-17 al EN-19 son consideradas de bajo riesgo, mientras que a medida que se profundiza se aumenta el riesgo por la disminución de los datos disponibles. Todos ellos son de moderado a mayor desplazamiento en el plano horizontal y dentro del rango observado con los pozos del área. Es importante recalcar que no tomamos el ejercicio de proponer diseños eficientes de las trayectorias de estos pozos, ya que desconocemos cuáles son los mejores accesos disponibles

en superficie (macro peras), y tampoco conocemos las particularidades y exigencias que los perforadores usan localmente en sus diseños. No obstante, pensamos que 8 de los pozos propuestos pudiesen empezar de dos macro-peras existentes. Los cuatro pozos restantes quedan con posiciones que necesitarían un rediseño de su punto en superficie; no obstante, los objetivos en profundidad quedaron agrupados dentro de sus trayectorias para una fácil ubicación futura (figuras 18 y 19).

Volumenes incrementales representan un aumento del 10% al factor de recobro del caso base y predominantemente provienen de las actividades de perforación adicional en la región Este y Central-Este y la inyección de agua en la región Central-Este.



**Figura 18.** Localizaciones propuestas como resultado de este estudio. En total se propusieron 12 localizaciones con múltiples objetivos, con objeto de incrementar la producción y el recobro.



**Figura 19.** Ejemplos de una localización propuesta mostrando los diferentes objetivos a contactar en una sección de impedancia acústica (izquierda) y de porosidad (derecha).

## Conclusiones

- La integración multidisciplinaria permitió la optimización de la estrategia de desarrollo del campo en áreas de producción existentes y la identificación de 12 localizaciones además de áreas prospectivas.
- Inversión sísmica confirma que los yacimientos pueden predecirse con relativa confianza usando bajas impedancias acústicas.
- Este estudio demostró que la física de roca aporta valor a los conocimientos del área. Permite extraer más información de los datos sísmicos y mejora nuestras capacidades de modelado.
- El uso de los volúmenes de porosidad, Vshale, permeabilidad, facies, etc, generados a partir de la inversión sísmica e incorporados al modelo geocelular permite obtener modelos estáticos confiables.
- Los escenarios analizados en el modelo dinámico permitirían incrementar la producción en un 67-75 % mejorando el factor de recobro en un 10%.
- La interacción entre los profesionales del modelo estático y del modelo dinámico durante toda la realización del Proyecto permitió que el modelo estático final estuviese condicionado para la simulación.

## Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento a todas las personas y grupos que contribuyeron en la realización del presente trabajo:

- Activo Integral de Producción BS04 de Pemex,
- Steve Phillips, Miles Palke, Yee Ray y Gildardo Guerrero de RyderScott Company
- Dr. Shihong Chi, Dr. Zakir Hossain, Christon Achong y Enrique Salguero por parte de ION Geophysical Corporation.

## Referencias

Gómez-Cabrera, Pedro, 2003, Stratigraphic and Structural Analysis of the Neogene Sediments of the Offshore Portion of the Salina del Istmo Basin, Southeastern México, Tesis de PHD, The University of Texas at Austin

Pemex-British Petroleum, 1994, Proyecto cuencas terciarias del sureste y área Marbella: Unpublished, 297 p.

## Trayectoria profesional

**Félix Díaz**, Ingeniero Geofísico, graduado en la Universidad Central de Venezuela, con Master en Ciencias Geológicas de la Universidad de Texas at Austin. Se ha desempeñado por más de 31 años como intérprete sísmico. Trabaja en ION Geophysical en Houston desde el 2006.

**Enzo Aconcha**, Ingeniero Geofísico, graduado en la Universidad Simón Bolívar en Venezuela, con Master en Ciencias Geológicas de la Universidad de Texas at Austin y en el Instituto Francés del Petróleo (IFP). Con más de 20 años de experiencia en la industria. Actualmente trabaja en RyderScott Company en Houston.



# Efectos de la Dolomitización en Atributos de Inversión Simultánea. Carbonatos Profundos, SO Golfo de México.

Rómulo Guédez Chacón (Emerson), Raúl Hernández Vela (PEMEX), José Roberto Torres Posadas (Emerson), Liliana López Arredondo (Emerson)

CMP2019\_139

Artículo presentado  
en el CMP / 2019

## ● Resumen

**E**l presente trabajo se desarrolló en el campo "A" localizado en aguas territoriales del Golfo de México, que tiene el yacimiento Cretácico (BKS), como principal productor. Es uno de los campos más importantes en la Región Marina de Pemex por las altas tasas mostradas, considerándose en la actualidad un campo maduro. Con el objetivo de definir las mejores zonas con calidad de roca almacén y reducir el riesgo geológico, se llevó a cabo un estudio de inversión sísmica simultánea. La metodología inició con el acondicionamiento del dato sísmico pre-apilado (gathers), en paralelo se utilizó información de registros geofísicos (velocidad de ondas P y onda S, así como el registro de densidad), con la finalidad de calcular los parámetros elásticos y correlacionarlos con las propiedades petrofísicas de cada pozo para el yacimiento BKS. El modelo de baja frecuencia aportó este componente ausente en la traza sísmica, y se utilizó como una condición de contorno para los volúmenes elásticos estimados. Los parámetros elásticos más representativos fueron la Impedancia P ( $I_p$ ), Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ), Mu-Rho ( $\mu\rho$ ) y  $V_p/V_s$ . Mediante procesos de aprendizaje automático (machine learning), se obtuvieron registros de electrofacies, se generaron volúmenes de probabilidad de facies y volumen de facies a nivel del yacimiento BKS, a partir de la respuesta de los atributos elásticos resultantes de la inversión sísmica (algoritmo PMLI), donde se discriminó exitosamente las diferentes respuestas elásticas entre la zona A-Centro (Electrofacie definida en este estudio: Brecha Dolomitizada) y A-H (Electrofacie definida en este estudio: Brecha de clastos).

## Introducción

Hoy en día, los grupos multidisciplinarios que se desarrollan en los activos de producción de la zona marina, han experimentado retos en proponer la ubicación de nuevas oportunidades en áreas donde se tengan las mejores propiedades de la roca almacén.

Las áreas de oportunidad que actualmente están bajo el esquema de explotación en los campos de la zona marina, corresponden a estructuras complejas desarrolladas en carbonatos naturalmente fracturados del Mesozoico, en ambientes de bancos oolíticos y afectados por tectonismo salino, aportando la mayor producción de hidrocarburos al país.

Para sustentar la caracterización estática de cada yacimiento, los especialistas en geociencias deberán considerar la integración geológica, petrofísica, sísmica pre-apilada, atributos geofísicos y estudios especiales, por ejemplo, una Inversión sísmica elástica, cuyo objetivo principal es el soporte técnico para mitigar el riesgo geológico a través de la identificación de áreas, cuya respuesta elástica corresponda a las mejores zonas con características de roca almacén, maximizar la producción y recuperación de hidrocarburos.

Parte de los insumos empleados fueron datos sísmicos pre-apilados (gathers), registros geofísicos de velocidad de onda P, velocidad de onda S y densidad. Estos registros serán necesarios para calcular los parámetros elásticos de la roca, con el propósito de poder correlacionar su respuesta con la información petrofísica del yacimiento y las facies geológicas que representen la mejor calidad de roca almacén. La relación que conlleva este tipo de estudio con cada una de las especialidades técnicas cae en la necesidad de trabajar y lograr una correlación a diferentes escalas de estudio.

## Plano de ubicación

El campo "A" se encuentra situado en aguas territoriales de la plataforma continental del Golfo de México, ubicado en la provincia geológica Pilar de Akal con un tirante de agua de 50 metros. El área del proyecto (polígono rojo de la figura 1), corresponde a 310 km<sup>2</sup> y se trabajó bajo el sistema de coordenadas geográficas WGS-84.



Figura 1.-Ubicación del Campo "A".

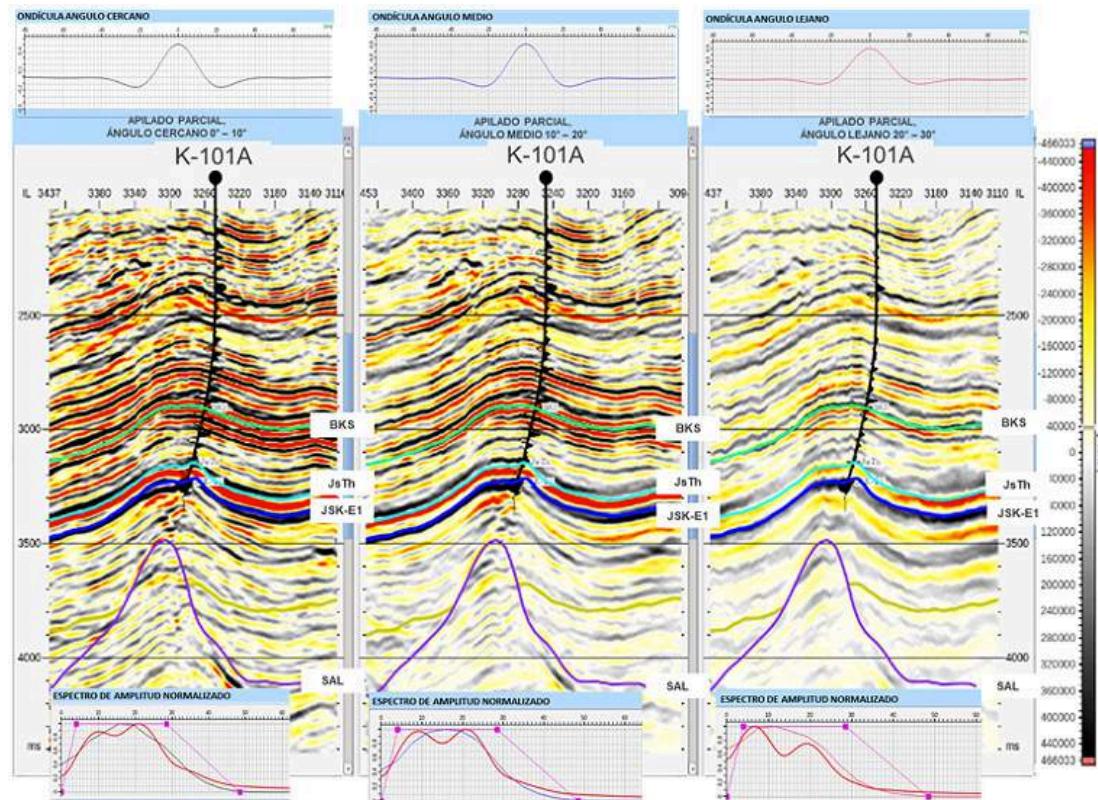


Figura 2.- Extracción de la ondícula global multipozo y multivolumen (apilado parcial de ángulo cercano (0-10°), medio (10-20°) y lejano (20-30°)).

## Metodología

Una vez definida el área de trabajo, se inició con el acondicionamiento del dato sísmico pre-apilado (gathers) correspondientes a un levantamiento sísmico 3D ubicado en el área de estudio. Esta adecuación tiene como fin aumentar la relación señal/ruido. Luego de acondicionado el dato sísmico, se generaron tres (3) volúmenes de apilados parciales de ángulos cercanos (0-10°), medio (10-20°) y lejano (20-30°), lo cual se corroboró a través de la generación del atributo sísmico pre-apilado: ángulo de incidencia; El objetivo es obtener la ondícula global a partir de la calibración multipozo y multivolumen (apilados parciales), utilizadas como dato de entrada para la inversión sísmica simultánea, como se muestra a continuación (figura 2):

El análisis de señal de la información sísmica realizado en los niveles de interés, figura 3, prueba que el contenido de frecuencias del dato sísmico se encuentra entre los 7 – 23 Hz, con una frecuencia dominante de 10 Hz. El contenido de bajas frecuencias ausente del dato sísmico se encuentra en el rango de 0 – 10 Hz, por lo tanto, se aplicó un filtro paso-bajo en este rango de bajas frecuencias sobre las curvas de Impedancia-P, Impedancia-S y Densidad (figura 4).

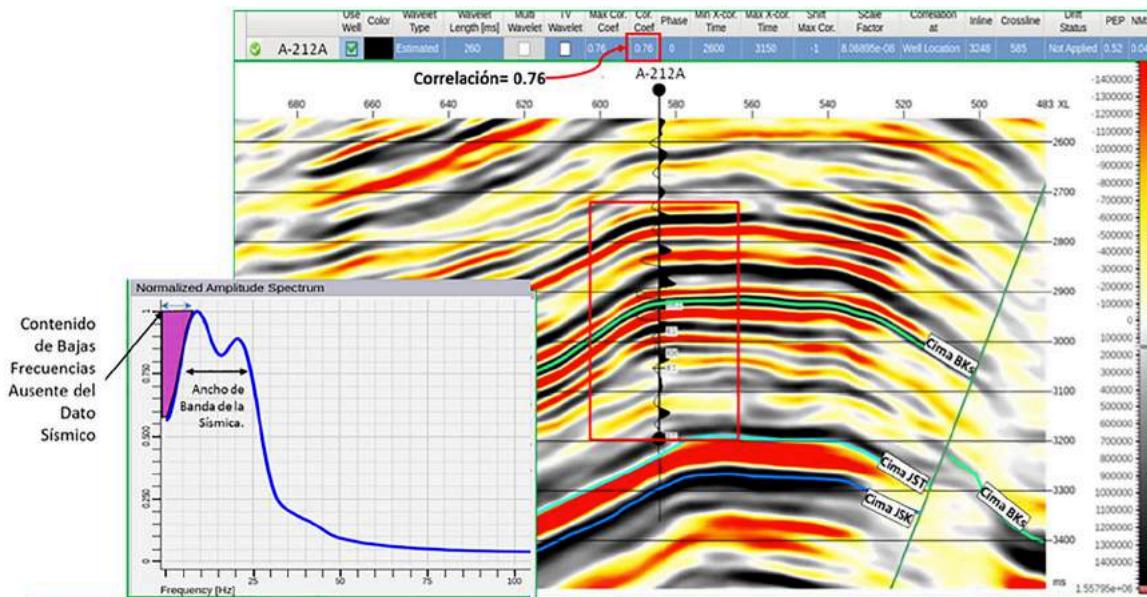


Figura 3.- Espectro de frecuencias dominantes a nivel del Mesozoico sobre la línea sísmica 585 en dirección NW-SE.

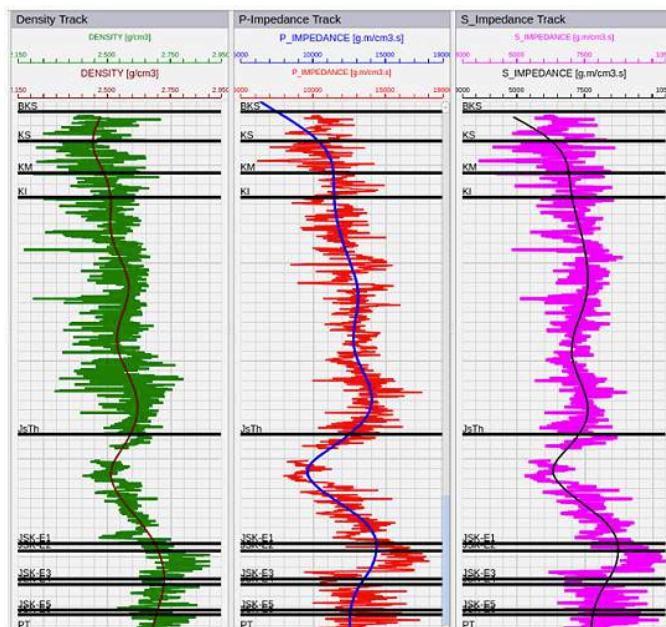


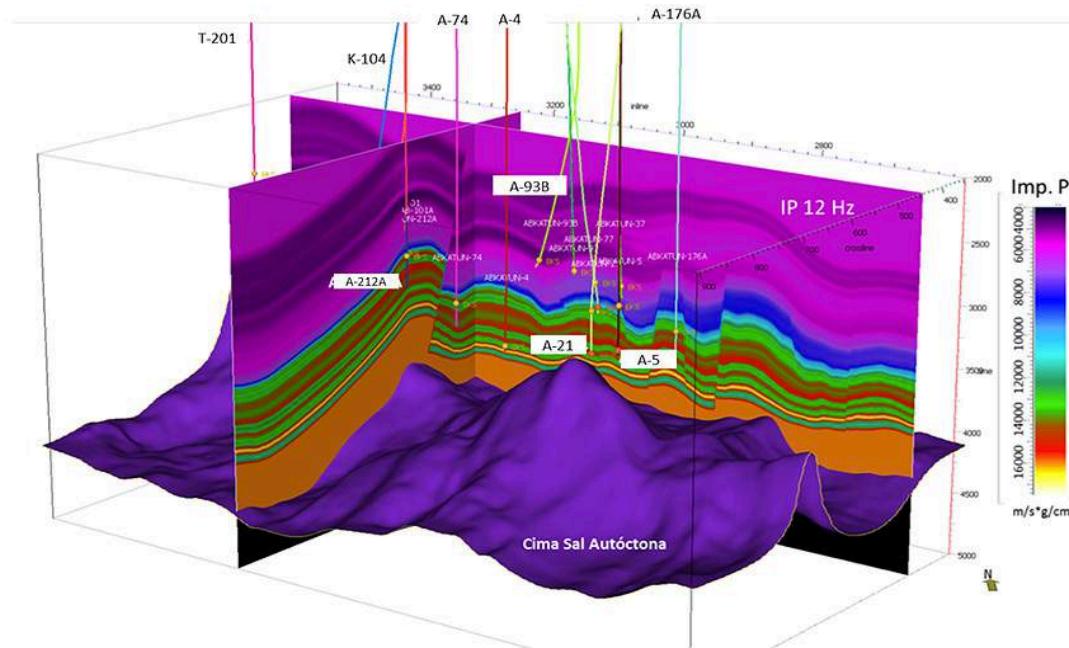
Figura 4. Pozo A-212A. De izquierda a derecha: comparación de las curvas de Densidad, Impedancia P, e Impedancia S aplicando el filtro paso bajo de 0-10 Hz con las curvas originales.

Los volúmenes resultantes de los modelos de bajas frecuencias tienen dos usos principales. En primer lugar, pueden “parecer más cercanos a la geología” que los datos sísmicos de reflectividad tradicionales, y permiten un mejor entendimiento de las propiedades del subsuelo con otras disciplinas (ingeniería de yacimientos, perforación). También, el dato sísmico invertido puede ser directamente calibrado con propiedades de la roca yacimiento tales como porosidad. Sin embargo, ambos beneficios pueden ser disminuidos si las bajas frecuencias están ausentes de la información sísmica.

El modelo de baja frecuencia es un aspecto importante para la obtención de propiedades de roca absoluta. Las bajas frecuencias son la información base, o de fondo, del dato y las altas frecuencias son los detalles del dato que ajustan por sí mismos con el modelo de fondo. La información de bajas frecuencias puede ser considerada como la tendencia media del dato y las frecuencias más altas son la desviación a partir de esta tendencia promedio.

El modelo geológico estructural 3D fue construido con la finalidad de proporcionar una componente geológico-estructural al modelo de baja frecuencia, utilizando la información resultante de la interpretación sísmica. El modelo estructural define el esquema estratigráfico y de capas del área de estudio. Este se realiza en el dominio de tiempo, por lo tanto, es importante contar con una correcta calibración sísmica-pozo de los pozos a incluir en la generación del modelo de bajas frecuencias (figura 3).

El modelo estructural 3D en tiempo proporciona el marco geológico necesario para la generación de los modelos de baja frecuencia, tomando en cuenta toda la complejidad del área de estudio, sin asumir ningún tipo de simplificaciones del marco estructural. Los resultados del modelo de baja frecuencia (propiedades elásticas Impedancia P, Impedancia S y propiedad petrofísica Densidad), serán obtenidos preservando toda la complejidad del área, plasmada durante la etapa de interpretación sísmica. A continuación, figura 5, se muestra una vista en tres dimensiones del modelo de baja frecuencia obtenido para la propiedad de Impedancia P.



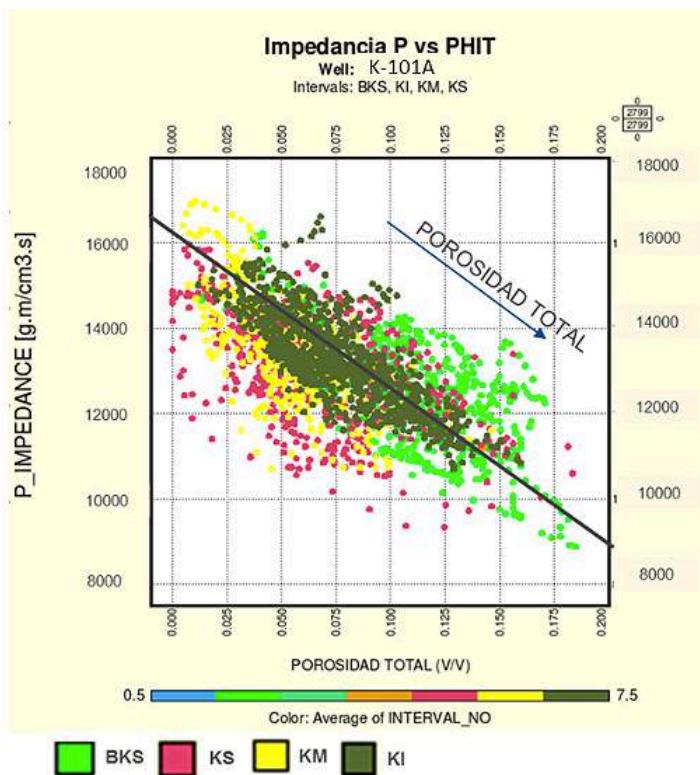
**Figura 5. Vista en tres dimensiones (3D) del modelo de baja frecuencia de la propiedad Impedancia P. Nótese la preservación de la complejidad estructural del área de estudio.**

## Análisis de gráficos cruzados en la discriminación de las propiedades del Cretácico

El estudio de física de rocas se realizó con la finalidad de determinar, a escala de registros, la posible discriminación de propiedades petrofísicas y litológicas. El análisis de los gráficos cruzados se lleva a cabo con la finalidad de caracterizar las diferentes respuestas elásticas en los pozos asociados, con zonas de calidad de roca almacén, principalmente a nivel de la Brecha del Cretácico Superior (BKs) del campo A. Se consideraron la porosidad, volumen de arcilla, mineralogía y litología. Los gráficos cruzados que permitieron una mejor discriminación litológica, y un mejor entendimiento del comportamiento de las propiedades elásticas correlacionadas con propiedades petrofísicas/litológicas, asociadas con calidad de roca almacén, fueron:

1. Radio Vp/Vs contra Impedancia P (Ip).
2. Lambda\*Rho ( $\lambda\rho$ ) contra Mu\*Rho ( $\mu\rho$ ).
3. Lambda\*Rho/Mu\*Rho ( $\lambda\rho/\mu\rho$ ) vs. Lambda\*Rho ( $\lambda\rho$ ).

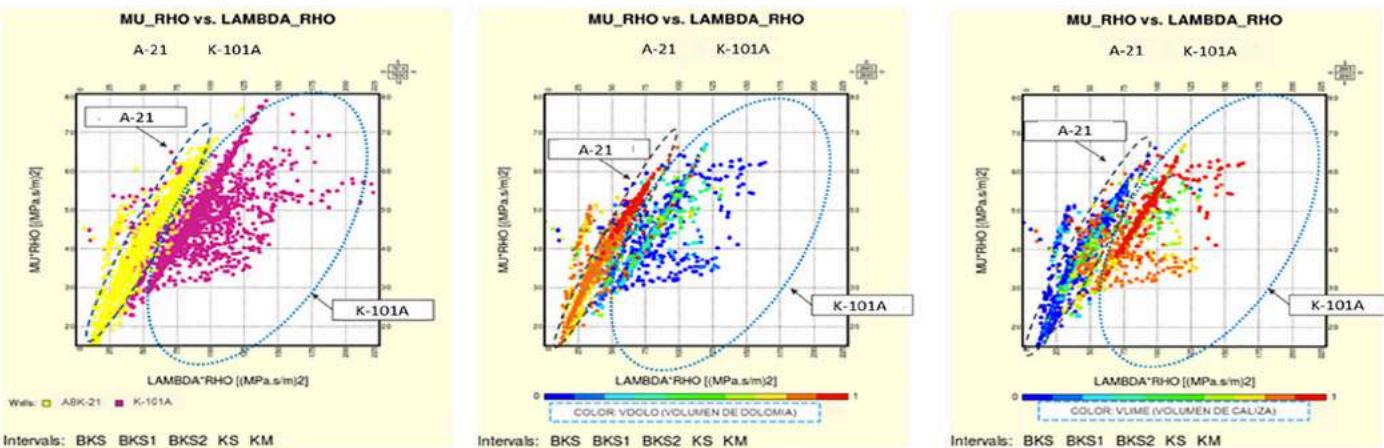
Un aspecto central en la caracterización sísmica de carbonatos es el entendimiento del efecto de la porosidad en los módulos elásticos y las velocidades de ondas sísmicas (Sayers, C. M., 2008). La figura 6 muestra la relación inversamente proporcional entre la porosidad y la impedancia P, coloreado con la propiedad Interval, o subunidad (pozo K-101A). Se analizó el comportamiento elástico de las muestras discriminándose por cada una de las subunidades que conforman la secuencia estratigráfica de interés. Las muestras pertenecientes a la Brecha (BKs) se encuentran coloreadas de verde claro, donde se tienen en general las muestras con mayores valores de porosidad total (> 10%) y menor Impedancia P (< 13000 m/s\*g/cm<sup>3</sup>).



**Figura 6. Gráfico Cruzado Impedancia P vs. Porosidad Total, a nivel de Cretácico, considerando muestras del pozo K-101A, discretizada por subunidad. Se define la relación inversa entre las zonas de altas porosidades y los valores de impedancia P.**

Con el fin de caracterizar de forma robusta el yacimiento objetivo, se realizaron gráficos de Lambda\*Rho ( $\lambda\rho$ ) contra Mu\*Rho ( $\mu\rho$ ), junto con la información petrofísica del pozo: porosidad total y contenido mineralógico (figura 7).

El término  $\lambda$  es sensible al fluido contenido en el poro, mientras que el término  $\mu$  es sensible a la matriz de la roca (Goodway et al., 1997). La efectividad de los gráficos cruzados Lambda\*Rho ( $\lambda\rho$ ) y Mu\*Rho ( $\mu\rho$ ), se basa en que  $\lambda\rho$  es, en primer lugar, sensible a la litología, porosidad y contenido de fluidos, mientras que  $\mu\rho$  es primeramente sensible a litología (Contreras y Torres-Verdín, 2004).



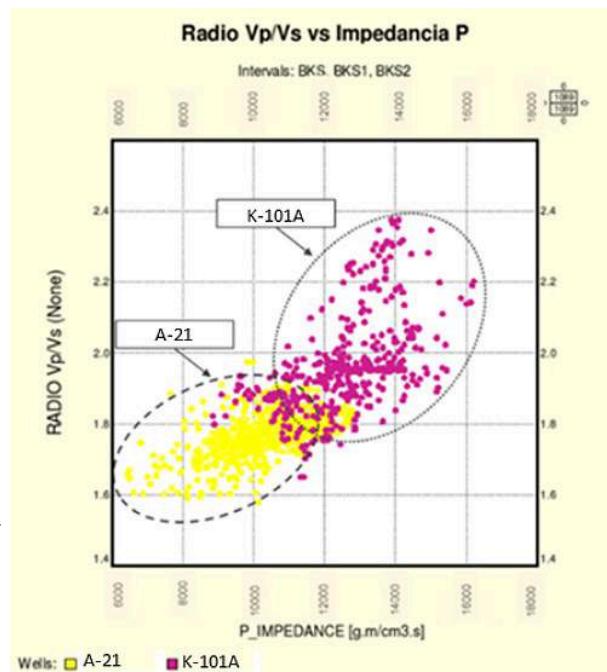
**Figura 7.** Gráfico cruzado Mu-Rho ( $\mu\rho$ ) contra Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ), coloreado con tres propiedades distintas, las cuales son de izquierda a derecha: 1) Propiedad Well, donde las muestras de color amarillo son del pozo A-21, ubicado en A Centro y las de color Fucsia pertenecen al pozo K-101A, ubicado en la zona A-H. El segundo gráfico, representa igualmente Mu-Rho contra Lambda-Rho, coloreado con la propiedad generada durante la evaluación volumétrica: volumen de dolomía, donde los colores claros indican mayor contenido de dolomía: Por último, el tercer gráfico al extremo derecho se encuentra coloreado con la propiedad mineralógica: volumen de caliza, donde las muestras con mayor contenido de caliza están representadas por los colores claros.

En la figura 7 se observa la utilidad del análisis de gráficos cruzados en el dominio de las Impedancias de Lamé: Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) y Mu-Rho ( $\mu\rho$ ). Mu\*Rho ( $\mu\rho$ ) está asociado a la rigidez de la roca. En el eje horizontal (Lambda-Rho), es posible observar la separación de las muestras de acuerdo con la ubicación de las mismas en la zona de estudio: para A-Centro (muestras amarillas) se observa una tendencia de las mismas agrupadas a la izquierda (donde se tienen los menores valores de la propiedad elástica Lambda-Rho), mientras que las muestras representativas del bloque A-H (color fucsia), forman otra población claramente orientada en su mayor parte a la derecha del eje X (altos valores de Lambda-Rho). Si se lleva a cabo un análisis más detallado de los dos conjuntos o nubes de puntos y se toma en cuenta la información proveniente de la evaluación volumétrica o contenido mineralógico, es posible observar que las muestras agrupadas hacia la izquierda del eje representativo de Lambda-Rho (eje X), tienen mayor contenido de dolomía, característico del yacimiento BKs en el campo A-Centro, mientras que aquellas muestras con mayor contenido de caliza

se encuentran claramente referenciadas hacia la derecha del gráfico: valores relativamente altos de Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ). El análisis realizado muestra cómo las denominadas Impedancias de Lamé:  $\lambda\rho$  y  $\mu\rho$ , son de gran utilidad para lograr discriminar el rango de respuestas elásticas diferentes entre las zonas A Centro y A-H a nivel del Cretácico, donde se interpreta que dicho cambio en la respuesta elástica, principalmente en Lambda-Rho (eje X), obedece a los cambios litológicos observados entre la zona A-Centro (mayormente dolomitizada) y A-H (mayormente contenido de calizas limpias).

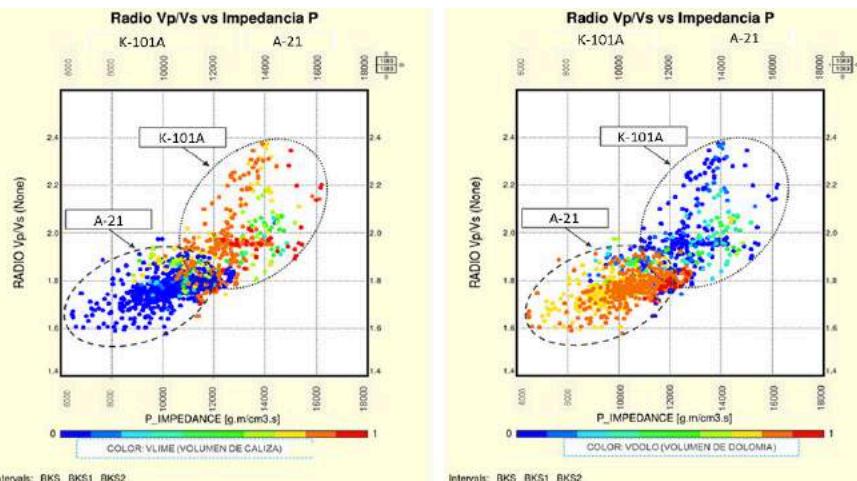
A través del gráfico cruzado de Radio Vp/Vs contra Impedancia P también es posible distinguir y caracterizar el rango de respuestas elásticas diferentes para pozos ubicados en A-Centro y A-H (figura 8), en el dominio de los atributos elásticos mencionados. Por lo tanto, el radio Vp/Vs se constituye en otro parámetro elástico de referencia para la caracterización sísmica de la Brecha en la zona de estudio, obteniéndose una clara diferencia entre las muestras de

una zona respecto a la otra, a través de dos nubes de puntos representativas de dos poblaciones o agrupamientos distintos, desde el punto de vista de las respuestas elásticas y su asociación con variaciones en la calidad de roca almacén en el área de estudio.



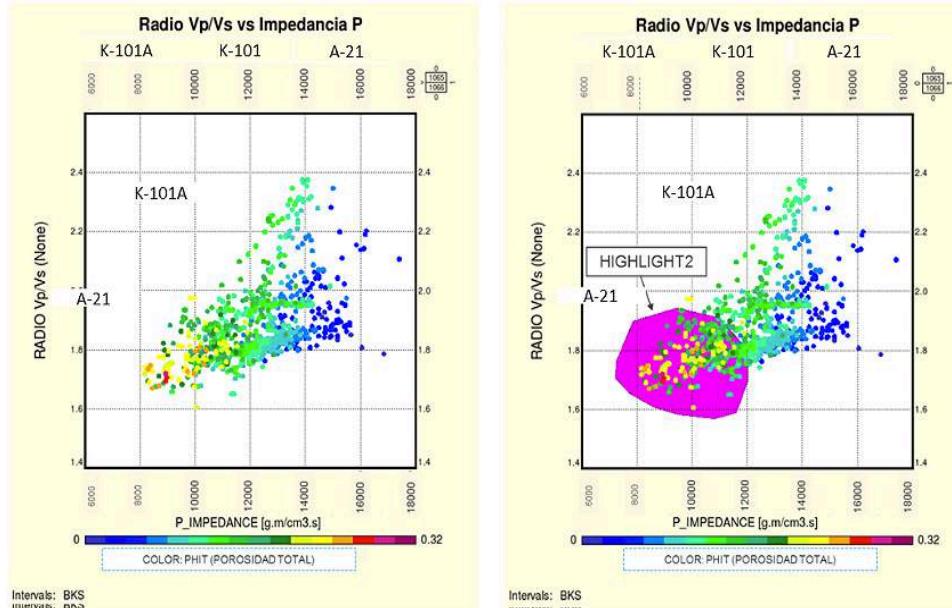
**Figura 8. Comparación de comportamientos elásticos en muestras de pozos representativos de bloques A-H (K101A: color fucsia) y A Centro (A-21: Color amarillo) a nivel del yacimiento BKs.**

Continuando con el análisis del gráfico cruzado de la propiedad  $Vp/Vs$  contra Impedancia  $P$ , se llevó a cabo la generación de este gráfico cruzado coloreado con las propiedades mineralógicas, proveniente de la evaluación volumétrica: Volumen de Caliza y Volumen de Dolomía. Se observa claramente, figura 9, la separación de las respuestas entre las muestras ubicadas en la brecha con mayor contenido de dolomía ( $Vp/Vs$ : 1.6 – 1.8; Impedancia  $P$ : 8000 – 12000 m/s \* g/cm<sup>3</sup>) versus la de mayor contenido de caliza ( $Vp/Vs$ : 1.95 – 2.2; Impedancia  $P$ : 12000 – 16000 m/s \* g/cm<sup>3</sup>).

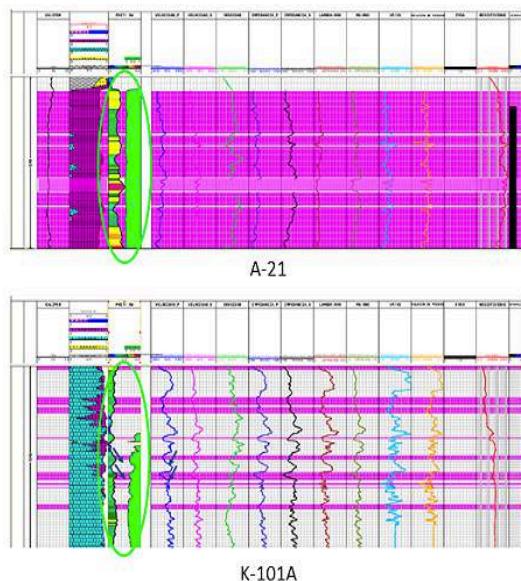


**Figura 9. Comparación de comportamientos elásticos en muestras tomadas de pozos representativos de los bloques A-H (K-101A) y A Centro (A-21) a nivel del yacimiento BKs. Del lado izquierdo se tienen las muestras coloreadas con la propiedad volumen de caliza, donde los mayores valores de dicha propiedad (colores claros) se encuentran alineados en la parte superior derecha del gráfico (altos valores de  $Vp/Vs$  e Impedancia  $P$ ). Del lado derecho, se tiene el mismo gráfico cruzado, tomando en cuenta el volumen de dolomía, donde las muestras con mayor contenido, color claro, se localizan visiblemente en la parte inferior derecha del gráfico cruzado (bajos valores de  $Vp/Vs$  e Impedancia  $P$ ). Esto es indicativo de que la combinación de ambas propiedades elásticas es una herramienta útil para la discriminación del comportamiento elástico entre la zona mayormente dolomitizada y la zona con contenido de calizas limpias a nivel de BKs**

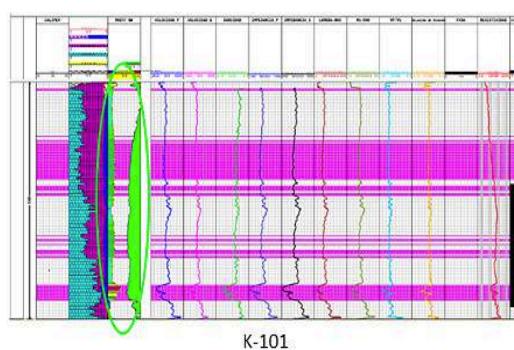
La figura 10 nuevamente muestra el gráfico la propiedad elástica  $V_p/V_s$  (eje Y) contra Impedancia P (eje X), coloreada con la propiedad petrofísica Porosidad Total (PHIT). Los mayores valores de porosidad total se tienen en un rango de  $V_p/V_s$  de 1.6-1.9 e Impedancia P entre 8000 – 12000 m/s\* $\text{g}/\text{cm}^3$ . Se realizó un polígono de discriminación (highlight 2) en este rango de valores.



**Figura 10. Izquierda:** Gráfico cruzado  $V_p/V_s$  contra Impedancia P, coloreado con la propiedad PHIT (Porosidad Total). Derecha: El mismo gráfico cruzado con el polígono de discriminación encerrando las muestras con mayores valores de Porosidad Total.



**HIGHLIGHT 2:** Representa las áreas en el registro con altos valores de porosidad total ( $> 20\%$ ), asociados a bajas Impedancias P (entre 8000 y 12000 ( $\text{g.m}/\text{cm}^3\text{s}$ )) y valores en la Relación  $VP/VS$  en el rango de 1.6 y 1.9. Pozos: A-21 (A-Centro), K-101 y K-101A (A-H).



**Figura 11.** Formato de visualización de registros (Template) para tres pozos ubicados dentro del área de estudio a nivel de la secuencia Cretácico, resaltando en fucsia los intervalos obtenidos a partir de la muestra realizada del cross-plot (gráfico cruzado),  $V_p/V_s$  contra Impedancia P. El pozo A-21 (parte superior izquierda), muestra el mayor espesor resaltado, a partir de la discriminación de las respuestas elásticas realizada previamente, este se corresponde con una zona mayormente dolomitizada en todo el intervalo productor.

De acuerdo con lo anterior, es posible interpretar que el rasgo geológico que se encuentra principalmente asociado a las diferentes respuestas elásticas obtenidas y analizadas en el yacimiento de interés es la litología; ya que se observa una clara separación entre las respuestas elásticas de las muestras pertenecientes a la zona con mayor contenido de dolomía (A-Centro) de la zona con mayor contenido de brecha con calizas limpias y baja porosidad (A-H).

#### Inversión Sísmica Simultánea. Algoritmo Prestack Maximum Likelihood Inversion (PMLI)

La inversión sísmica PMLI es una técnica de inversión sísmica simultánea Full Pre-Stack, debido a que los datos sísmicos son simultáneamente invertidos en volúmenes de propiedades elásticas ( $I_p$ ,  $I_s$ ,  $\rho$ ,  $V_p/V_s$ , Radio de Poisson, Lambda\* $\rho$  y Mu\* $\rho$ ), lo que proporciona, dependiendo de las características del área a caracterizar, mayores posibilidades de estimar distribución litológica, porosidad y saturación de hidrocarburo (Filippova et al., 2011). Es un proceso iterativo, basado en modelo (Model Based). La inversión basada en modelo implica para su realización la generación de un modelo de impedancia inicial, mismo que es perturbado hasta que la diferencia entre la información sísmica observada y un conjunto de datos sísmicos sintéticos generados usando el modelo de impedancia perturbado sea mínima (Di Luca, M., 2016).

Los volúmenes elásticos generados a partir de la inversión sísmica fueron la Impedancia P, Impedancia S,  $V_p/V_s$ , radio de Poisson, Lambda\* $\rho$  y Mu\* $\rho$ . Las figuras 12 y 13 resaltan de manera cuantitativa el cambio lateral en la respuesta de las propiedades elásticas  $V_p/V_s$  y Lambda-Rho, a nivel de BKs entre las áreas de A-H y A-Centro. Para A-H, se tiene un rango de respuestas del volumen de la propiedad  $V_p/V_s$  de 1.94-2.2 y Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) de 95 – 140 (MPa\*s/m)<sup>2</sup>; hacia A-Centro el rango de respuestas de  $V_p/V_s$  disminuye a 1.5 – 1.9 a nivel de volumen y Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) entre 15 – 70 (MPa\*s/m)<sup>2</sup>, asociándose este cambio de respuesta en los cubos de inversión sísmica con la mejor calidad de roca almacené presente en A-Centro: mayor porosidad debido a la mayor dolomitización presente.

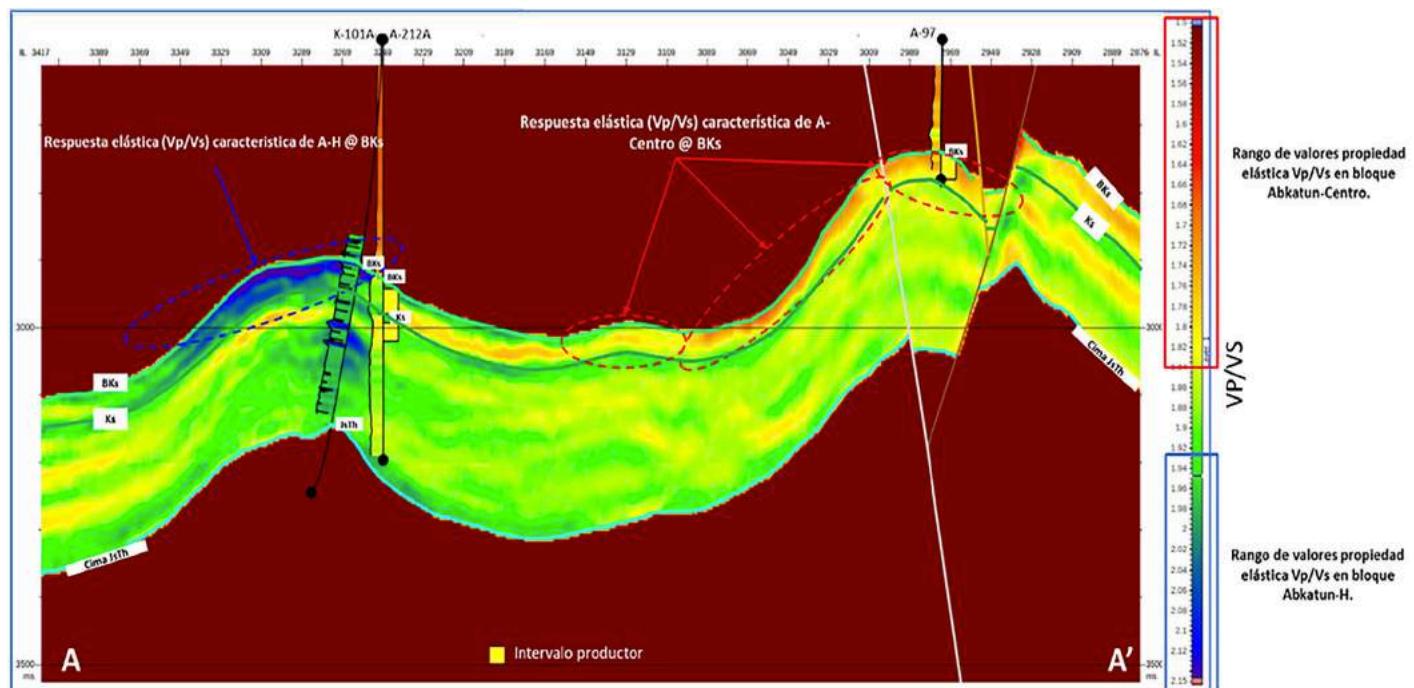


Figura 12: Sección A-A', propiedad elástica  $V_p/V_s$ . Secuencia Cretácico; Áreas A-H y A-Centro.

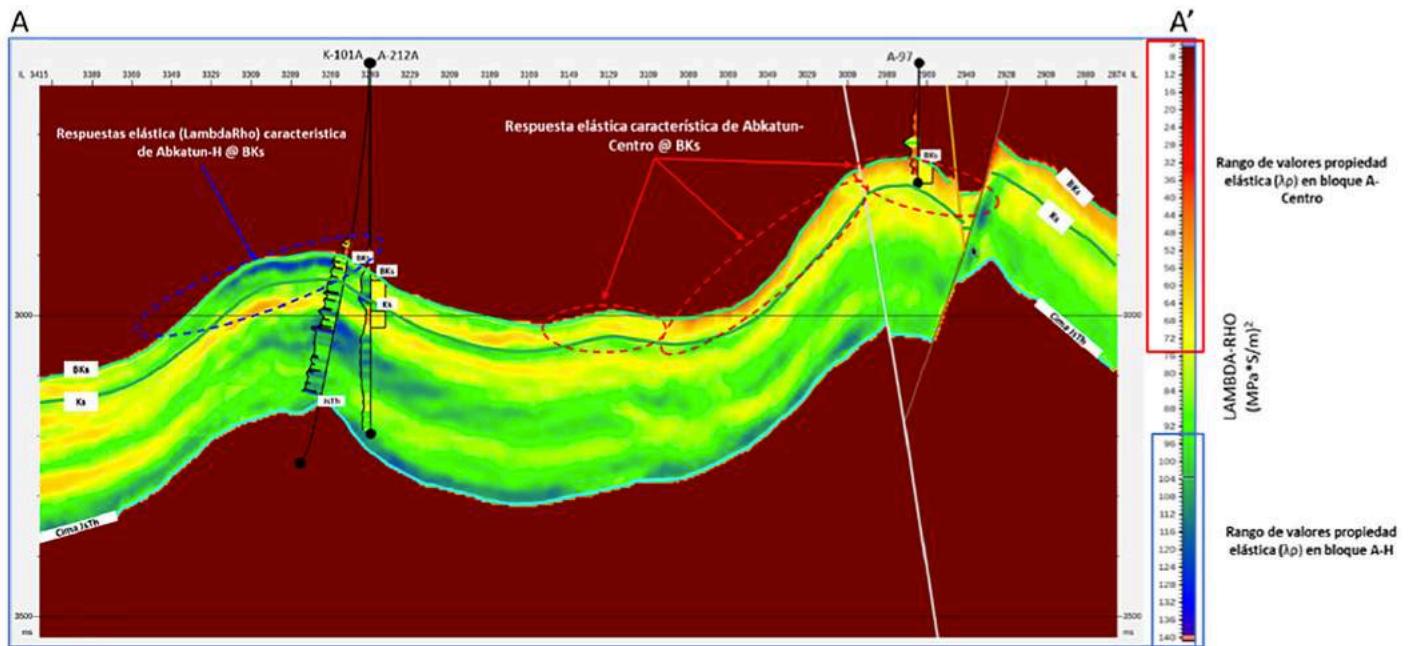


Figura 13: Sección A-A', propriedad elástica Lambda-Rho. Secuencia Cretácico; Áreas A-H y A-Centro.

Como control de calidad de los resultados de la inversión sísmica simultánea, se generó una sección de correlación tomando en cuenta los pozos: T-201, K-101A, A-212A, A-74, A-77, A-21 y A-5, mostrando la curva de la propiedad elástica impedancia P calculada a partir de los registros de pozo, versus la curva de la misma propiedad elástica obtenida de la inversión sísmica PMLI (figura 14).

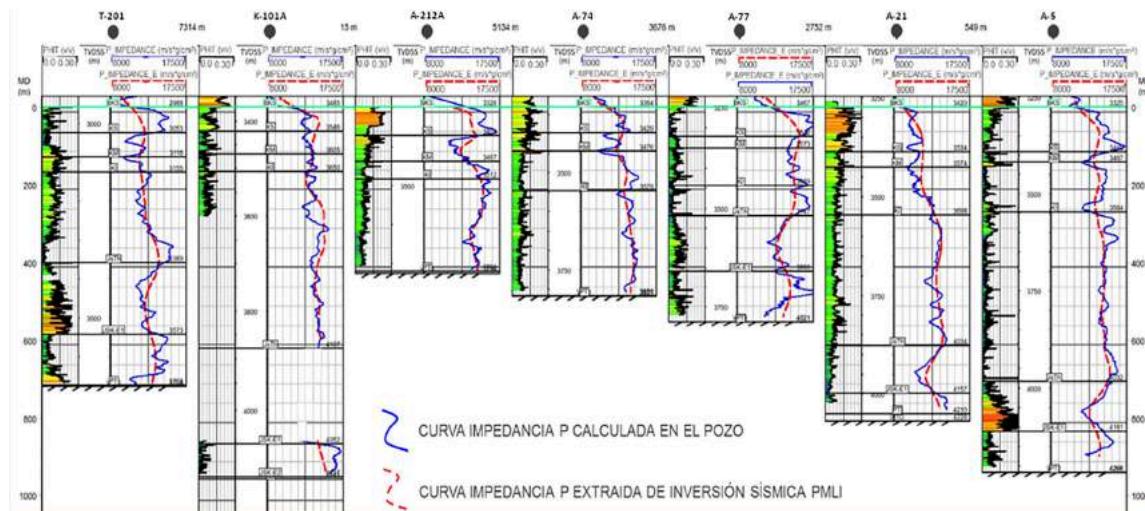
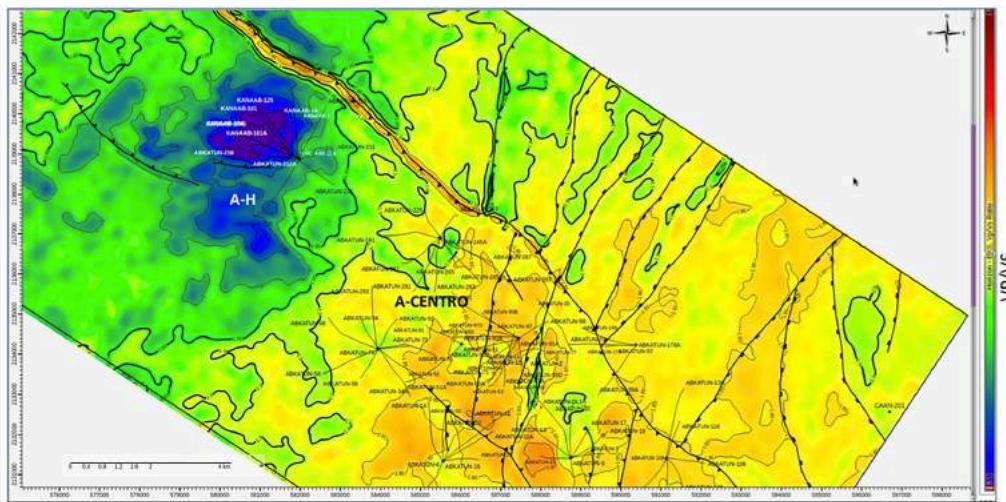


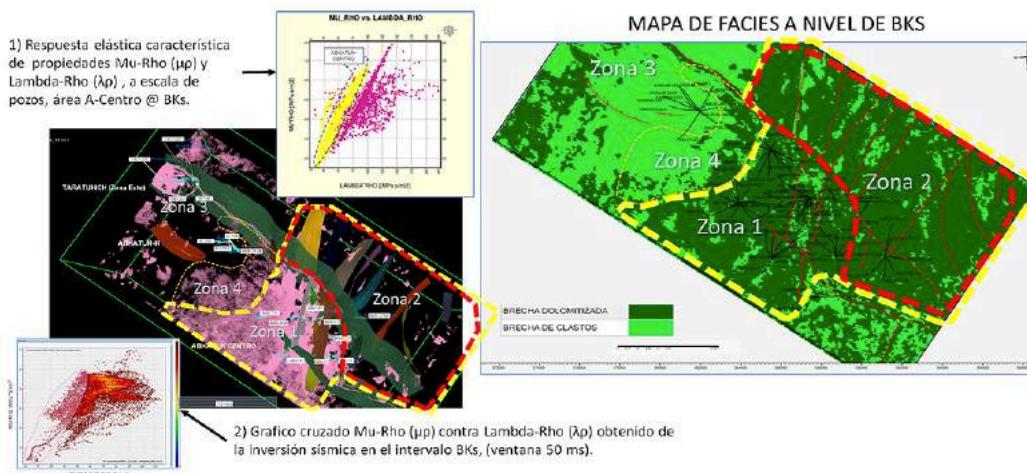
Figura 14.- Sección de correlación Porosidad total (pista izquierda) vs Impedancia P (pista derecha), como control de calidad de la inversión sísmica. Curva calculada en pozo (curva azul continua) versus curva extraída en la dirección del pozo del volumen resultante de la inversión PMLI (curva roja segmentada).

La figura 15 muestra un mapa de distribución lateral de la propiedad  $Vp/Vs$ , que es una de las propiedades elásticas que mejor responde, tanto vertical como lateralmente, desde el punto de vista de la inversión sísmica al cambio litológico visto por los pozos entre las zonas A-H y A-Centro a nivel de la Brecha del Cretácico Superior (BKs). Se resaltan los contornos de  $Vp/Vs = 1.9$  y  $1.95$ , que se determinaron en la etapa de física de rocas como los valores límites entre las respuestas elásticas características de la zona dolomitizada de A-Centro (límite superior) y la brecha de clastos A-H (límite inferior).



**Figura 15:** Mapa de distribución lateral a nivel del BKs (ventana de extracción: 50 ms). Propiedad elástica: Relación  $Vp/Vs$ . Se resaltan los contornos de los valores límites entre el comportamiento elástico de A-Centro y A-H ( $Vp/Vs = 1.9-1.95$ ). Estos valores límites fueron establecidos a partir del análisis cuantitativo de gráficos cruzados (física de rocas).

La figura 16 muestra el mapa de litofacies generado contra la discriminación obtenida del Crossplot Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) contra Mu-Rho ( $\mu\rho$ ). Se interpretaron cuatro zonas de manera regional, integrando ambos resultados, donde la denominada Zona 1 corresponde a una zona con facie predominante Brecha dolomitizada con respuestas, desde el punto de vista de los atributos elásticos generados en la inversión sísmica, asociados con mejor calidad de roca almacén (mayor porosidad). La Zona 2 presenta facies de Brecha dolomitizada, pero con menor porosidad. La Zona 3 se corresponde con facies de Brecha de clastos finos, la cual es roca almacén de menor calidad (porosidades relativamente menores), y la Zona 4 como zona de transición entre las facies de Brecha predominantemente dolomitizada (Zona 1: Abkatun Centro) y la Brecha de clastos finos (Zona 3: Abkatun-H).



**Figura 16.** Comparación. Geo-cuerpos extraídos del crossplot lambda-rho ( $\lambda\rho$ ), vs. mu-rho ( $\mu\rho$ ), y mapa de facies generado, dividido en Cuatro (4), zonas para la Brecha del cretácico superior (BKs). Se muestran los rangos de respuestas elásticas de las propiedades elásticas mencionadas y su respuesta asociada a la presencia de rocas sometidas a procesos de dolomitización.

## Conclusiones

El comportamiento elástico entre la zona de A-Centro y A-H, a nivel de BKs, se encuentra claramente diferenciado. En el análisis de física de rocas en pozos ubicados en ambas áreas, tales como A-21 (Área Centro), y los pozos K-101A y K-101 (Área A-H), en el dominio de los gráficos cruzados Vp/Vs contra Impedancia P y MuRho contra LambdaRho, se observa claramente la diferencia en los rangos de las propiedades elásticas entre ambas zonas. Hacia A-H, las respuestas elásticas aumentan para Impedancia P ( $> 12000 \text{ g.m/cm}^3\text{s}$ ), Vp/Vs (1.8 – 2.2) y LambdaRho ( $> 65 \text{ (MPa.s/m)}^2$ ).

Debido al cambio de facies a nivel de BKs, entre las zonas A-H y A-Centro, el cual se diferenció claramente en los resultados obtenidos por la inversión sísmica PMLI, se definió un tipo de electrofacie denominado Brecha dolomitizada para la zona de A-Centro y Brecha de clastos para la zona A-H. Se generaron volúmenes de facies y probabilidad de ocurrencia de facies a partir de esta clasificación, lográndose discriminar el límite entre ambas zonas, al interpretar de manera integrada y cuantitativa los resultados de la inversión sísmica con la información geológica y petrofísica.

## Agradecimientos

Al Ingeniero Sergio Vázquez Nolasco, Coordinador de Diseño del Activo AS-0203 y al grupo de Ingenieros que conforman el equipo de Geociencias de Explotación de Pemex, por permitir la publicación de los resultados de este trabajo y por su invaluable contribución durante el desarrollo del mismo.

## Referencias

Di Luca, M., 2016. Caracterización Geofísica de Yacimientos Heterogéneos de la Formación Porquero: Área Piloto Bloque A, Cuenca del Valle Inferior de Magdalena, Colombia. Tesis de Grado, Inédito.

Goodway, B., Chen, T. & Downton, J. 2008. Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters; “ $\text{Ir}$ ”, “ $\mu_r$ ” & “ $\text{I}/\mu$  fluid stack”, from P and S inversions. SEG Technical Program Expanded Abstract 1997.

Sayers, C., 2008. The elastic properties of carbonates, The Leading Edge, 1020 -1024.

Torres-Verdin, C. & Contreras, A., 2004. AVA sensitivity and

inversión of 3D pre-stack seismic data to delineate a mixed carbonate-siliciclastic reservoir in the Barinas-Apure Basin, Venezuela. SEG Technical Program Expanded Abstract 2004.

## Trayectoria Profesional

### Rómulo Guédez Chacón.

Ingeniero Geofísico, 2003, por la Universidad Central de Venezuela, en Caracas. Maestría en Ciencias Geológicas de la Universidad Central de Venezuela, 2019. Cuenta con 14 años de experiencia en la industria petrolera en interpretación sísmica en diferentes cuencas geológicas de América Latina, tanto en compañías operadoras y de servicios, como en yacimientos terriénos y carbonáticos en áreas terrestres y costafuera. Ha participado en equipos multidisciplinarios en estudios enfocados a Exploración y Producción, desempeñándose principalmente en las áreas de interpretación sísmica-estructural, construcción de modelos de velocidades en áreas geológicamente complejas, modelado geológico y procesos especiales.

### Raúl F. Hernández Vela.

Ingeniero Geofísico egresado del Instituto Politécnico Nacional. Ha participado en proyectos de transferencia tecnológica en Calgary y Alberta, Canadá; en Denver, Colorado y Houston, Texas. Actualmente se encuentra a cargo de la Superintendencia de Caracterización Estática correspondiente a la subdirección de producción de aguas someras bloques AS02-03 del mismo activo.

### José Roberto Torres Posadas.

Ingeniero Geólogo de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí. Ha participado en diversos proyectos de modelado geológico y de velocidades en áreas terrestres y costafuera de México. Actualmente se desempeña como coordinador del área de proyectos y enlace de la división de Geociencias de la compañía Emerson para Pemex en la Región Marina.

### Liliana López Arredondo.

Ingeniera Geofísica, egresada en 2011 de la Universidad Autónoma de Nuevo León. Inició su carrera en la industria petrolera en el periodo 2012-2017 en el área de Wireline and Perforating para la compañía Halliburton. En junio de 2018 inició como consultor independiente participando en diversos proyectos de inversión sísmica para Pemex, desempeñando funciones de petrofísica.



# Aplicación de Metodologías No Convencionales para la Caracterización Petrofísica de Yacimientos de Terciario

Enrique Morán Montiel (PEMEX), Guillermo Gutiérrez Murillo (PEMEX),  
Marco Antonio Orduña Reyes (Consultor)

CMP2019\_154  
Artículo presentado  
en el CMP / 2019

## ● Resumen

En la búsqueda de comprender el comportamiento del campo en explotación es necesaria la aplicación de diferentes ingenierías y disciplinas, y dentro de ellas se encuentra como disciplina estratégica la petrofísica, que se encarga de definir las zonas de posible aporte en función de los registros geofísicos tomados en los pozos. Para definir las propiedades petrofísicas se realiza una evaluación de registros geofísicos, integrando datos de núcleo. En el campo PC se tienen identificadas cinco arenas de posible potencial, en la formación Concepción Inferior, en las que se aplicaron procesos y metodologías para identificar los tipos de roca, las unidades de flujo y los modelos que representan las propiedades petrofísicas del campo, que serán de utilidad para el poblado de propiedades del modelo estático. Para ello, se analizaron veintitrés pozos del campo PC, en los que se realizó el proceso de edición y validación de la información, así como la generación de registros sintéticos en diez pozos. Se realizó la evaluación petrofísica convencional, determinando modelos de saturación en función de la resistividad, utilizando el modelo mineralógico de arena y arcilla. Se analizó la información del núcleo del pozo PC 121C, datos que fueron calibrados a la evaluación petrofísica y en los que se ajustaron los modelos de saturación de agua, porosidad

efectiva y permeabilidad. Así mismo, se implementaron metodologías no convencionales para la evaluación de los pozos, como la elaboración de electrofacies supervisadas con datos de núcleo y no supervisadas con datos de registro, con esto fue posible identificar tipos de roca.

## Introducción

El campo ejemplo inició su explotación en rocas de Terciario en el año 1985 con el pozo PC 1 y en 1993 con el pozo PC 101A, ambos se encuentran fluyentes. Sin embargo, su objetivo principal fue la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Superior, por tal motivo, existe deficiencia de información en Terciario.

Se analizaron 23 pozos para realizar el modelo petrofísico, de los cuales fue necesario realizar edición, normalización y generación de curvas sintéticas para lograr el objetivo, así mismo, se analizó la información del núcleo del pozo PC 101A, del cual se generaron modelos petrofísicos de Vsh, Sw, k y Por.

El flujo de trabajo desarrollado para obtener el resultado final fue el siguiente:

| 1 Búsqueda y recopilación de la información  | 2 Edición, normalización, generación de mapas y sintéticos  | 3 Análisis núcleo PC121C  | 4 Evaluación petrofísica convencional  | 5 Evaluación petrofísica no convencional   | 6 Resultados   |
|--|---|---|--|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>-Análisis y selección de datos.</li><li>-Análisis de estudios previos.</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>-Edición de curvas de los 23 pozos en análisis.</li><li>-Normalización de los 23 pozos en estudio.</li><li>-Generación de curvas sintéticas en 10 pozos.</li><li>-Generación de mapas de propiedades básicas a partir de registros (GR, RT, NPHI, RHOB, DT), de los 23 pozos y de 5 arenas.</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>-Petrofísica básica Salinidad del agua.</li><li>-Generación de los modelos petrofísicos a partir del núcleo (Vsh, Sw, Por, k).</li><li>-Identificación de litología.</li><li>-Procesamiento de fotos para generar curvas de lito-tipos.</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>-Evaluación petrofísica de los 23 pozos en estudios.</li><li>-Calibración de la evaluación petrofísica a los modelos generados por el análisis del núcleo.</li><li>-Identificación de los tipos de roca a partir de resistividad.</li><li>-Determinación de cortes petrofísicos y elaboración de sumarios.</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>-Elaboración de electrofacies supervisadas con datos de núcleos y no supervisadas con datos de registros.</li><li>-Evaluación con registro de saturación modo sigma al pozo PC 101B.</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>-Generación del modelo de saturación en función de la altura porosidad efectiva.</li><li>-Unidades de flujo.</li><li>-Mapas de isopropiedades sigma para cada arena (Vcl, Phie, Sw, k, NTG, SOPHIE).</li></ul> |

## 1. Edición y análisis de la información disponible

La información de los registros geofísicos normalmente se presenta por etapas, siendo necesario realizar el pegado de cada una de estas, así como las correcciones ambientales necesarias y estandarización de la información de las curvas a utilizar en el estudio, por lo tanto, fueron normalizadas las curvas de rayos gama, porosidad neutrón, densidad y tiempo de tránsito.

### a. Normalización de curvas

Cuando se realiza la caracterización de un campo o yacimiento, se debe tomar en cuenta el tiempo de adquisición de cada pozo y las herramientas con que se tomó dicha información, esto generará diferencias importantes entre cada uno, y el modelo petrofísico que haya resultado no sería representativo del campo. Para ello se deben tener pozos base que sirvan de calibre y llevar el resto a esa referencia. Se utilizó la herramienta clasificación de pozos, en la que se utilizaron como referencia pozos con información reciente del campo. En la figura 1 se muestra la gráfica de caja multi pozo (diagrama de caja y bigotes), se aprecian gráficamente algunos grupos de datos numéricos y es posible realizar una clasificación de acuerdo con la variación de los datos. El Cuadro-trazado indica qué observaciones pueden considerarse como valores atípicos y compara las distribuciones entre varios grupos o conjuntos de datos, entre múltiples pozos.

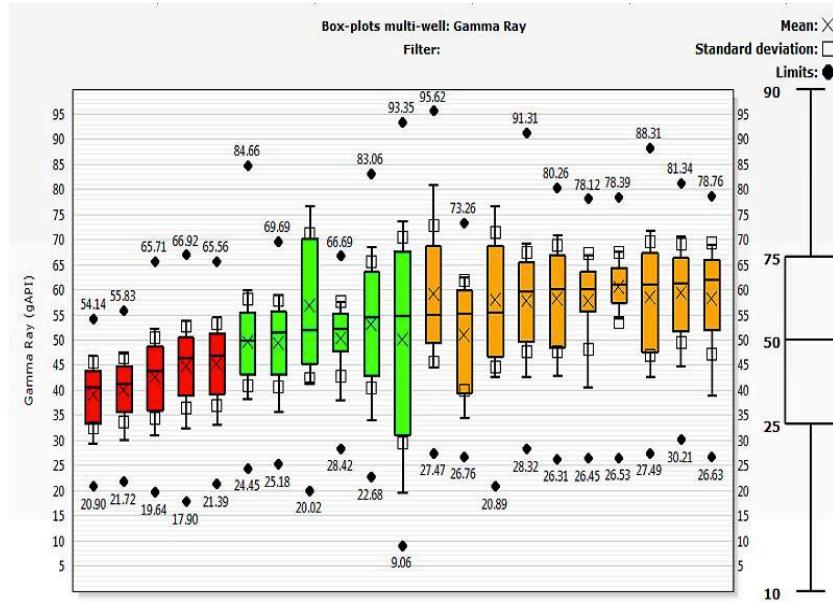
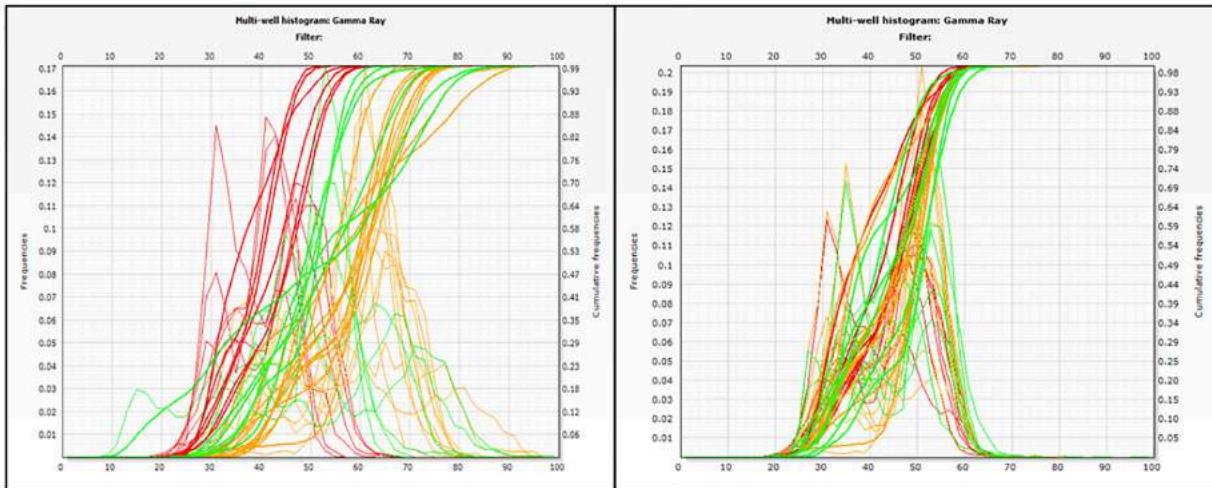


Figura 1. Gráfica multi pozo de caja del GR.

En la figura 1, se muestran en colores los grupos que forman tendencia, en color rojo se muestran los pozos que tiene valores bajos de GR, en color verde los que tiene valores medios y en amarillo los que tienen valores altos. Para seleccionar los pozos de calibración se tomaron como consideración aquellos que se han registrado recientemente, considerando que se tiene un lapso de 30 años entre el primer y último pozo. Se tomaron los pozos que se perforaron en los últimos 10 años, ya que las herramientas de registros utilizadas fueron de mayor resolución que los tomados en los años ochenta y noventa.

En la figura 3, se muestra la distribución del GR de los 23 pozos sin normalizar, observando que no existe una tendencia clara (izquierda), después de la normalización se aprecia una tendencia clara y buena distribución de los datos.

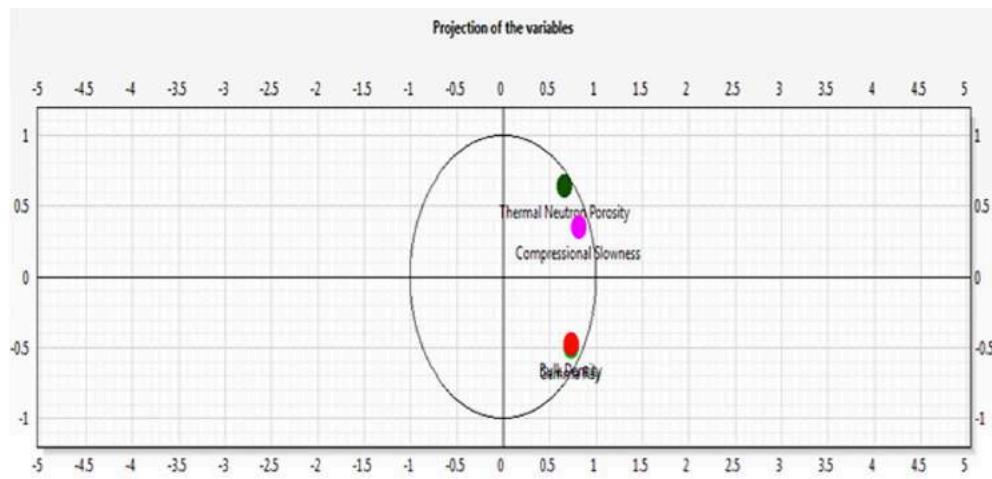


**Figura 3. Distribución del GR, en la gráfica de la izquierda se encuentra la distribución del GR original de los 23 pozos; en la gráfica de la derecha se observa el comportamiento del GR después de la normalización.**

Este método se aplicó para las variables GR, NPHI, RHOB y DT obteniendo resultados de normalización similares.

#### Generación de registros sintéticos

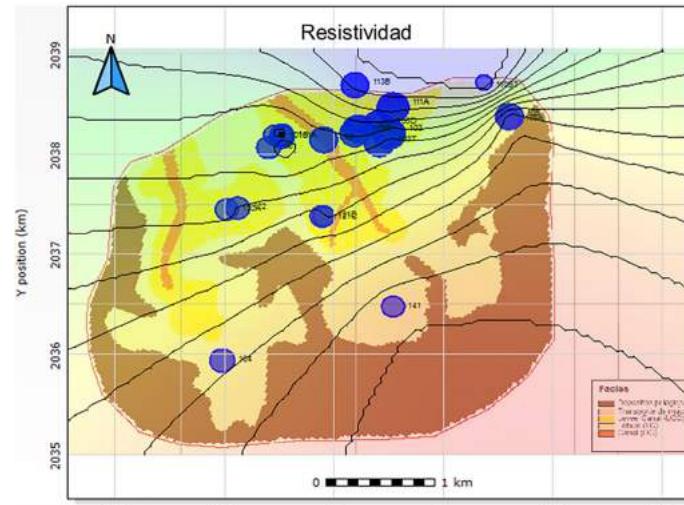
El análisis de componentes principales es una herramienta estadística, que permite identificar patrones en los datos, resaltando las similitudes y diferencias, y que ayuda en la generación de curvas sintéticas, ya que se comprueba la coherencia entre el conjunto de datos de los pozos, para definir a partir de qué variables se pueden generar los registros sintéticos. En la figura 4, se muestra la gráfica de análisis de los componentes principales de las variables GR, RHOB, DT y NPHI, de la cual se puede concluir que la variable RHOB y GR tienen un comportamiento directo, al estar empalmadas (rojo), esto quiere decir que se puede generar un RHOB a partir de un GR con una coherencia buena, mientras que en las demás variables la relación entre ellas no existe, por lo que habrá mayor incertidumbre al crear variables sintéticas.



**Figura 4. Análisis de componentes principales del campo PC.**

Se utilizó la técnica de redes neuronales para la determinación de curvas faltantes en los pozos en estudio. El método de redes neuronales consiste en identificar la información relevante sobre una gran cantidad de datos, en función del comportamiento de éstos. Este método utiliza algoritmos de entrenamiento iterativos que tratan de minimizar el error absoluto. Se crearon las variables NPHI, RHOB y DT de los pozos enlistados:

- 7 pozos → NPHI
- 10 pozos → RHOB
- 8 pozos → DT



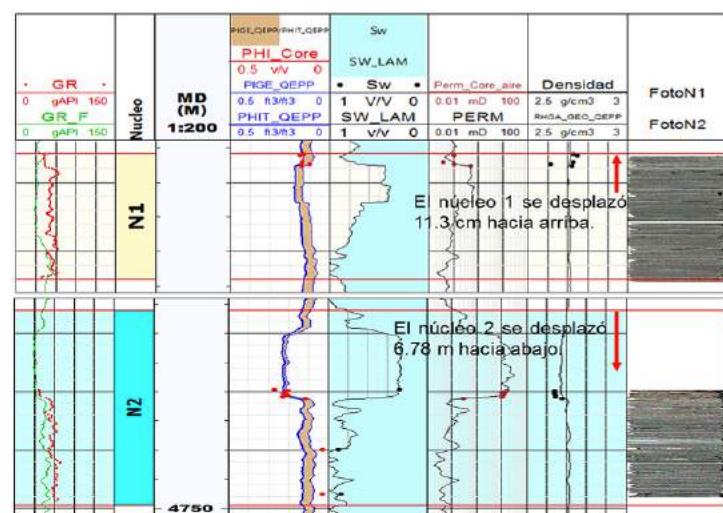
**Figura 5.** Mapa de burbuja de resistividad profunda de la arena 24, el tamaño del círculo representa el promedio de resistividad de la arena, en la zona norte del campo se encuentra los valores promedio altos de resistividad.

## 2. Análisis del núcleo

El campo a nivel terciario cuenta con análisis de petrofísica básica del núcleo 1 y 2 del pozo PC 121C, del que se obtuvieron datos de permeabilidad, porosidad y saturación de agua, los cuales se ajustaron a los obtenidos en la evaluación petrofísica.

Se ajustó en profundidad el núcleo 1, desplazándose 11 cm hacia arriba, mientras que el núcleo 2 se desplazó 6.76 m hacia abajo, como se muestra en la figura 6.

**Figura 6.** Núcleo 1 y 2 del pozo PC 121C, ajuste en profundidad y de los parámetros obtenidos de la petrofísica básica.



### 3. Evaluación petrofísica de los pozos en estudio

Se realizó la evaluación petrofísica con el modelo multi-mineral utilizando los siguientes registros básicos: RHOB, NPHI, GR, DT y RT, ajustando a los minerales cuarzo e ilita. El modelo se saturación empleado es doble agua, con un dato de salinidad de agua de formación de 186,000 ppm. Se analizaron 23 pozos del campo, un ejemplo de ellos es el pozo PC 101C, figura 7.

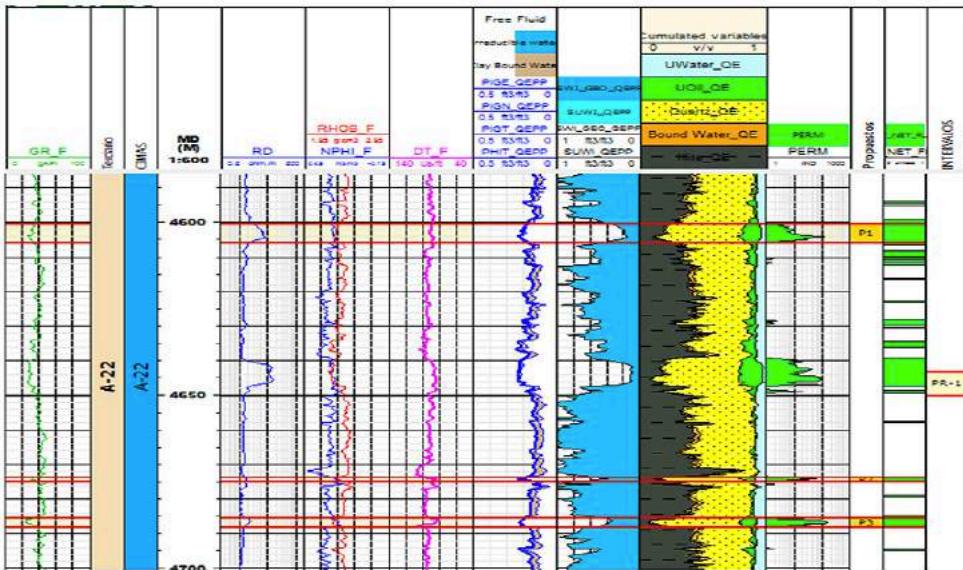


Figura 7. Evaluación petrofísica del pozo PC 101C, identificando posibles cuerpos de interés.

#### a. Identificación del tipo de roca

Una vez integrada la información de los núcleos, se realiza una evaluación de los registros geofísicos y se calibra con los datos obtenidos de los núcleos. A partir de las curvas de porosidad y permeabilidad de los registros editados se realizó la gráfica de Winland 35, y el resultado fueron los tipos de roca petrofísicos a partir de los registros geofísicos.

En general, del análisis de los tipos de roca es posible identificar las siguientes características:

- 1.- El mejor tipo de roca petrofísico presenta baja saturación de agua.
- 2.- En el peor tipo de roca petrofísico la saturación de agua irreducible es alta.
- 3.- Relación de la geometría de poro y distribución del tamaño determinada con las gráficas de presión capilar.
- 4.- Se puede determinar la saturación de agua de la altura de agua libre en el yacimiento.

5.- Los tipos de roca petrofísicos se obtienen con el análisis de núcleos y/o evaluación de los registros geofísicos.

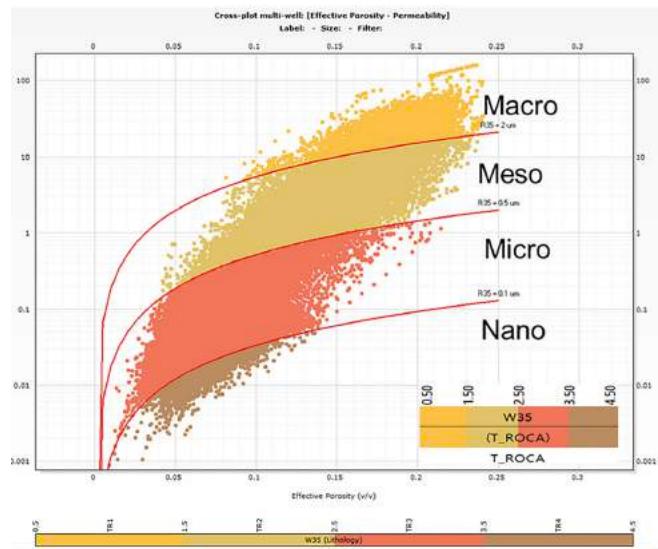
Para determinar los tipos de roca se utiliza la ecuación de Winland (Kolodzie, 1980; Martin et al., 1997), donde se calcula el radio de garganta de poro (R35):

$$\text{Log}(R35) = 0.732 + 0.588 \text{ log}(k) - 0.864$$

Donde: R35 = radio de garganta de poro correspondiente al 35 % de inyección de mercurio en una gráfica de presión capilar (micrones,  $\mu$ )

$k$  = permeabilidad a condiciones ambientales (mD).  
 $\phi$  = porosidad a condiciones ambientales (%).

En la figura 8 están representados los tipos de roca petrofísicos, a partir de registros y sus características de porosidad ( $\phi$ ), permeabilidad ( $k$ ) y radio de garganta de poro.



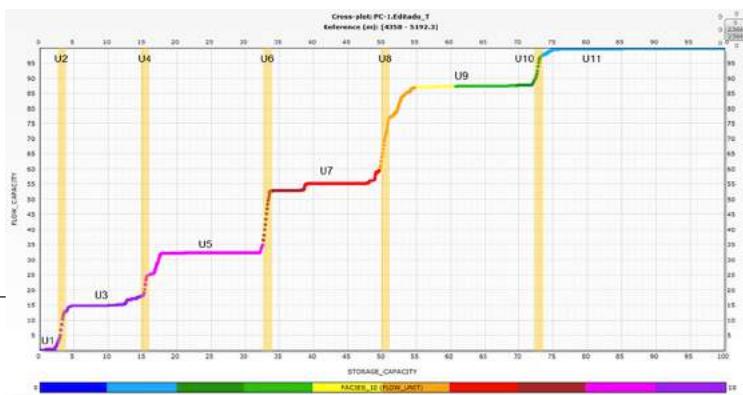
**Figura 8. Tipos de roca con el gráfico de Wiland 35.**

Los mejores tipos de roca son los macros, con gargantas de poro mayores a 2um, las meso tienen un radio de garganta de poro de 0.5 a 2 um, las micro tiene un radio de garganta poral de 0.1 a 0.5 um, y las nano tiene un radio de garganta de poro menor a 0.1 um.

### b. Unidades de flujo

Una unidad de flujo se define como un intervalo estratigráficamente continuo que respeta el marco geológico y mantiene las características de los tipos de roca (Gunter et al., 1997b).

La gráfica modificada de Lorenz (Craig, 1972) determina la capacidad de almacenamiento y la capacidad de flujo en porcentaje; en el eje abscisas es la capacidad de almacenamiento (producto de porosidad y espesor, Phieh) y el eje de las ordenadas es la capacidad de flujo (producto de la permeabilidad y espesor, kh), (Chopra et al., 1987); la interpretación del gráfico es la siguiente: líneas horizontales son barreras al flujo y las que tienden a ser verticales presentan una buena capacidad de flujo; cabe hacer mención que las barreras al flujo son consideradas como unidades de flujo. Se identificaron un total de once unidades de flujo, de las cuales seis son barreras al flujo y cinco tienen buena relación entre capacidad de flujo y almacenamiento (barras amarillas).



**Figura 9. Unidades de flujo determinadas de la arena 22 mediante el diagrama Modificado de Lorenz.**

Se ordenaron las unidades de flujo de acuerdo con la capacidad de flujo, utilizando el gráfico de Lorenz, que indica que la mejor capacidad de flujo es la pendiente de cada unidad de flujo.

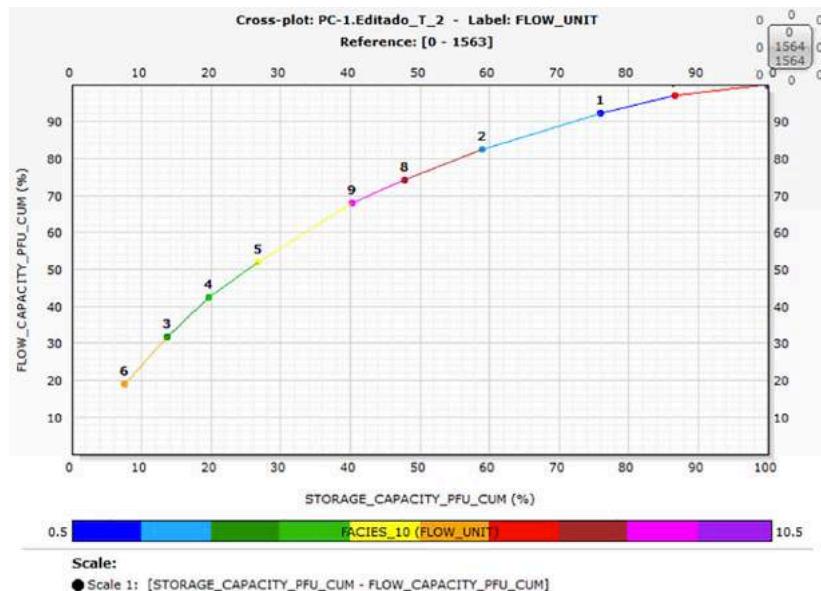


Figura 10. Grafica de Lorenz jerarquizando las unidades de flujo de la arena 22.

### c. Modelo de saturación en función de la altura y la porosidad efectiva

Una de las principales incertidumbres en los modelos petrofísicos es extrapolar los parámetros petrofísicos (porosidad, permeabilidad y saturación de agua), a diferentes cuerpos arenosos. En un principio se buscó analizar la roca por su clasificación o sus facies, pero genera mayor incertidumbre, ya que la diagénesis juega un papel muy importante en las características de cada roca. Por tal motivo se determinaron los tipos de roca petrofísicos y las unidades de flujo, ya que pueden extrapolarse en todo el yacimiento. Sin embargo, al tomar las saturaciones obtenidas por resistividad, generan errores que pueden afectar el comportamiento de los resultados, esto es, si se tienen rocas altamente compactas, la respuesta de resistividad pudiera asociarse a posible volumen de hidrocarburos, lo que sería un error, es por ello que se utilizó el método de K-Lambda propuesta por Herron en 1998. Este método relaciona el tamaño de los poros con el tipo de roca, si se conoce la distribución de los minerales presentes en la roca y la porosidad, es posible calcular la permeabilidad de la formación. En resumen, se calculó la saturación de fluidos en función del tipo de roca, y no de la respuesta de resistividad.

El modelo de saturación de Lambda para cada tipo de roca se presenta en la siguiente tabla:

| Ecuación para cada tipo de roca (unit system: SW [v/v], PC_IFT1 [bar], POR [v/v]) |  |
|---|--|
| TR1   | $SW = \min(1, \max(0, \text{pow}(10, 0.377019 - 0.981284 * POR) * (\text{PC\_IFT1} ** -0.000378372) + -1.19499))$                        |
| TR2   | $SW = \min(1, \max(0, (-39.2764 + 2609.63 * POR) * (\text{PC\_IFT1} ** -(1.32725 - 46.7441 * POR)) + (0.953615 - 3.31741 * POR)))$       |
| TR3   | $SW = \min(1, \max(0, (1.67489 + 77.8131 * POR) * (\text{PC\_IFT1} ** -(-0.00464221 + 0.0757254 * POR)) + (0.0124327 - 88.0658 * POR)))$ |
| TR4   | $SW = \min(1, \max(0, (0.217295 - 1.08235 * POR) * (\text{PC\_IFT1} ** -(0.0595163 + 3.30459 * POR)) + (1.36613 - 10.6807 * POR)))$      |

#### 4. Elaboración de electrofacies

Análisis de Rocas Heterogéneas o HRA (Heterogeneous Rock Analysis) es un método de clasificación de rocas basado en registros. HRA define las clases de roca con base en sus atributos fundamentales de textura y composición, según lo discriminado por entradas de registro. HRA identifica estructuras de datos consistentes, definidas inicialmente por reconocimiento de patrones no supervisado de los canales de datos de entrada (por ejemplo, registros de pozos). La clasificación no supervisada se basa, así, en la estructura de la varianza de los datos, y no en las ideas preconcebidas de lo que estas clases deberían representar.

HRA se aplica a cualquier tipo de datos multivariados: registro, núcleo, registro de lodo, sísmica, entre otros. Con HRA, se puede vincular e integrar entre estas mediciones. Se eligen registros de pozos como medidas de referencia y escala de referencia, debido a que los registros son regionales prevalentes.

Las variables de entrada usadas para la generación de electrofacies del campo PC Terciario fueron: RHOB, NPHI, DT, y GR. No se usó la resistividad para evitar sesgos en la generación de electrofacies por la presencia de diferentes fluidos.

Se generaron los componentes principales del sistema, esto para reducir la complejidad de un espacio vectorial multidimensional a uno donde cada componente principal describiera la mayor parte del sistema. En esta imagen se observa en el eje X el componente principal 1, y en el eje Y, el componente principal 2. Con estos componentes principales y usando una técnica de cluster analysis, se generan los centroides de las clases seleccionadas (5 en este caso), figura 3.4.

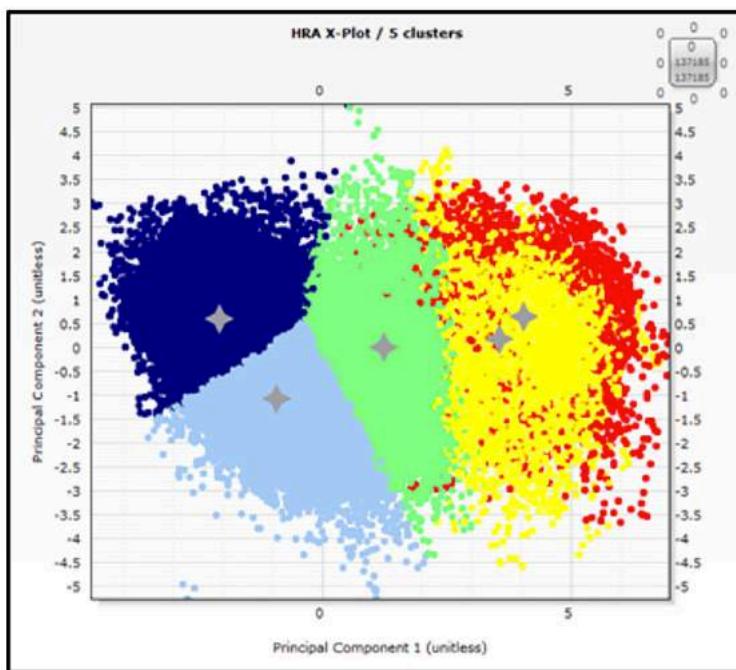
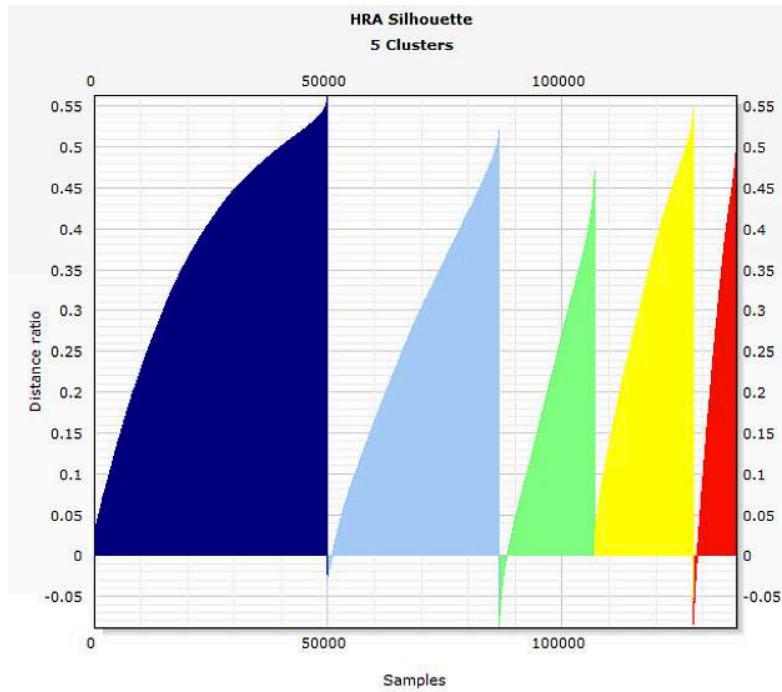


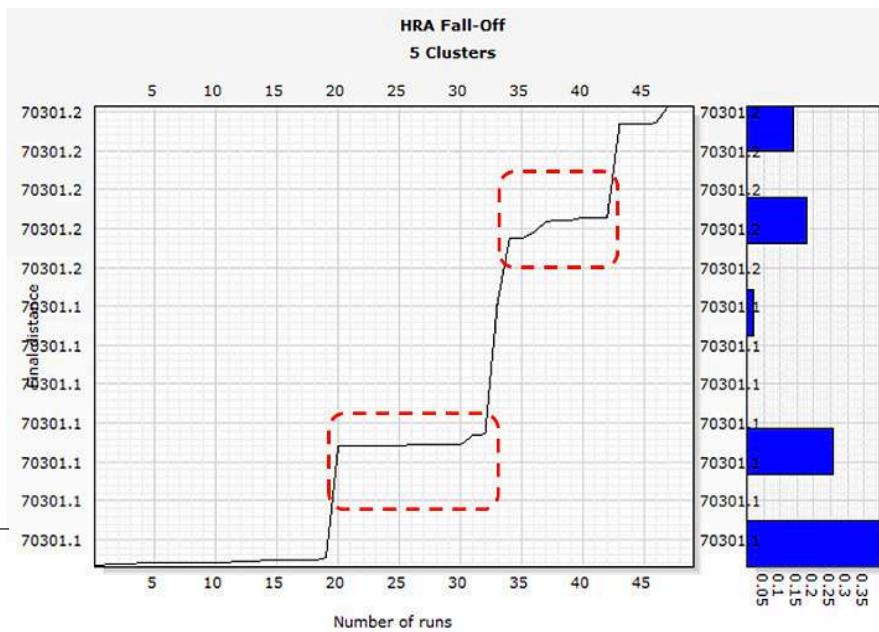
Figura 11. Gráfico de clasificación de grupo del componente principal 1 y el componente principal 2.

El Silhouette Plot (figura 12), es un gráfico de control de calidad de la distancia de cada punto de los registros con respecto al centroide de cada grupo al que pertenece, si hay valores negativos (sin coma) quiere decir que un punto puede pertenecer a uno u otro grupo, si hay muchos valores negativos significa que al proceso se le dificulta encontrar los centroides adecuados para generar las electrofacies.



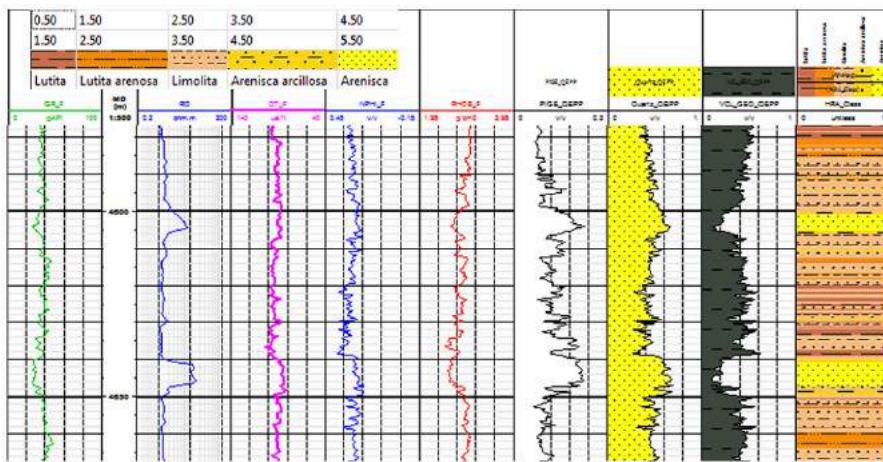
**Figura 12.** Gráfico de silhouette de los grupos obtenidos de acuerdo con los componentes principales.

El gráfico de Fall-off de la figura 13, permite ver la convergencia del sistema iterando para encontrar los centroides. Para que sea aceptable, en un proceso de 50 iteraciones, al menos 10 de estas deben mostrar una tendencia horizontal.



**Figura 13.** Gráfico fall off, que permite ver la congruencia de los grupos seleccionados.

El resultado obtenido es la clasificación de rocas de acuerdo con el comportamiento de los registros de entrada, arrojando 5 litotipos (figura 14):



**Figura 14.** Sábana del pozo PC 1, último carril muestra los litotipos generados por HRA.

Este método se utiliza como apoyo para la identificación de los tipos de roca, relacionando HRA con la evaluación calibrada a los núcleos y la identificación de los tipos de roca con Wiland 35 y las unidades de flujo, que permitieron determinar las zonas de posibles arenas con potencial de producción.

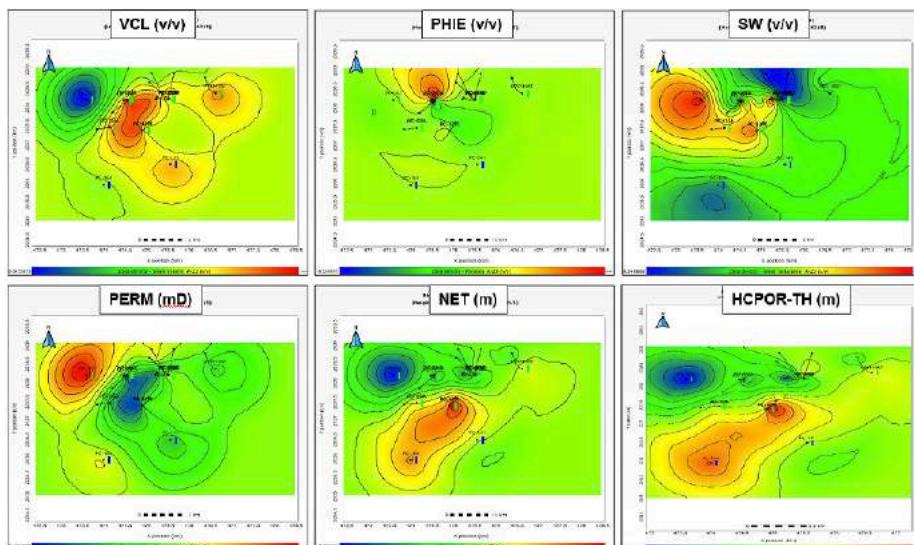
## 5. Resultados obtenidos

El proyecto de caracterización petrofísica del campo PC Terciario dio los siguientes resultados:

- Validación de la información de registros geofísicos y datos de núcleos.
- Edición de registros geofísicos (correcciones, empalmes, ajuste en profundidad, etc)
- Normalización de curvas de GR, NPHI, RHOB y DT en las arenas 21, 22, 23, 24 y 25.
- Calibración del modelo petrofísico con respecto al núcleo del pozo PC 121c.
- Generación de la ecuación de permeabilidad calibrada con datos de núcleo.
- Obtención de tipos de rocas hidráulicas en núcleos con la metodología de Winland 35.
- Modelo mineral a partir de datos de núcleo.
- Modelo multimineral (cuarzo e ilita) en 20 pozos con registros geofísicos.
- Modelo de saturación con Dual Water Elan y calibrada con datos de núcleos.
- Modelo de permeabilidad de Herron en registros y calibrada con datos de núcleos.
- Modelo de saturación a partir de Lambda, usando datos de tensión Interfacial (Interfacial Tension–IFT) y el nivel de agua libre (FWL-Free Water Level) con la técnica Oil Down To.
- Obtención de valores de corte para determinar los sumarios petrofísicos.
- Identificación de intervalos prospectivos a partir de los sumarios petrofísicos y del espesor neto impregnado.
- A partir de registros en un modo no supervisado se obtuvieron los lito-tipos de cada pozo (cluster analysis).
- Generación de la capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo por arena.
- Obtención de unidades de flujo por medio de Lorenz Modificado y el Estratigráfico Modificado de Lorenz.
- Evaluación del registro Sigma en PC-101B y comparación con los resultados del modelo de saturación obtenido a partir de Lambda, verificando su concordancia.

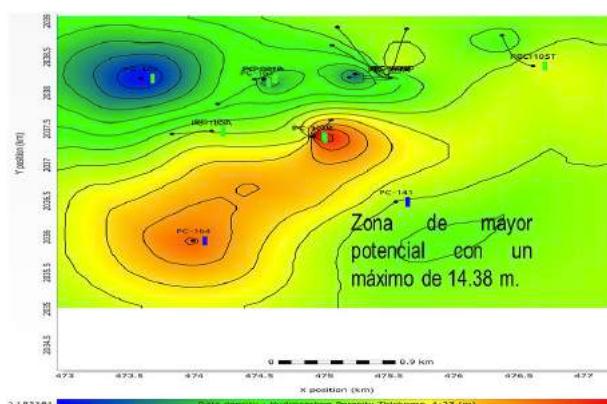
Una de las principales incertidumbres en los modelos petrofísicos es extrapolación de los parámetros petrofísicos (porosidad, permeabilidad y saturación de agua), a diferentes cuerpos arenosos. En un principio se buscó analizar la roca por su clasificación o sus facies, pero genera mayor incertidumbre ya que la diagénesis juega un papel muy importante en las características de cada roca. Por tal motivo se determinaron los tipos de roca petrofísicos y las unidades de flujo, ya que pueden extrapolarse en todo el yacimiento.

Se generó un modelo de saturación en función de la altura y dependiente del tipo de roca, calibrado al núcleo que se tiene del pozo PC 121C. Se generaron mapas de isopropiedades, en los que es posible apreciar las mejores zonas.



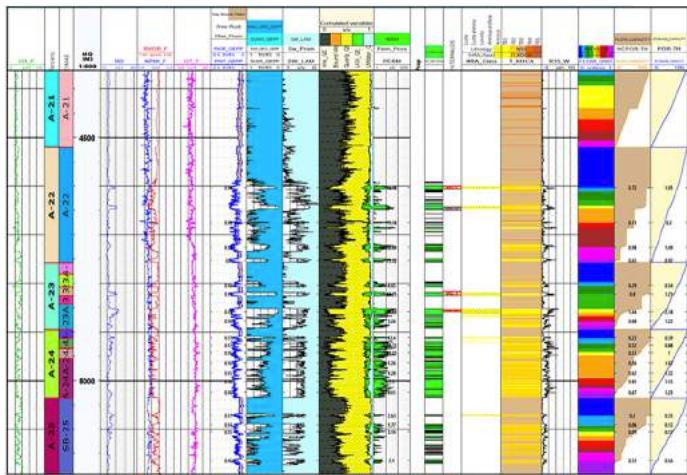
**Figura 15.** Mapas de isopropiedades de la arena 24 del camp PC.

En la figura 16, se muestra el mapa HCPOR-TH, en resumen, este mapa muestra la suma de cada una de las variables mostradas en la figura 15, determinando así cuáles son las zonas con buena porosidad efectiva, presencia de hidrocarburos y espesor neto. En este mapa de la arena 24 la mejor zona (roja/naranja), se encuentra en dirección SW.



**Figura 16.** Mapa de HCPOR-TH de la arena 24 del camp PC.

El resultado final para cada uno de los veintitrés pozos analizados se muestra en la sábana de la figura 17, donde se aprecian los registros utilizados en la evaluación petrofísica, los tipos de roca de acuerdo con Wiland 35, las electrofacies determinadas con HRA, las unidades de flujo de acuerdo con Lorenz y los modelos que servirán de base para la población del modelo estático (porosidad efectiva, permeabilidad, saturación de agua, espesor neto, etc.).



**Figura 17.** Sabana petrofísica del pozo PC 1 con litotipos, tipos de roca, radios de garganta de poro, unidades de flujo, capacidad de flujo y almacenamiento.

### Conclusiones

Se realizó la caracterización petrofísica del campo PC Terciario, que pretende ser un apoyo en la evaluación de reservas e identificación de nuevas oportunidades, obteniendo un modelo estático de mayor confiabilidad y que sirva de base para la simulación numérica del yacimiento.

En las arenas 23 y 24 se tienen las mejores características petrofísicas y la mayor cantidad de oportunidades visualizadas, así mismo, la caracterización petrofísica nos permite tener una primera visualización de las posibles áreas con mejores características, de acuerdo con el tipo de roca, porosidad, permeabilidad y espesor neto impregnado de aceite.

Se recomienda hacer petrofísica básica (gamma del núcleo, porosidad, permeabilidad, densidad de grano) y especiales ( $m$ ,  $n$ ,  $a$ , presiones capilares, DRX, láminas delgadas, permeabilidades relativas) del núcleo del pozo PC 163. Se recomienda tomar registros de resonancia magnética para poder hacer una partición de la porosidad y con ello poder estimar un índice de permeabilidad en cada una de las arenas del campo.

La actualización del modelo petrofísico, con nueva información adquirida durante el desarrollo del campo, ayudará a tomar la administración y explotación óptima del yacimiento.

Fue posible identificar oportunidades de reparaciones mayores (RMA) en los 23 pozos analizados, con un total de 410 oportunidades, sin embargo, el objetivo inicial de estos pozos fue con objetivo mesozoico, por lo que las condiciones mecánicas de los pozos reducen las oportunidades a nueve de ellos, con 30 posibles oportunidades de RMA que están pendientes de analizar mecánica y económicamente.

### Agradecimientos

Agradecimiento especial para el Ingeniero Marco Antonio Orduña Reyes por su gran colaboración, a PEMEX por ser la empresa que me ha dado esta experiencia y al Ingeniero Guillermo Gutiérrez Murillo por el apoyo para la realización de este trabajo.

### Referencias

- Antonio Quintalán Pedraza, "Características petrofísicas de arenas del Neógeno en un pozo gasífero de la Cuenca de Veracruz", Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. 64, No 3, pgs. 295-304, año 2012.

- Cabrera, C. R., y Lugo, R. J., 1984. Estratigrafía – Sedimentología de las Cuencas Terciarias del Golfo de México. Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. 36, No. 2.

### Trayectoria profesional del autor y coautores:

#### Autor: Enrique Morán Montiel

- Licenciatura: Ingeniero Petrolero, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Funciones 2010-2014: Especialista de diseño de Sistemas Artificiales de Producción en el Activo de Producción Poza Rica Altamira.

2014-a la fecha, Especialista Técnico D, área de Petrofísica del Activo de Producción Bloque Sur 03

#### Coautor: Marco Antonio Orduña Pérez

- Licenciatura: Ingeniero Geólogo, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Especialidad: Caracterización Petrofísica de yacimientos carbonatados y siliciclasticos, con más de 16 años de experiencia
- Funciones: Participación en los modelos petrofísicos y evaluaciones en los campos del Activo de Producción Bloque S03, para el mejoramiento de la producción Marzo 2016- Febrero 2017.

# Nueva Metodología de Caracterización de Yacimientos Usando Interpretación Petro-Elástica

Humberto Samuel Arévalo López (PEMEX Exploración y Producción),  
Jack Petrovich Dvorkin (King Fahd University of Petroleum & Minerals)

CMP2019\_355  
Artículo presentado  
en el CMP / 2019

## ● Resumen

La caracterización de yacimientos con hidrocarburos parte de la suposición de que existen correlaciones estadísticas entre los valores obtenidos a partir de la inversión sísmica, i.e., impedancia P, impedancia S y densidad ( $I_p$ ,  $I_s$  y  $\rho$  respectivamente), con valores de porosidad, contenido de arcilla y saturación de agua ( $\varphi$ , C y  $S_w$  respectivamente), interpretados de los registros de pozos. La nueva metodología aquí expuesta difiere de tal suposición y plantea otra: la relación entre las propiedades elásticas ( $I_p$ ,  $I_s$ ,  $\rho$ ), puede ser establecida de manera "única" con sus propiedades petrofísicas ( $\varphi$ , C,  $S_w$ ), a través de un modelo de física de rocas calibrado con la geología regional de la cuenca en estudio. La aplicación de esta metodología supone varios pasos que difieren de la caracterización tradicional: (i) los registros de los pozos utilizados en la inversión sísmica son regenerados antes de ser usados en el modelo de bajas frecuencias, a través del modelo de física de rocas calibrado; (ii) garantizar que la relación entre las propiedades petro-elásticas es realmente "única" y (iii) verificar que tal correlación sirve a diferentes escalas de medición (con resolución sísmica de ~20 m contra la de los pozos de ~30 cm). Esta metodología fue aplicada con éxito en datos de un campo de aceite al NW de Australia.

## Introducción

Las reflexiones sísmicas dependen directamente del contraste de las propiedades elásticas del subsuelo; mientras que las propiedades elásticas son dependientes de las propiedades y proporciones de los minerales que componen la roca, de su porosidad y de las características de los fluidos que inundan tales poros. Teóricamente, debería ser posible utilizar los valores de amplitud de estas reflexiones para obtener las propiedades de las rocas y fluidos que les dieron origen. Sin embargo, hasta hace poco tiempo (Arévalo y Dvorkin, 2016), la forma determinística de hacerlo había eludido su implementación. En este artículo expondremos los pasos necesarios

para llevar a cabo la interpretación petro-elástica de los datos sísmicos. A continuación, introduciremos los dos principios básicos que permiten llevar a cabo tal interpretación.

## Autosimilitud

El principio que sirve de fundamento a esta metodología fue bautizado como autosimilitud por su descubridor: Doron Galmudi et al., 1999. Cuando observó, en los datos de núcleos medidos por Han y Morgan (1986), que las impedancias P y S podían ser expresadas en términos de una combinación lineal de otras dos variables independientes: porosidad, y contenido de arcilla ( $\varphi$  y C respectivamente), tal como se muestra en el sistema de ecuaciones de la ecuación 1.

$$\begin{aligned} I_p &= f(\varphi + \alpha C) \\ I_s &= g(\varphi + \beta C) \quad (1) \end{aligned}$$

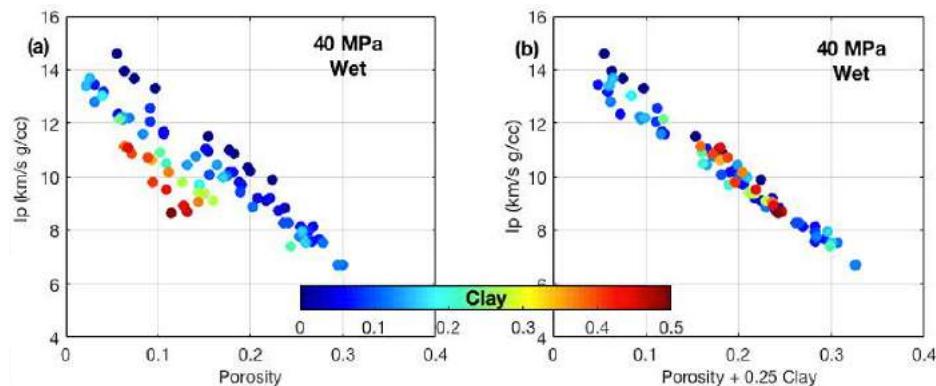
En la figura 1 se muestran los datos originales de Han (1986) a 40 MPa de presión de confinamiento, en el eje vertical está la impedancia P y del lado izquierdo en el eje horizontal está la porosidad, mientras que en el lado derecho, el eje horizontal corresponde a la combinación lineal de porosidad más 0.25 multiplicando el contenido de arcilla. En ambos casos los puntos están coloreados por la cantidad de arcilla. El colapso de la nube de datos del lado izquierdo en una tendencia mucho más cerrada es lo que denominamos fenómeno de autosimilitud en las rocas.

Cuando Galmudi estuvo experimentando con las mediciones de Han, encontró que el coeficiente ( $\alpha$  ó  $\beta$  de la ecuación 1), que hacía que la tendencia colapsara en una sola curva, era el mismo valor, tanto para las impedancias P, como para las S, esto es:  $\alpha = \beta$ , que vuelve al sistema de ecuaciones de la ecuación 1 en indeterminado, señalado por Dvorkin (2007).

Sin embargo, mientras experimentábamos con autosimilitud, en

datos medidos en registros de pozo del campo de estudio, encontramos que los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta$  pueden llegar a ser diferentes y por consiguiente podremos resolver el sistema de ecuaciones de forma "única".

Así mismo, también encontramos que en algunos modelos de física de rocas (Mavko et al., 2009, Dvorkin et al., 2014 describen los modelos más comunes), la autosimilitud persiste y los coeficientes también son diferentes, tal como se observa en la figura 2, donde se grafican datos modelados de impedancias contra porosidad para un fluido de poro de 100% agua. Las líneas negras corresponden con las variaciones de impedancia P y S para una mezcla mineralógica de cuarzo y arcilla con incrementos de 20% de arcilla entre ellas. Las líneas rojas son las líneas negras cuando son graficadas como una combinación lineal de porosidad y contenido de arcilla.

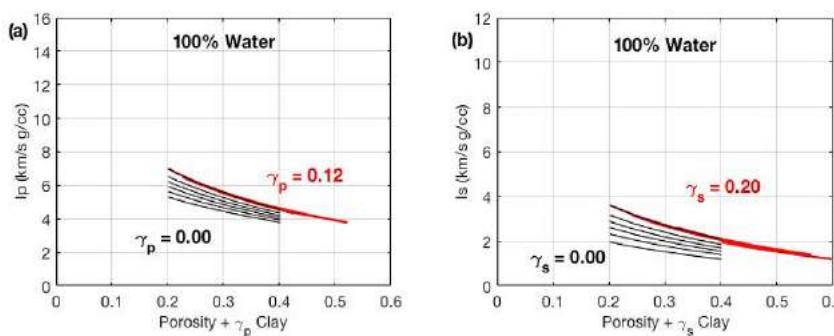


**Figura 1. Datos de Han (1986). Mediciones ultrasónicas de tapones de núcleos saturados con agua a 40 MPa de presión de confinamiento. El color corresponde con el porcentaje de arcilla entre 0 y 51% para ambos gráficos. (a) Impedancia P contra la porosidad total. (b) Impedancia P contra la combinación lineal de porosidad + 0.25\*contenido de arcilla.**

El hecho de que los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta$  fueran diferentes no es siempre el caso, como los datos de Han demostraron. Para realizar la interpretación petro-elástica es necesario revisar la posible unicidad en la transformación de propiedades. Otro tema en términos de su aplicabilidad es la de la preservación de la transformación bajo diferentes escalas de medición.

### Transformación en múltiples escalas

Una forma de verificar si el método sirve para datos en diferentes escalas es filtrando las propiedades medidas con los registros de pozos a una escala similar a la de la sísmica y llevar a cabo la interpretación de los datos suavizados. Y así lo hicimos, en la figura 3 se muestran los registros originales en el renglón superior y en el inferior los datos filtrados con el promedio de Backus (ambos en negro).

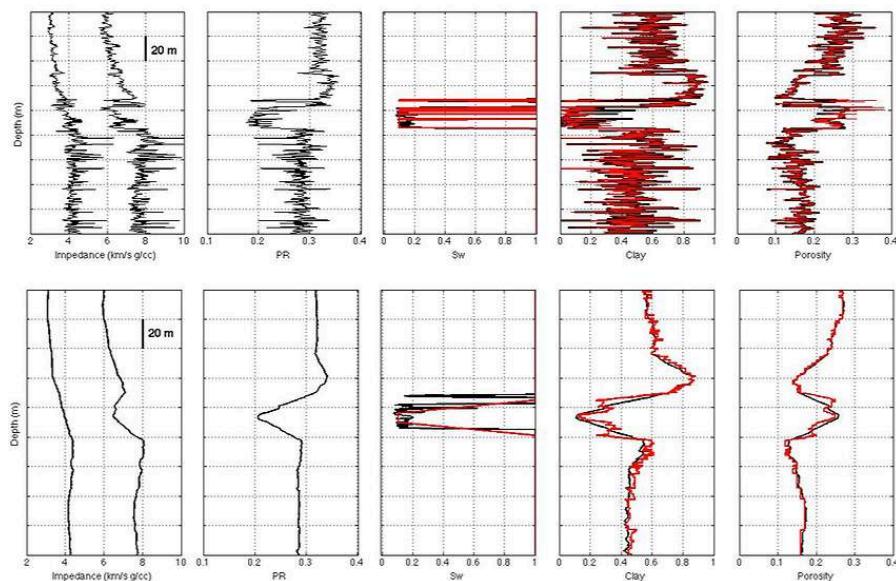


**Figura 2. Modelo "Soft-Sand" para una mineralogía de cuarzo y arcilla para porosidades entre 20% y 40%, para una saturación de agua de 100%. (a) Impedancia P contra la combinación lineal de  $\varphi + \alpha C$ . (b) Impedancia S contra la combinación lineal de  $\varphi + \beta C$ . Las líneas negras corresponden a coeficientes  $\alpha = \beta = 0$  mientras que las rojas corresponden a  $\alpha = 0.12$  y  $\beta = 0.20$  respectivamente.**

La interpretación petro-elástica toma como entrada las impedancias y el tipo de fluido es calculado a partir de la relación de Poisson ( $V$ ) de la siguiente manera: si  $V < 0.23$  asumimos que el yacimiento tiene 20% de agua y 80% de aceite, si  $V > 0.23$  asumiremos que  $S_w = 100\%$ . Una vez que tenemos dos entradas y el tipo de fluido del poro las comparamos contra todos los valores calculados con el modelo de física de rocas que describe los datos de la zona de estudio (este tema será descrito con detalle en la metodología), a través de un algoritmo de mínimos cuadrados que satisface la siguiente ecuación:

$$\min \left\| \frac{I_{p\text{-well}} - I_{p\text{-model}}}{I_{p\text{-well}} + I_{p\text{-model}}} + \frac{I_{s\text{-well}} - I_{s\text{-model}}}{I_{s\text{-well}} + I_{s\text{-model}}} \right\|_2 \quad (2)$$

Y dado que los coeficientes de la combinación lineal son diferentes para el modelo de física de rocas utilizado, este algoritmo tiene una única respuesta para porosidad y contenido de arcilla. La interpretación petroelástica de los datos de pozo a escala normal (~30 cm), y los filtrados a escala sísmica (~20 m), en ambos casos tiene alta calidad. En el caso de los registros filtrados tenemos cierta discrepancia en el borde del yacimiento debido a la difusión de las propiedades elásticas causada por el suavizamiento, pero afuera de esos errores las curvas interpretadas (rojas), siguen con precisión a las curvas originales (negras). Estos resultados alientan la posibilidad de tener éxito al implementar la metodología.



**Figura 3. Arriba,** registros del pozo A originales en negro y los interpretados petro-elásticamente en rojo. **Abajo,** registros filtrados con el promedio de Backus para las propiedades elásticas y un promedio aritmético para las propiedades petrofísicas. De izquierda a derecha está la impedancia S y P, la relación de Poisson, la saturación de agua, el contenido de arcilla y porosidad.

### Metodología

El proceso de implementar la interpretación petro-elástica puede ser resumido en los siguientes pasos:

- i) Realizar un estricto control de calidad de los registros de pozo, lo cual incluye desde eliminar los datos erróneos, corregir las
- ii) Realizar un diagnóstico por física de rocas (Dvorkin et al., 2014), que involucra encontrar un modelo de física de rocas que

profundidades entre las diferentes curvas, hasta verificar que los datos están dentro de los valores posibles para cada curva; muy similar a los pasos que realiza el petrofísico previo a la interpretación de los registros.

describa cuantitativamente los registros de pozo en término de sus impedancias, porosidades, contenido mineralógico y tipo de fluido poral (en este artículo se usó el modelo de cemento-constante que se describe en el Apéndice A).

iii) Utilizar el modelo establecido para generar curvas sintéticas para realizar el sismograma sintético y la extracción de ondículas. Una vez calibrado el pozo, suavizar las curvas de contenido de arcilla y porosidad para generar registros sintéticos que se utilizarán en el modelo de bajas frecuencias que utiliza la inversión sísmica simultánea.

iv) Realizar la inversión sísmica simultánea con base en los registros generados.

v) Plantear un esquema de minimización como el definido por la ecuación 2, y así obtener propiedades petrofísicas a la escala sísmica.

El esquema general de la metodología no está limitado a datos sísmicos 2D o 3D, ha sido aplicado a ambos con éxito. Aún, cuando lo más recomendable es que los registros cuenten con velocidades de la onda S, no son indispensables, ya que el modelo de física de rocas utilizado forma parte de los modelos de propiedades efectivas y tienen la capacidad de generar los valores de velocidad de onda S asociados a determinada porosidad, contenido de arcilla y saturación de agua.

En la parte siguiente desglosaremos cada elemento de la metodología utilizando los datos del campo de aceite Stybarrow localizado a 65km costa afuera del noroeste de Australia. Dicho yacimiento está formado por secuencias turbidíticas (areniscas interestratificadas con lutitas), ambas de edad Cretácico inferior (Valanginiano-Berriásano) (Geoscience Australia, 2015). Fueron donados por BHP Billiton al grupo del Stanford Rock Physics and Borehole Geophysics Project.

### Control de calidad de los registros

En la figura 4 se presentan los registros de los cuatro pozos con los que contamos para caracterizar el yacimiento.

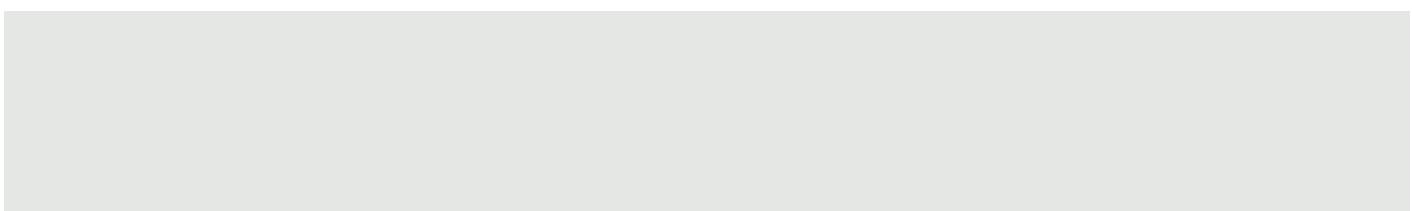
Los pozos 1 y 2 perforaron la parte gruesa del yacimiento (~20 m), mientras que en el pozo 4 el yacimiento sólo tiene ~10 m y está ausente en el pozo 3. Para el cálculo de la porosidad derivada de la densidad se usó la siguiente ecuación 3.

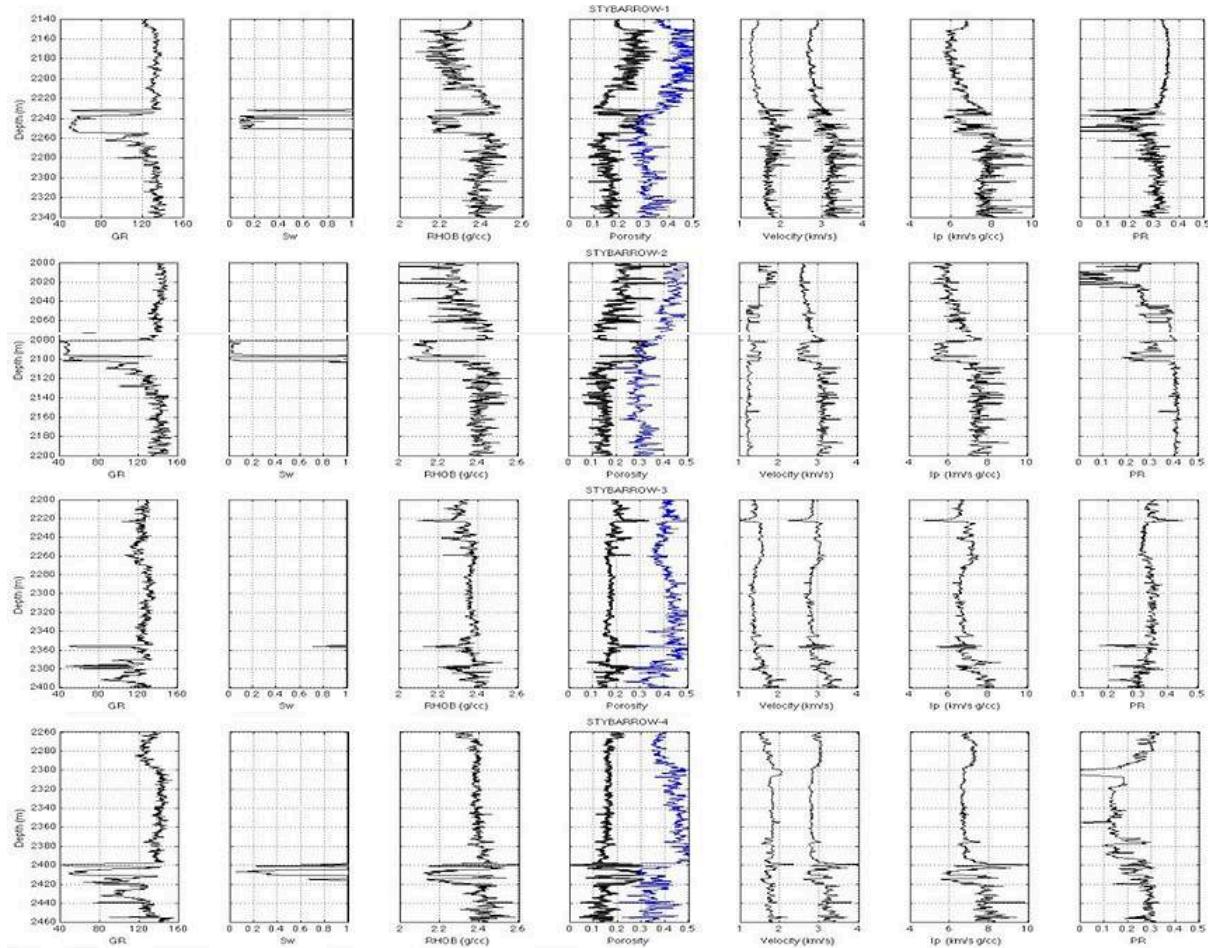
$$\varphi_\rho = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{medida}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad (3)$$

Para este campo la  $\rho_{matriz}$  es 2.65 g/cc, mientras que la  $\rho_{fluido}$  es calculada con la ecuación 4.

$$\rho_{fluido} = S_w * \rho_{agua} + (1 - S_w) * \rho_{aceite} \quad (4)$$

Donde la  $\rho_{agua}$  es 1.05 g/cc y la  $\rho_{aceite}$  aceite es 0.85 g/cc. Calculados con las propiedades del yacimiento, que cuenta con baja relación gas aceite (RGO=51), un aceite medio de 21° API, gravedad del gas de 0.065, una presión de poro de 23 MPa y una temperatura de 63° C. La salinidad del agua es de 85,000 ppm. Estos datos entran al modelo de Batzle and Wang (1992), que nos permite conocer las propiedades del aceite.





**Figura 4.** Registros de los pozos del campo Stybarrow. De izquierda a derecha tenemos gamma ray, saturación de agua, densidad, porosidad derivada de la densidad, porosidad neutrón en azul, velocidad de onda S y de onda P, impedancia P y relación de Poisson.

El siguiente paso es definir el contenido de arcilla, el registro más usado para este fin es el de rayos gamma, sin embargo, es sólo válido cuando los minerales que emiten radioactividad están sólo asociados a las arcillas; en cuencas donde hay alto contenido de feldespatos el rayos gamma no es el mejor indicador. En nuestro caso usamos un contenido de arcilla derivado de la diferencia normalizada entre la porosidad neutrón ( $\varphi_{NPH}$ ) y la porosidad derivada de la densidad ( $\varphi_\rho$ ), como se muestra en la ecuación 5.

$$C = \frac{(\varphi_{NPHI} - \varphi_\rho) - \min(\varphi_{NPHI} - \varphi_\rho)}{\max(\varphi_{NPHI} - \varphi_\rho) - \min(\varphi_{NPHI} - \varphi_\rho)} \quad (5)$$

#### Diagnóstico por física de rocas y modelado de curvas sintéticas

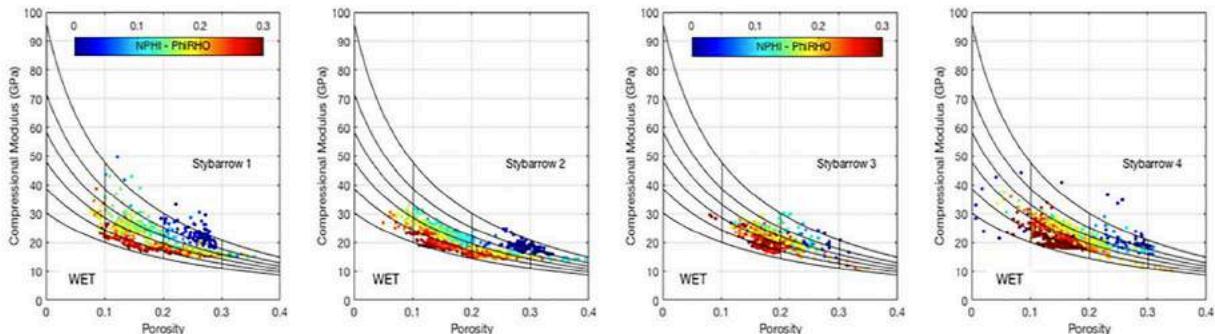
El proceso de encontrar un modelo teórico que explique cuantitativamente los datos medidos por los registros de pozo se llama diagnóstico por física de rocas (DFR). El DFR ha ido encontrando su lugar a través de la literatura, con el objetivo de volver la interpretación

sísmica más cuantitativa, i. e., Uden et al. (2003); Kittridge (2006), Gutiérrez y Dvorkin (2010); Avseth et al. (2010); Draege (2011); Hossain y Newton (2013) y Yu et al. (2014), por mencionar algunos. Dvorkin et al. (2014), discute la metodología de DFR y presenta varios casos para diversas formaciones con diferentes modelos de física de rocas.

Una vez que se ha encontrado el modelo tenemos la posibilidad de comparar el modelo con los registros originales para evaluar si hay algunas zonas erróneas, modelar los registros para ser usados en la inversión sísmica y conducir perturbaciones geológicas a los datos para analizar escenarios plausibles, no muestrados por los pozos.

El DFR requiere ciertas suposiciones, una de las más importantes es la relacionada con el contenido mineralógico. En la práctica es muy difícil (si no imposible), tomar en cuenta todos los minerales que se encuentran en las rocas, simplemente porque la fracción de minerales son desconocidos en el pozo, y aún si muchos de ellos son determinados indirectamente (a través de los rayos gamma, o la diferencia entre porosidades), asignar propiedades elásticas a cada mineral es incierto, ya que un mismo mineral tiene un rango de propiedades (Mavko et al., 2009). Una forma práctica de resolver este problema es manejar dos "facies elásticas" con módulos elásticos y densidades fijas, esto es, un modelo litológico binario. En el caso de los datos bajo análisis se consideró que sólo había arcilla y cuarzo.

El modelo escogido para estos datos fue el modelo de cemento constante (descrito en en el Apéndice A). El DFR comienza por realizar un gráfico cruzado de los datos después de substitución de fluidos, técnica común donde se remplaza el aceite por agua utilizando la fórmula de Gassman (1951) o Mavko et al. (1995). Una vez con los datos con el mismo fluido se grafican las líneas generadas por el modelo y se varía el promedio de contactos (también llamado número de coordinación ( $n$ )), entre los granos (en otros modelos el ajuste se lleva a cabo con otro parámetro), hasta que los datos son descritos cualitativamente, como se muestra en la figura 5 para los pozos 1 y 2.



**Figura 5. Pozos 1 y 2 (izquierda y derecha, respectivamente) del campo Stybarrow. Módulo compresional contra porosidad, coloreados por la diferencia entre  $\varphi_{NPHI} - \varphi_p$ . El color azul indica donde está el yacimiento más limpio y va cambiando paulatinamente en cyan, amarillo y rojo conforme el contenido de arcilla incrementa. Las curvas negras son calculadas con el modelo de cemento-constante, con  $n=20$  y 100% agua en los poros. Las curvas van de 100% arcilla (abajo) con incrementos en la proporción de cuarzo (arriba).**

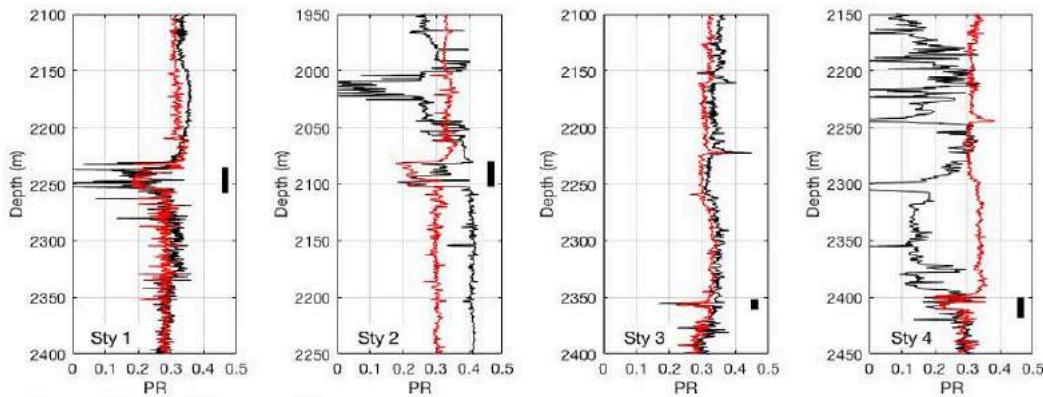
Regresando un poco al control de calidad, vamos a generar las velocidades de la onda S para los cuatro pozos y las vamos a comparar con las originales, en término de su relación de Poisson, como se muestra en la figura 6.

Los resultados indican que el modelo sigue con fidelidad los datos de los pozos 1 y 3, lo cual le da cierto grado de validez. Sin embargo, los pozos 2 y 4 muestran un pésimo amarre entre los datos reales y los modelados. Tal incongruencia no era evidente cuando desplegamos los registros en la figura 4; otro elemento que nos hubiera servido para localizar estos errores era la diferencia marcada entre la velocidad P y S del pozo 2. Evidentemente, las mediciones de onda S para los pozos 2 y 4 son espurias, y no se utilizarán en lo que sigue de la metodología. Además, el modelado también reduce la magnitud de los picos que presentan los registros de los pozos 1 y 3. Por consiguiente, se utilizarán de aquí en adelante los registros modelados para realizar la inversión y comparaciones finales.

## Inversión sísmica simultánea

Utilizamos inversión sísmica simultánea que utiliza un algoritmo de inversión de picos distantes limitados, basado en una optimización con norma L1 (Latimer et al., 2000, Pendrel, 2006). El algoritmo crea un conjunto de modelos elásticos basándose en la información de los pozos, y utiliza las ondículas extraídas para generar sísmica sintética, que es comparada iterativamente con la sísmica real hasta que las diferencias están debajo de cierta tolerancia.

Los pasos necesarios para llevar a cabo la inversión incluyen: carga de datos, alineamiento de los datos sísmicos separados en apilados parciales, calibración pozo-sísmica, extracción de ondículas para cada apilado parcial, interpretación de horizontes regionales, construcción de modelo de baja frecuencia (los datos de los pozos suavizados deben de venir de los generados por el modelo calibrado), optimización de los parámetros de inversión y control de calidad de los resultados.

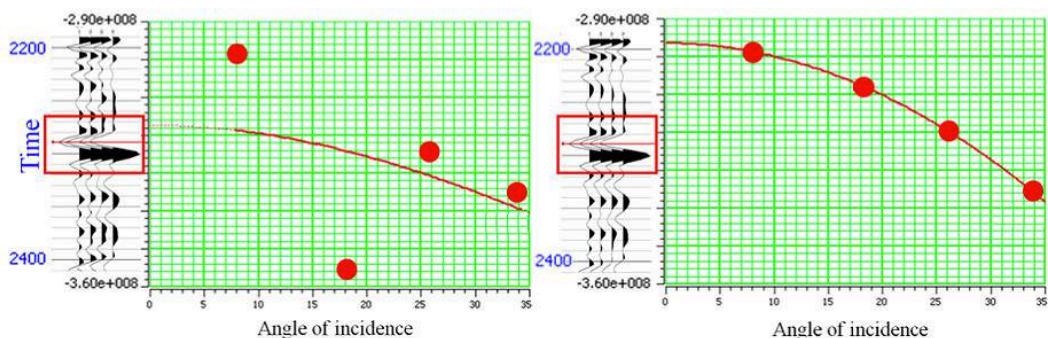


**Figura 6.** Relación de Poisson para los cuatro pozos de estudio (incrementando de izquierda a derecha). Las curvas negras fueron calculadas a partir de los datos originales, mientras que las rojas son resultado del modelo calibrado. La barra negra vertical representa dónde se encuentra el yacimiento en cada pozo.

En el estudio se utilizaron los pozos 1 y 3 con sus curvas modeladas durante todo el proceso y se dejaron los pozos 2 y 4 como testigos para medir la calidad de la inversión.

Algo singular en este estudio es que la información de los apilados parciales, aún después de la correlación cruzada, no se alineaban a la altura del yacimiento, por lo que fue necesario reemplazar la información sísmica de los apilados parciales medio y lejano, utilizando los apilados cercano y ultra-lejano, con una interpolación usando el seno cuadrado del ángulo de incidencia, como se muestra en la figura 7.

El amarre sintético fue realizado usando estos apilados parciales corregidos. El sismograma sintético comienza suponiendo una ondícula teórica y de fase cero, una vez satisfechos con el amarre entre el sismograma sintético y cada apilado parcial, se extrae un ondícula para cada apilado.



**Figura 7.** Apilados parciales por ángulo originales en la posición del yacimiento para el pozo 1 (izquierda). Apilados parciales utilizados en la inversión donde los dos datos del centro fueron modelados con los dos extremos (derecha)

En la figura 8 se muestra el amarre entre el sismograma sintético y el apilado parcial cercano y lejano en la posición del pozo 1, en ambos el amarre es satisfactorio. La extracción de ondículas se llevó a cabo con estos datos amarrados y se muestran en la figura 9, ambos el amarre sintético y las ondículas tienen una calidad aceptable.

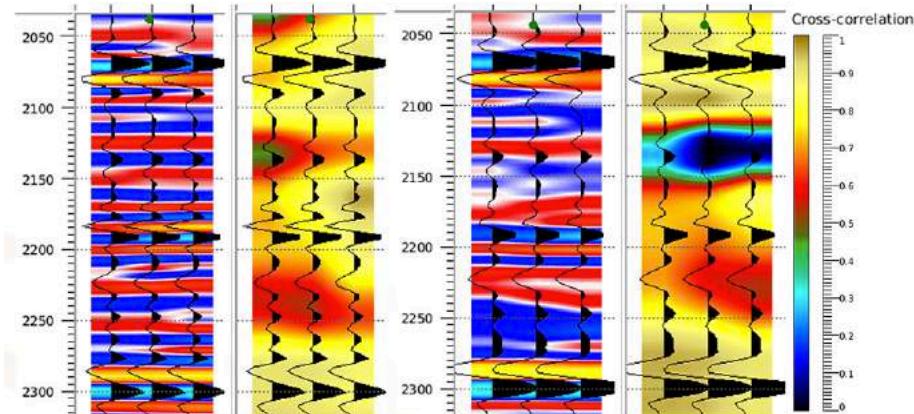
Los horizontes utilizados fueron interpretados utilizando el apilado parcial cercano. Específicamente se interpretaron el fondo marino, una discordancia, el yacimiento y el fondo del modelo. Basado en estos horizontes, un mallado de baja resolución se utilizó para extrapolar la información de los pozos en todos lados donde se tenía cobertura del cubo sísmico, como se muestra en la figura 10.

Los parámetros de inversión fueron optimizados para obtener la mayor similitud posible entre los pozos y los datos invertidos, como se mostrará más adelante. En la figura 11 se muestran los resultados de la inversión en una sección que atraviesa los cuatro pozos.

### Interpretación petro-elástica

La interpretación petro-elástica puede ser explicada gráficamente a través de la figura 12, donde se utilizó el modelo calibrado para generar los contornos de iso-impedancia P y S para dos condiciones en el tipo de fluido del poro, con 100% agua a la izquierda y con 20% de agua a la derecha. Los puntos grises son los datos del pozo 1, a la izquierda con 0 % de saturación de aceite y con 80% de aceite a la derecha.

La intersección de dos contornos define un solo punto al que le corresponde una sola coordenada en el eje de porosidad y una en el eje del contenido de arcilla. Este hecho permite hacer una interpretación "única" de los valores de impedancia.



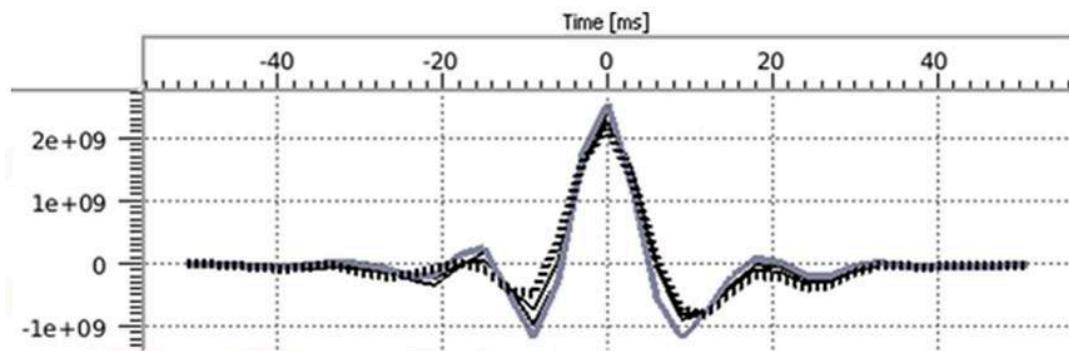
**Figura 8. Amarre sintético para el Pozo 1.** A la izquierda está el apilado cercano en colores con la traza sísmica sintética sobreimpuesta en negro. La segunda columna muestra la correlación cruzada entre el sintético y la sísmica, donde el color dorado indica la mejor correlación, con el sintético sobreimpuesto en negro. Las columnas 3 y 4 son similares, pero para los apilados ultra-lejanos. El yacimiento está a 2290 ms.

La limitante a la unicidad en la interpretación se da en modelo de física de rocas, donde las facies elásticas tienen mayor dureza y, por ende, los contornos permanecen paralelos, de manera que tenemos múltiples combinaciones de porosidad y contenido de arcilla que presentan la misma impedancia P y S, haciendo el problema indeterminado.

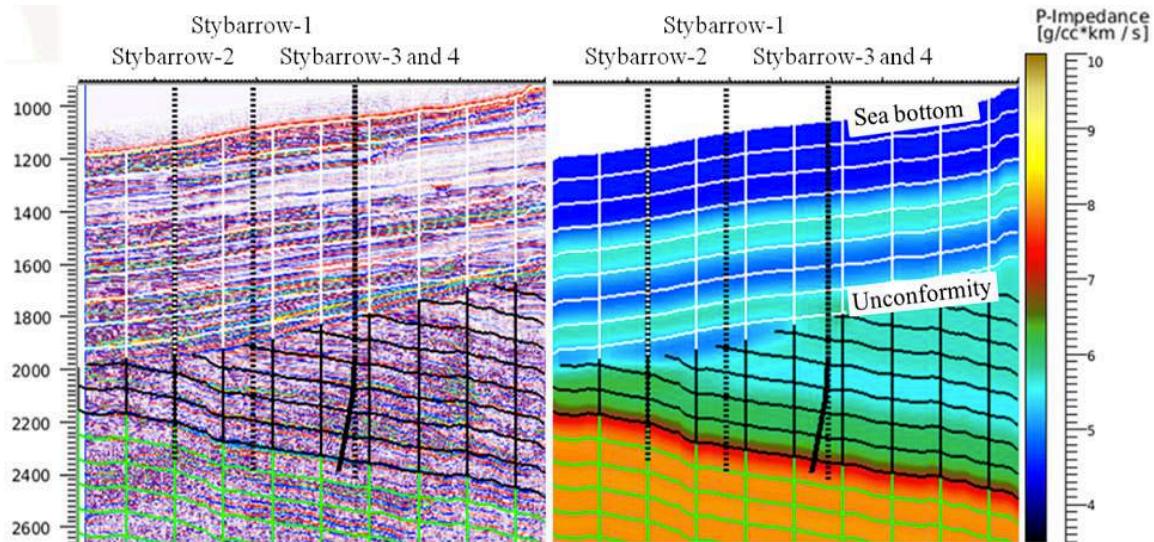
La implementación de la interpretación petro-elástica fue descrita para los pozos en la sección de "Transformación en múltiples escalas". Aquí aplicaremos la técnica a los resultados de la inversión sísmica, como se muestra en la figura 13, donde se muestra la comparación entre los registros invertidos / interpretados (línea negra punteada) y los registros de los pozos después de aplicarles un promedio de Backus para

los parámetros elásticos y un promedio aritmético a la porosidad y contenido de arcilla (línea gris).

La similitud entre los datos de los pozos y los datos invertidos es satisfactoria en los cuatro pozos, correspondiente a las 3 primeras columnas. La similitud entre los datos interpretados y medidos es de menor calidad, teniendo las mayores discrepancias el contenido de arcilla y específicamente en una zona por debajo del yacimiento en los pozos 1 y 2. Los datos de porosidad tienen una similitud superior en los 4 pozos en general. El origen de las incongruencias está asociado con una capa bastante potente de arcillas, evidente en los registros, pero dado que la sísmica está limitada en sus bajas frecuencias, creemos que la raíz del problema está asociada a la ausencia de bajas frecuencias.

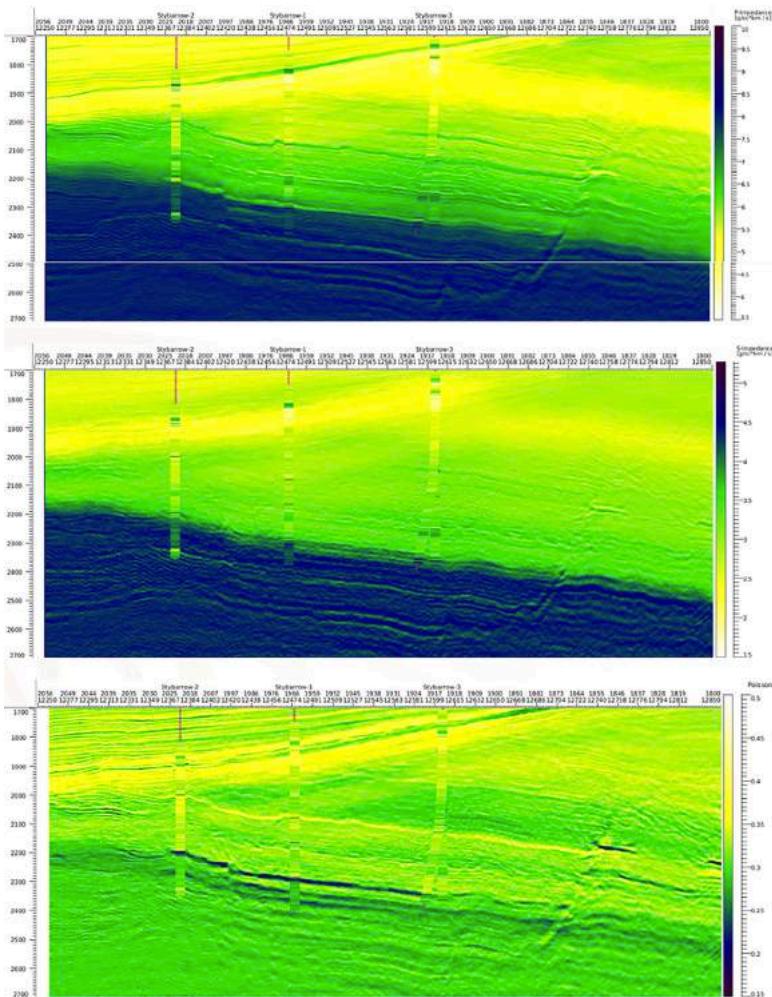


**Figura 9. Ondículas extraídas alrededor del pozo 1. La ondícula que corresponde al ángulo cercano está en gris, mientras que la del ángulo ultra-lejano es la punteada. Las dos ondículas en negro corresponden a los apilados medio y lejano.**



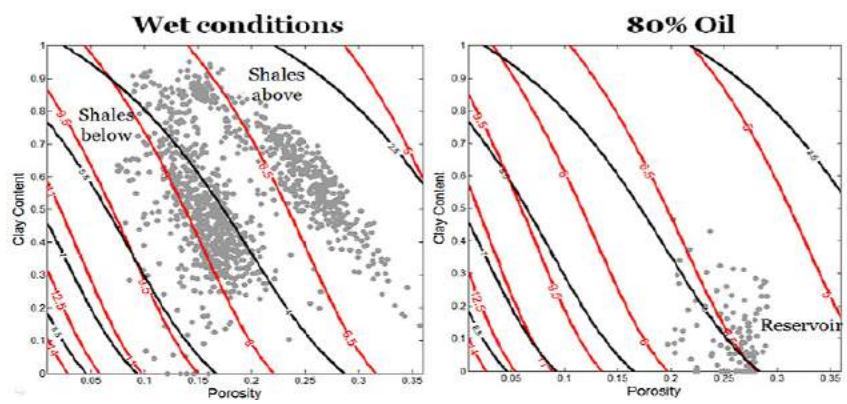
**Figura 10. Izquierda: Mallado basado en los horizontes, con el apilado cercano en el fondo. El yacimiento está localizado entre el mallado verde y el negro. Derecha: la misma malla, pero con el modelo de baja frecuencia de la impedancia P en el fondo.**

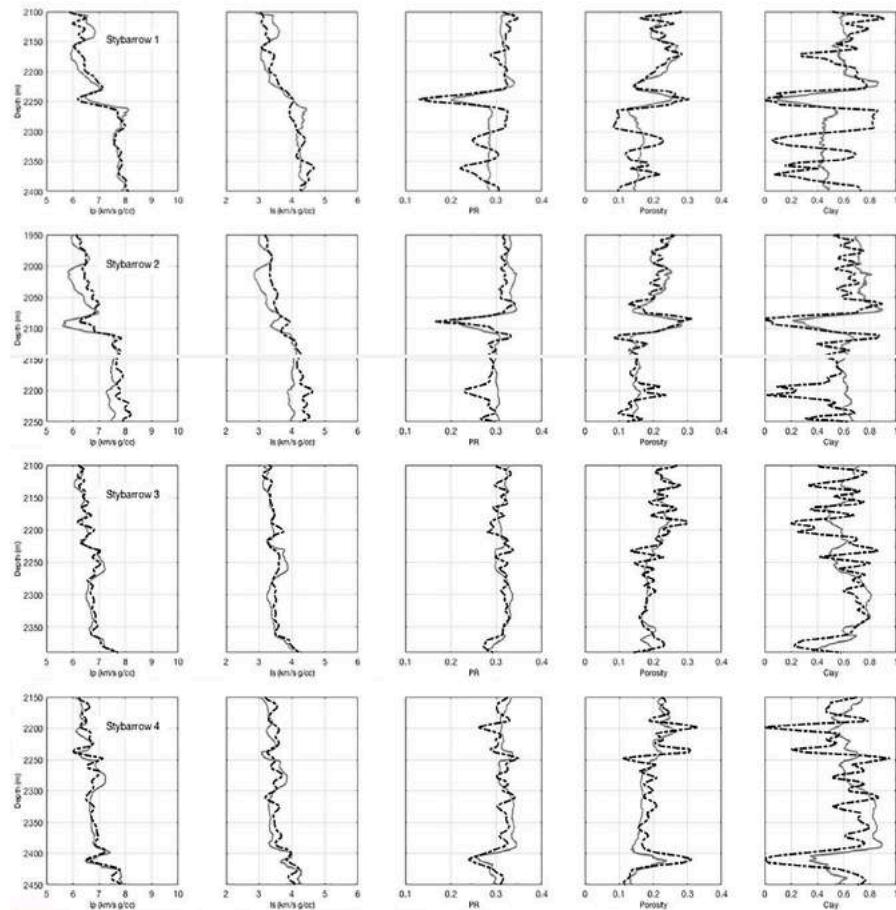
Con los resultados obtenidos, usando  $v < 0.23$  el yacimiento puede ser separado dentro de los cubos de propiedades y hacer estimaciones más precisas de la posición para continuar con la explotación (ver figura 14).



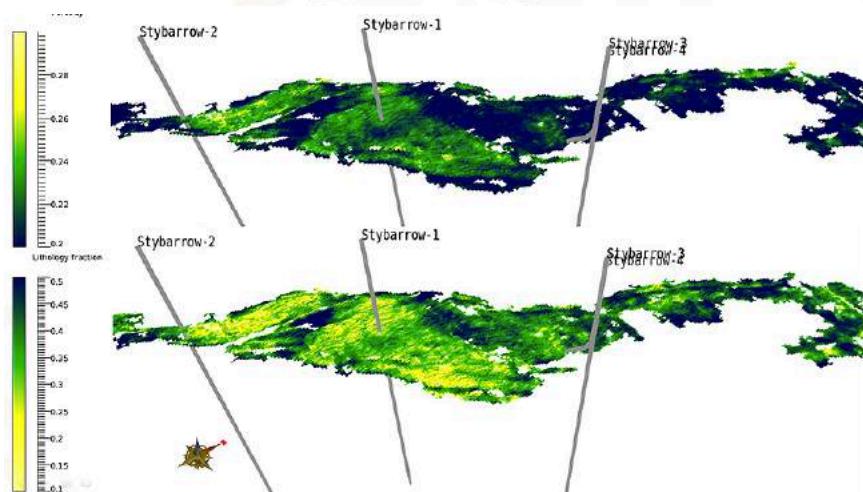
**Figura 11.** Secciones a la escala sísmica de impedancia P, impedancia S y relación de Poisson (arriba, en medio y abajo, respectivamente). Las barras verticales sobreuestas son los pozos, de izquierda a derecha está el pozo 2 seguido por el 1, y a la derecha de ambos están el pozo 4 (desviado) y 3. Las barras tienen los datos de los registros promediados con Backus. El yacimiento se distingue en la sección de abajo (V), como un cuerpo azul oscuro que conecta los pozos.

**Figura 12.** Contornos de iso-impedancia P (rojo) y S (negro), en el espacio de contenido de arcilla y porosidad, para dos tipos de fluido en los poros: a la izquierda el caso de  $S_w=100\%$  y a la derecha  $S_w=20\%$ . Los puntos son los datos de porosidad, contenido de arcilla, impedancia P y S del pozo 1, diferenciados en las lutitas encima y debajo del yacimiento (izquierda) y los del yacimiento (derecha).





**Figura 13.** Resultados de la inversión e interpretación comparados con los registros promediados con Backus (primeras tres columnas), y porosidad y contenido de arcilla promediados aritméticamente (últimas dos columnas), para los pozos 1, 2, 3, y 4 de arriba hacia abajo, respectivamente. Los datos de los pozos 1 y 3 fueron utilizados para invertir mientras que en los pozos 2 y 4 no se les utilizó en ninguna parte del proceso.



**Figura 14.** Geocuerpos de propiedades petrofísicas donde se muestra la ubicación de los pozos y las posibles zonas para siguientes perforaciones (alta porosidad y bajo contenido de arcilla).

## Conclusión

La metodología presentada combina inversión sísmica determinística con física de rocas para obtener variables petrofísicas a la escala de la sísmica. Hay algunas limitantes en cuanto a la aplicabilidad en rocas de muy baja porosidad con velocidades altas debido a la no unicidad en la solución, sugerimos que se verifique que los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta$  sean diferentes y que se preserva a lo largo de escalas diferentes.

La aplicación en el estudio de caso dio resultados satisfactorios y permitirá a las compañías optimizar el desarrollo del campo gracias a una visión cuantitativa del yacimiento.

## Agradecimientos

Este trabajo fue patrocinado por Pemex Exploración y Producción, el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y el Stanford Rock Physics and Borehole Geophysics Project (SRB). También nos gustaría agradecer a BHP Billiton, específicamente a Juan-Mauricio Florez-Nino y Sharma Tadepalli por los datos y sus consejos. Muchas gracias a CGG por proveernos del software de inversión y a toda la gente a nuestro alrededor que contribuye con su mera presencia. A todos gracias.

## Apéndice A

### Modelo de cemento-constante

El modelo de cemento constante fue desarrollado por Dvorkin en 2009, y es llamado también como el modelo de los límites inferiores Hashin-Shtrikman. Este modelo es heurístico y describe el comportamiento de esferas elásticas idénticas, donde la reducción de porosidad es debida a la introducción de partículas no cementantes adentro del espacio poral (ver figura A.1).

Los módulos elásticos del punto de alta porosidad de un paquete de granos con porosidad crítica ( $\varphi_c$ ) puede ser estimado con la teoría de contactos de Hertz-Mindlin (Mindlin, 1949), como en la ecuación A1.

$$K_{HM} = \left[ \frac{n^2(1-f_c)^2 G^2}{18p^2(1-n)^2} P \right]^{\frac{1}{3}}, \quad G_{HM} = \frac{5-4n}{5(2-n)} \left[ \frac{3n^2(1-f_c)^2 G^2}{2p^2(1-n)^2} P \right]^{\frac{1}{3}}, \quad (A1)$$

Donde  $P$  es la presión de confinamiento hidrostático aplicado al paquete de granos;  $n$  es el número de coordinación (promedio del número de contactos por grano), que va entre 6 y 40;  $G$  y  $V$  son el módulo de cizalla y la relación de Poisson de la fase mineral, respectivamente.

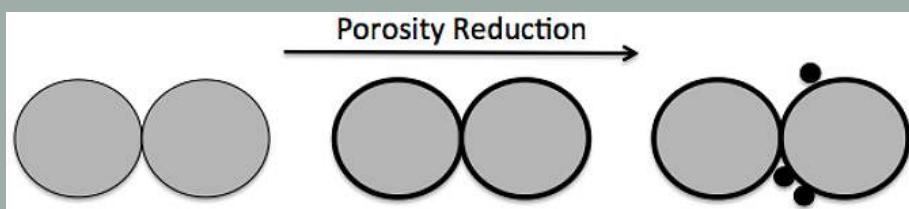


Figura A.1. Representación esquemática del modelo de cemento-constante. El modelo conecta dos puntos en el espacio velocidad-porosidad: el punto de porosidad más alta está en el punto de la porosidad crítica, mientras que el punto de porosidad cero corresponde con las propiedades elásticas del mineral no poroso, aunque puede ser una mezcla mineralógica la que defina las propiedades elásticas.

En la ecuación A1 se asume que los granos tienen una fuerza de fricción infinita (no hay desplazamiento) en los contactos. Si quisieramos permitir que sólo una fracción  $f$  de estos contactos tuviera fricción infinita, mientras el resto de los contactos no tuvieran fricción (con movilidad), la ecuación de KHM no cambia, pero la de  $G_{HM}$  se convierte en la ecuación A2:

$$G_{HM} = \frac{2 + 3f - n(1 + 3f)}{5(2 - n)} \left[ \frac{3n^2(1 - f_c)^2 G^2}{2p^2(1 - n)^2} P \right]^{\frac{1}{3}}. \quad (\text{A2})$$

Donde el parámetro  $f$  se llama factor de corrección de cizalla. Finalmente, a una porosidad  $\varphi < \varphi_c$  tenemos la ecuación A3:

$$K = \left( \frac{\emptyset/\emptyset_c}{K_{HM} + \frac{4}{3}G_{HM}} + \frac{1-\emptyset/\emptyset_c}{K + \frac{4}{3}G_{HM}} \right)^{-1} - \frac{4}{3}G_{HM},$$

$$G = \left( \frac{\emptyset/\emptyset_c}{G_{HM} + Z_{HM}} + \frac{1-\emptyset/\emptyset_c}{G + Z_{HM}} \right)^{-1} - Z_{HM}, \quad Z_{HM} = \frac{G_{HM}}{6} \left( \frac{9K_{HM} + 8G_{HM}}{K_{HM} + 2G_{HM}} \right) \quad (\text{A3})$$

El modelo de cemento-constante asume a una alta porosidad, el paquete de granos tiene una cementación inicial alrededor de los granos, pero cualquier reducción de porosidad posterior es debida a la deposición de material no cementante dentro del espacio poral (ver figura A.1). El modelo de cemento constante se implementa usando la ecuación A3, pero utilizando diferentes entradas modificando A1 para KHM y A2 para GHM con un número de coordinación más alto que 6 pero menor que 40. Esta técnica permite tratar con rocas con mayor cementante y ajustarse a la geología del área bajo estudio.

## Bibliografía

- Arévalo-López, H. S., and Dvorkin, J., 2016, Porosity, mineralogy, and pore fluid from simultaneous impedance inversion, *The Leading Edge*, 35, 423-429.
- Avseth, P., Mukerji, T., Mavko, G., and Dvorkin, J., 2010, Rock-physics diagnostics of depositional texture, diagenetic alterations, and reservoir heterogeneity in high-porosity siliciclastic sediments and rocks — A review of selected models and suggested work flows, *Geophysics*, 75(5), 75A31-75A47.
- Batzle, M., and Wang, Z., 1992, Seismic properties of pore fluids, *Geophysics*, 57(11), 1396-1408.
- Draege, A., 2011, A diagenetic rock physics approach for siliciclastics, *The Leading Edge*, 30, 1368–1375.
- Dvorkin, J., 2007, Self-similarity in rock physics, *The Leading Edge*, 26, 946-950.
- Dvorkin, J., Gutiérrez, M., and Grana, D., 2014, Seismic reflections of rock properties, Cambridge University Press.
- Gal, D., Dvorkin, J., and Nur, A., 1999, Elastic-wave velocities in sandstones with non-load-bearing clay, *Geophys. Res. Lett.*, 26, 939-942.
- Gassmann, F., 1951, Über die Elastizität poröser Medien, *Naturforsch. Ges.*, 96, 1–23.
- Geoscience Australia, 2015, Regional Geology of the Northern Carnarvon Basin. Australian Government, Department of Industry and Science, Australia 2015.
- Gutiérrez, M.A., and Dvorkin, J., 2010, Rock physics workflows for exploration in frontier basins, 80th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2441-2446.
- Han, D., Nur A., and Morgan D., 1986, Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones, *Geophysics*, 51(11), 2093-2107.
- Hossain, Z., and Newton, P., 2013, Advanced rock physics diagnostic: A new method for cement quantification, *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 2681-2685.
- Kittridge, M. G., 2006, Modulus-domain rock physics diagnostics: New insights in realistic granular media: *SEG Technical*

## Program Expanded Abstracts, 1871-1875.

Latimer, R. B., Davidson, R., and van Riel, P., 2000, An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data, *The Leading Edge*, 19, 242-256.

Mavko, G., Chan, C., Mukerji, T., 1995, Fluid substitution: Estimating changes in VP without knowing VS, *Geophysics*, 60(6), 1750-1755.

Mavko, G., Mukerji, T., and Dvorkin, J., 2009, *The rock physics handbook: Tools for seismic analysis of porous media*, Cambridge University Press.

Mindlin, R.D., 1949. Compliance of elastic bodies in contact, *J. of Appl. Mech.*, 16, 259-268.

Pendrel, J., 2006, Seismic inversion — Still the best tool for reservoir characterization, *CSEG Rec.*, 31, 1, 5–12.

Uden, R., Dvorkin, J., Walls, J., and Carr, M., 2003, Rock physics diagnostic in a sand/shale sequence: SEG Technical Program Expanded Abstracts, 1676-1679.

Yu, G., Zhang, Y., Newton, P., and Azizov, I., 2014, Rock physics diagnostics and modeling for shale gas formation characterization in China, 85th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 3031-3035.

### Trayectoria profesional:

**Humberto Samuel Arévalo López**, estudió Ing. Geofísica en la Facultad de Ingeniería de la UNAM (2002), hizo su Maestría en Geofísica en el Institute Francais du Petrole (2004), y su Doctorado en geofísica en la Universidad de Stanford (2017). Sus principales intereses son la interpretación petro-elástica y la física de las rocas.

**Jack P. Dvorkin**, recibió su grado de Maestría en Ciencias en Mecánica del Continuum en 1974 y su Doctorado de la Universidad de Moscú en Mecánica del Continuum en 1980. Ha sido nombrado miembro honorario de SEG en 2014 y recibió el reconocimiento otorgado por ENI de New Frontiers Of Hydrocarbon, en la sección upstream en 2014. Su interés principal es la física de rocas.





# Boletín Técnico **AMGE**

S e g u n d a G e n e r a c i ó n



Asociación Mexicana de Geofísicos  
de Exploración, A.C.

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

