

Modelado de física de rocas e inversión simultánea para yacimientos de petróleo ligero: un caso de estudio en el sureste de México

Luis Ahindel Castellanos Bassoult
PEMEX

Daniel Alejandro Pineda Flores
PEMEX

Rubén Charles Fiorenzani
Geoprocesados

Artículo recibido en noviembre de 2021-revisado, evaluado y aceptado en junio-julio de 2022

Resumen

El campo T se ubica en el sureste de México; pertenece a la Cuenca Salina del Istmo de la Provincia Geológica Cuencas Terciarias del Sureste, limitada al Oriente por la Cuenca de Comalcalco, al Poniente con la Cuenca de Veracruz, al Sur por el Frente Plegado de la Sierra de Chiapas. El campo cuenta con cuatro pozos que producen aceite y gas comercial (41° API), en las areniscas de edad Plioceno medio. El área de interpretación está cubierta por sísmica 3D adquirida y procesada en 1999, con una extensión total de 1394 m, de calidad buena a regular.

Para garantizar la respuesta óptima de las salidas del modelo de física de rocas, fue necesario revisar y dar control de calidad al modelo petrofísico. Para ello, se realizaron evaluaciones multiminerológicas calibradas con datos de núcleo, con base en las cuales se determinaron cuatro litofacies.

Se realizó un análisis de física de rocas para determinar la factibilidad del estudio de inversión sísmica. El modelado de las ondas compresionales y de cizalla se realizó con Xu-White por las consideraciones que se tienen en arenas arcillosas.

Este estudio ayudó a comprobar la factibilidad de nuevas localizaciones y reparaciones mayores dentro del campo.

Palabras clave: Física de rocas, inversión simultánea, yacimientos de petróleo ligero, sureste de México, inversión sísmica.

Rock physics modeling and simultaneous inversion for light oil reservoirs: a case study in southeast Mexico

Abstract

Field T is in southeast Mexico; it belongs to the Salina del Istmo Basin, of the Geological Province Cuencas Terciarias del Sureste, limited to the East by the Comalcalco Basin, to the West by the Veracruz basin, to the South by the Folded Front of the Sierra de Chiapas. The field has four wells producing commercial oil and gas (41° API), in the middle Pliocene age sandstones. The interpretation 3D seismic area was acquired and processed in 1999 with a total extension of 1394 m, of good to medium quality.

To ensure the optimal response of the rock physics model outputs, it was necessary to review and give quality control to the petrophysical model. To do this, calibrated multiminerological evaluations were performed with core data, from which four lithofacies were determined.

A rock physics analysis was performed to determine the feasibility of the seismic inversion study. The modeling of the compressional and shear waves was carried out with Xu-White model due to the considerations that exist in clay sands.

This study helped verify the feasibility of new locations and major repairs within the field.

Keywords: Rock physics, simultaneous inversion, light oil reservoirs, southeast Mexico, seismic inversion.

Introducción

La caracterización de yacimientos en la industria petrolera se ha convertido en el estándar para la solución de problemas de ingeniería de yacimientos. La caracterización de un yacimiento de petróleo se basa en su descripción geológica y petrofísica, es decir, la distribución de propiedades como permeabilidad, porosidad, desbordes, etc. Una buena caracterización de las heterogeneidades del yacimiento es un requisito fundamental para predecir su comportamiento. La clave está en caracterizar lo mejor posible el yacimiento, preservando la heterogeneidad en todas sus escalas. Solo

entonces se podrá estudiar y predecir el movimiento de hidrocarburos en el yacimiento, controlado principalmente por valores extremos petrofísicos, es decir, por los valores máximo y mínimo.

El campo T, **Figura 1**, se ubica en el sureste de México; pertenece a la Cuenca Salina del Istmo, de la Provincia Geológica Cuencas Terciarias del Sureste, limitada al Oriente por la Cuenca de Comalcalco, al Poniente con la cuenca de Veracruz, al Sur por el Frente Plegado de la Sierra de Chiapas.

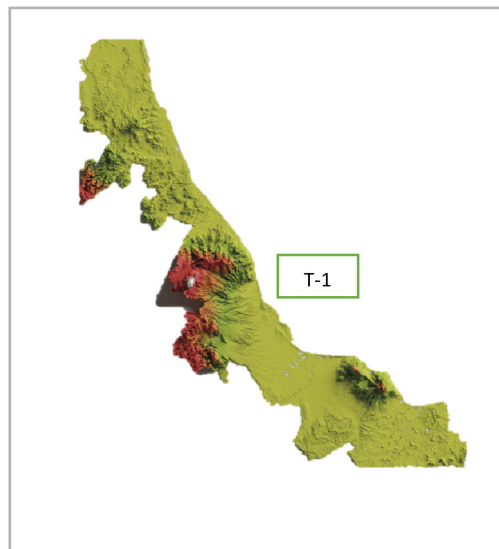


Figura 1. Campo T.

El campo cuenta con cuatro pozos de los cuales se tiene producción comercial de aceite y gas (41° API), en las arenas de edad Plioceno Medio.

Arenas del Plioceno Medio

Los sedimentos terrígenos potencialmente productores se presentan como una alternancia de arenas y arcillas, que de acuerdo con su registro geológico constituyen depósitos que van desde el Plioceno Inferior hasta el Mioceno Medio.

El mapeo de las electro facies es resultado de la clasificación de la respuesta eléctrica de acuerdo con el tipo de contacto y al carácter de la curva GR que permite inferir: la granulometría, la arcillosidad y el nivel de energía, **Figura 2**. En general, este mapeo muestra que en los pozos se presentan diversas facies, y como resultado se infiere que los sedimentos que conforman se encuentran en facies distales, lo que representa baja calidad en la roca almacén.

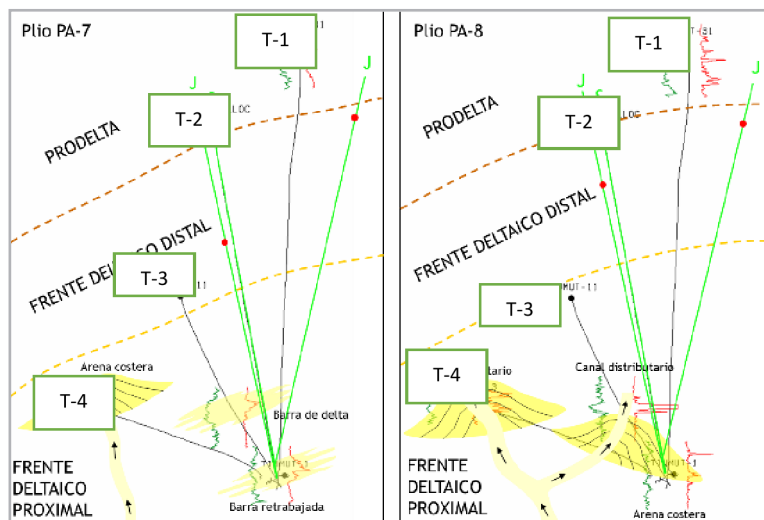


Figura 2. Mapas de electrofacies.

Sedimentológicamente, los objetivos Plio-PA7 y Plio-PA8 están asociados a un ambiente costero de frente deltaico dominado por oleaje, **Figura 3**, ubicándose en una zona distal.

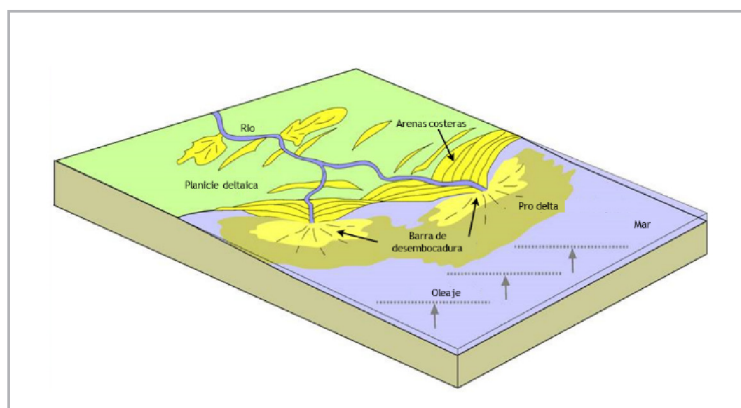


Figura 3. Modelo sedimentario conceptual.

Interpretación sísmica

El área de interpretación está cubierta por sísmica 3D adquirida en 1999, el tipo de proceso usado para el análisis de T-53 es Proceso Migración Pre-apilamiento en tiempo, con preservación de amplitudes y fase mínima; se trata de la unión de los cubos O-E-R, con una extensión total de 1394 m, de calidad buena a regular, **Figura 4**.

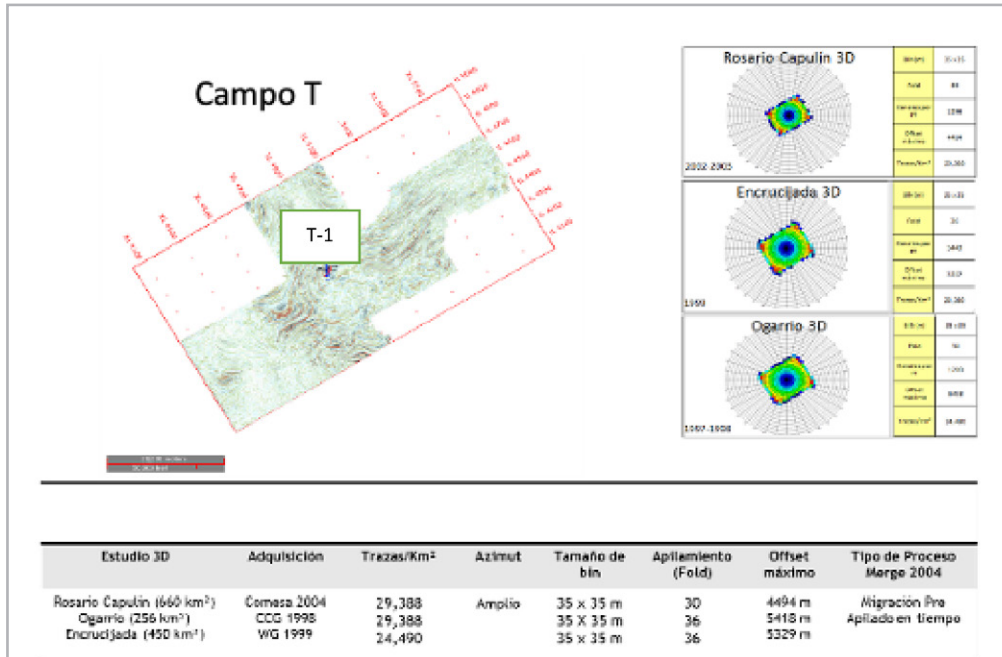


Figura 4. Ficha sísmica campo T.

En la calibración de la relación tiempo profundidad del proyecto pozo T-53, se hace referencia al sismograma sintético elaborado para el pozo T-1 **Figura 5**. Este sismograma sintético se elaboró a partir de los registros de cable tomados en el pozo T-1 utilizando un modelo

de ondícula extraída estadísticamente por el método de autocorrelograma del volumen sísmico, obteniendo los parámetros siguientes, cubo una frecuencia dominante 22 Hz, resolución sísmica vertical 37 m, con una velocidad intervállica a nivel de los yacimientos de 3400 m/s.

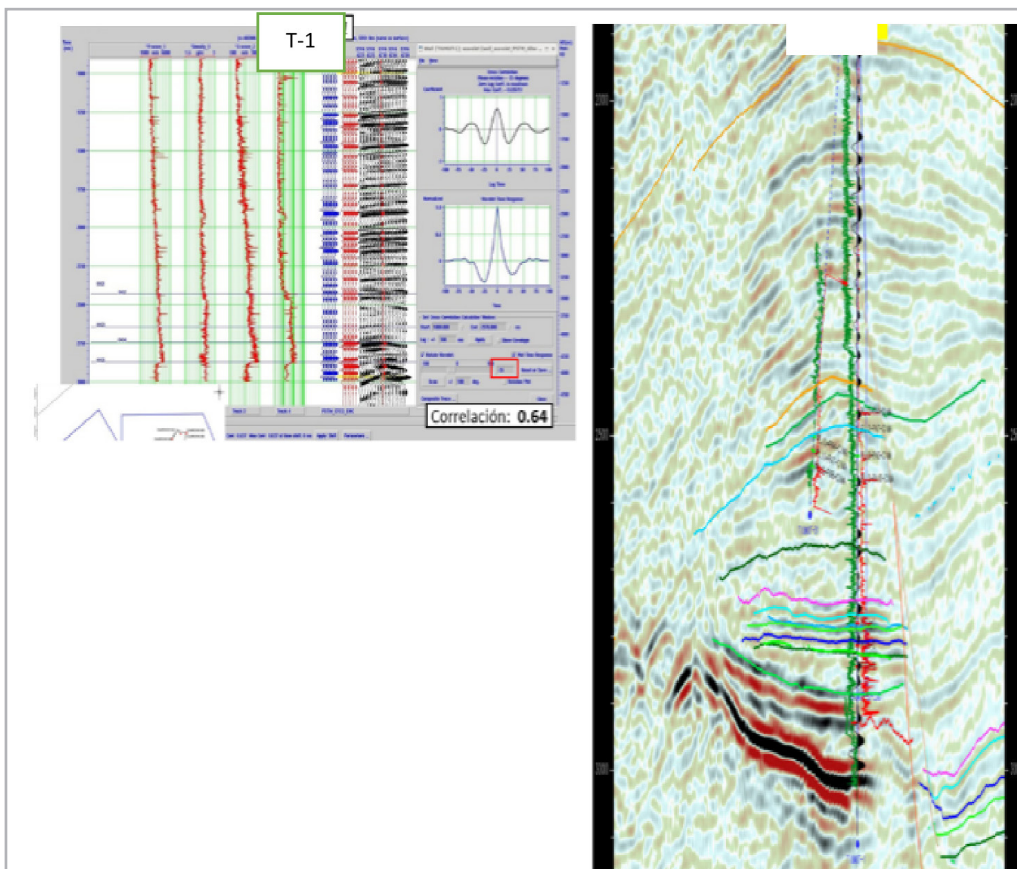


Figura 5. Sismograma sintético para T-1.

Caso de estudio

Para la construcción del modelo de velocidades de intervalo en profundidad se utilizó el modelo de velocidades RMS de la PSTM, para convertirlas a intervalo en profundidad ajustados con los marcadores; la función de velocidades se interpoló horizontalmente a lo largo de las superficies interpretadas generando un volumen de velocidades de intervalo.

Para garantizar la perforación de nuevos pozos y la reparación mayor es necesario contar con un modelo petrofísico calibrado (entre otros), para optimizar la respuesta y salidas del modelo de física de rocas. Para ello, se realizaron evaluaciones multimineralógicas calibradas con datos de núcleo. Como se puede observar en la **Figura 6**, se tiene una correlación aceptable del dato núcleo-propiedad petrofísica.

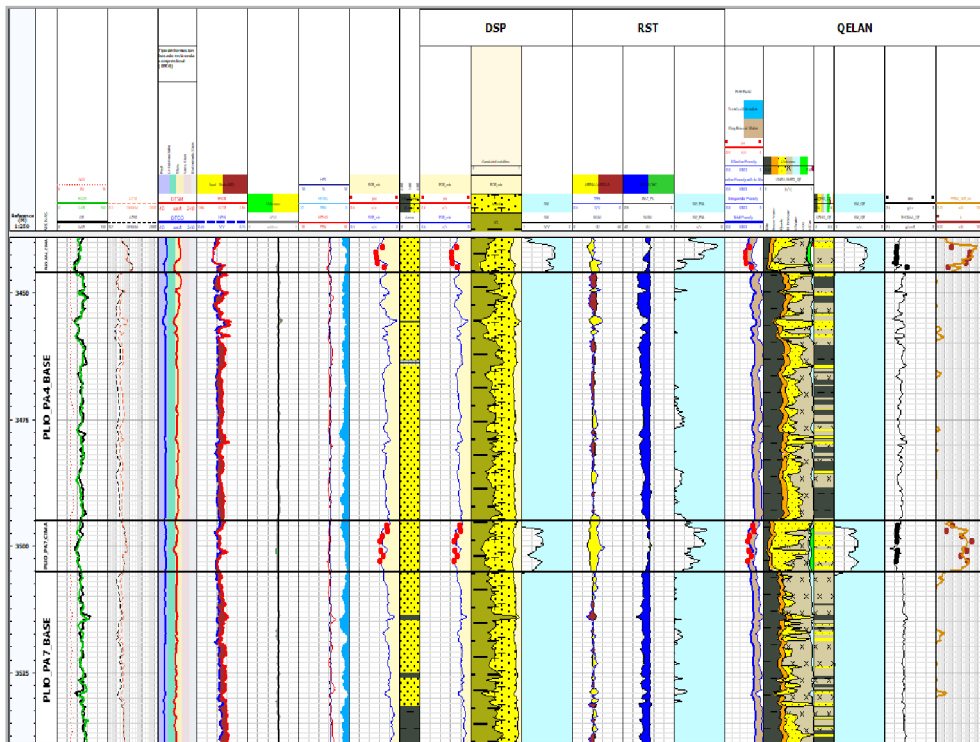


Figura 6. Se muestra la calibración de la evaluación de formación con las propiedades petrofísicas de núcleo, porosidad, permeabilidad y densidad de matriz.

Modelo petrofísico

La determinación precisa de los parámetros clave del yacimiento y del sello es imperativa no solo en la evaluación del yacimiento, sino también en el modelado de física de rocas y el análisis sísmico cuantitativo. El flujo de trabajo que

se suele realizar en petrofísica cuando se trata de conjuntos de registros estándar se caracteriza por la combinación de modelos fundamentales y empíricos para calcular los parámetros clave necesarios en el proceso de calibración sísmica y caracterización de yacimientos.

Amaefule definió el índice de calidad de roca (RQI) y el indicador de zonas de flujo (FZI). Estas unidades son una correlación entre la permeabilidad de la formación con la porosidad efectiva en función de FZI, **Figura 7**.

$$FZI = RQI / NPI = \{(.0314 \sqrt{k/\Phi})\} / \{\Phi / (1 - \Phi)\} \quad (1)$$

donde:

FZI= Flow Zone Indicator, μm .

k= Permeabilidad, md.

Φ = Porosity, volume fraction.

Se considera que el uso de datos de pozo (porosidad y permeabilidad) para calcular FZI para el intervalo de profundidad registrado, es una herramienta importante para determinar la permeabilidad. Los valores de FZI y de permeabilidad se obtienen tanto para las capas que contienen hidrocarburos como para las que contienen

agua. Los valores altos de *FZI* indican valores altos de permeabilidad en arena petrolífera limpia y permeable.

A partir de la correlación de Amaefule se definieron cuatro unidades para las areniscas objetivo.

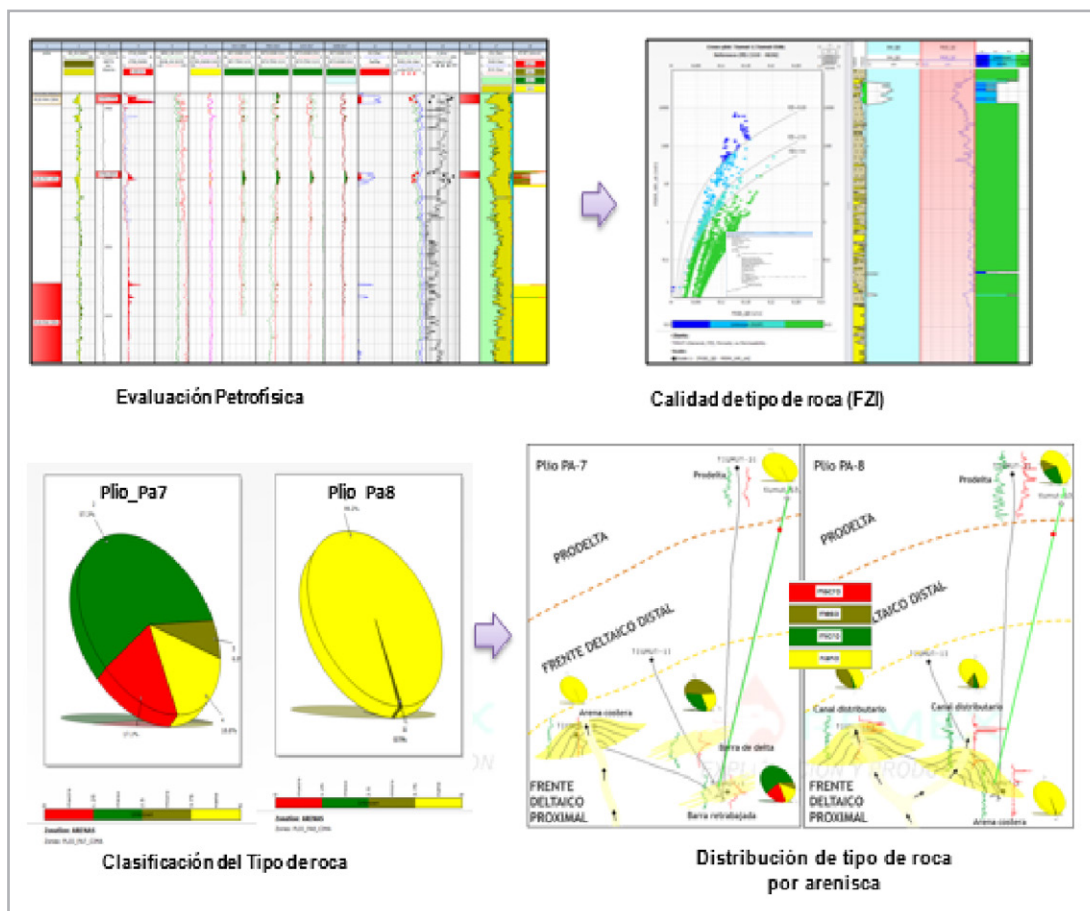


Figura 7. Flujo de trabajo FZI.

Los datos de producción concuerdan con los tipos de roca obtenidos a partir del *FZI*. Es decir, las facies de mejor calidad están presentes en el pozo con mayor producción.

Pozo	Intervalo	Arenisca	N_p (b)
T-1	3495-3500	Plio_PA7	128,296.14
T-11	3603-3608	Plio_PA8	99,388.04
T-11	3512-3520	Plio_PA7	709.41
T-13	3685-3710	Plio_PA8	317,810.69
T-31	3822-3835	Plio_PA8	908,822.83
T-31	3810-3815	Plio_PA8	26,922.83
T-31	3840-3860	Plio_PA8	11,738.33

Las propiedades petrofísicas promedio son las siguientes:

Propiedad	Plio PA7	Plio_PA8
Porosidad Efectiva (%)	15-16	14-17
Saturación de agua (%)	45-50	36-50
Volumen de arcillas (%)	25-32	23-46
Permeabilidad absoluta mD	53-80	53-80
Espesor neto Impregnado (m)	3-5	4-22

Control de calidad de los registros acústicos

Los registros acústicos DTCO (sónico compresional) y DTSM (sónico de cizalla) se han tomado en tres pozos del Campo T. Como primer control, se calcularon las inversas de los registros DTCO y DTS que son las velocidades P y S,

respectivamente. La ecuación de Castagna "Mud Rock" [$V_s = 0.8621V_p - 1172.4 \text{ (m/s)}$]) es una ecuación empírica, que vincula a las dos velocidades en rocas clásticas, incluyendo **arenas, limos y arcillas**, con distintos grados de consolidación. Esta ecuación es muy útil para predecir Vs en función de Vp para estas litologías.

Una comprobación adicional para validar si las curvas de registros acústicos tienen valores razonables puede hacerse considerando la ecuación que define a la velocidad "P":

$$V_p = [(K_b + (4/3)Mu) / RHOB]^{** 0.5} \quad (2)$$

donde K_b es el módulo de incompresibilidad total de la roca (Bulk Modulus) y Mu (G) es el módulo de cizalla. $RHOB$ es la densidad total de la roca, es decir, incluye los sólidos (granos minerales) y los líquidos que llenan el espacio poroso. Asimismo, el módulo de cizalla interviene en la ecuación:

$$V_s = [Mu/RHOB]^{** 0.5} \quad (3)$$

Despejando K_b de la Ec. 2 en función de las velocidades Vp y Vs, se obtiene:

$$K_b = RHOB[V_p^2 - (4/3) V_s^2] \quad (4)$$

El valor de K_b siempre debe ser mayor que 0. Se ha calculado el valor de K_b en los tres pozos y sus valores han resultado

siempre mayores que 0, como se muestra en la **Figura 8** para los pozos del campo T.

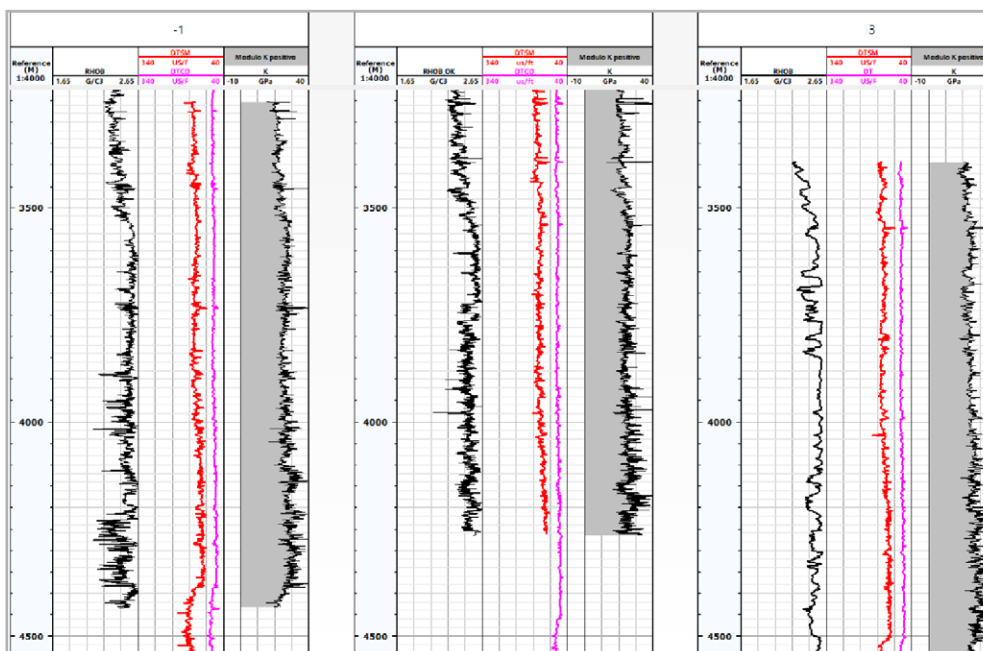


Figura 8. Presentación de la variable 'K' de los pozos T, donde se muestra que la variable 'K' o Bulk Modulos es positiva dentro del todos lo intervalos de interés en el proyecto.

La nube de puntos determinada por los valores de V_p (abscisa) y V_s (ordenada), **Figura 9**, se ajustan muy bien a la ecuación de Castagna "Mud Rock" expresada en m/sec.

- T-1 [$V_s = .7104V_p - 675.9486$ (m/s)]
- T-11 [$V_s = .6664V_p - 477.2774$ (m/s)]
- T-13 [$V_s = .7238V_p - 713.6978$ (m/s)]

Castagna "Mud Rock" [$V_s = 0.8621V_p - 1172.4$ (m/s)]

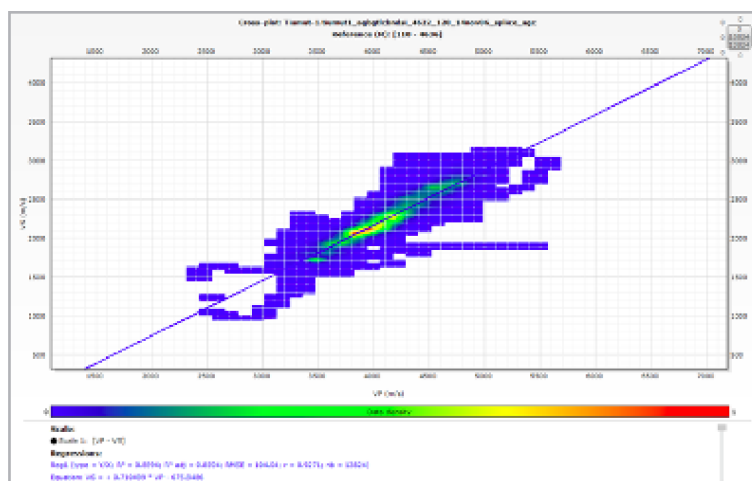


Figura 9. Dispersión de datos Vp - Vs.

Determinación de facies por grupos de gráficas, multi-resolución

En la **Figura 10**, se muestra el análisis de facies utilizando el módulo facimage de Geolog, ayudando al análisis en obtención de grupos mediante reconocimiento de patrones, y el diagnóstico en sistemas complejos.

Se obtuvieron dos aproximaciones empleando los métodos estáticos y los paramétricos basados en modelos probabilísticos, que analizan la estructura de la información y los no paramétricos que no utilizan ningún modelo.

Los enfoques paramétricos requieren límites y el conocimiento de cierto número de grupos, siendo éstos

los PDF. Y el enfoque no paramétrico no necesita ninguna parametrización. Consecuentemente este enfoque es capaz de reconocer grupos de datos de diferentes formas; sin embargo, es muy sensible a la irregularidad de la distribución de los datos disponibles.

Del análisis de datos de las propiedades elásticas se obtuvieron cuatro facies principales, las cuales a su vez ajustan con las obtenidas empleando la metodología FZI:

- Arena
- Arena compacta
- Limolita
- Lutita

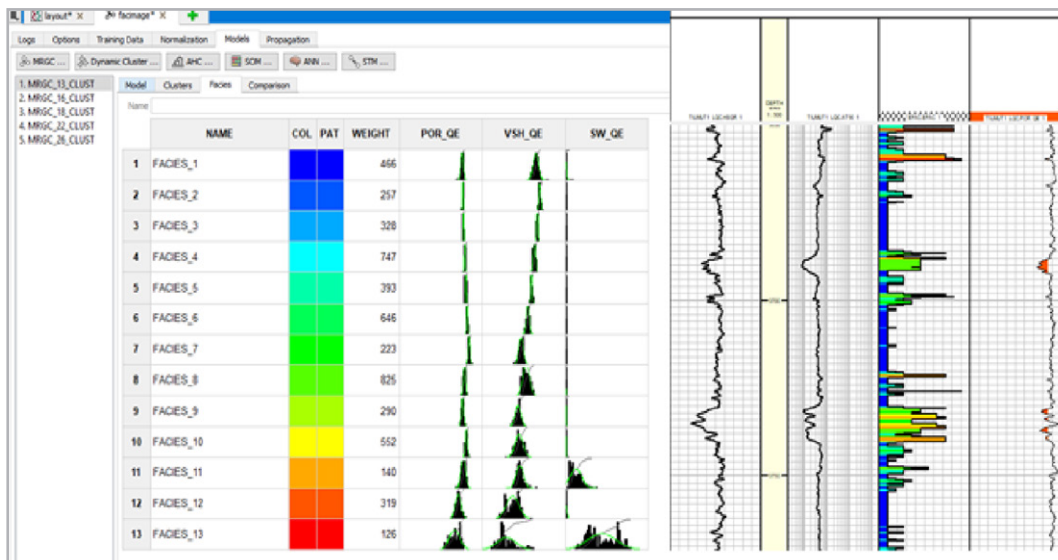


Figura 10. Uso de Facimage para determinar zonas de interés.

El modelo petrofísico fue realizado con base en el siguiente flujo de trabajo:

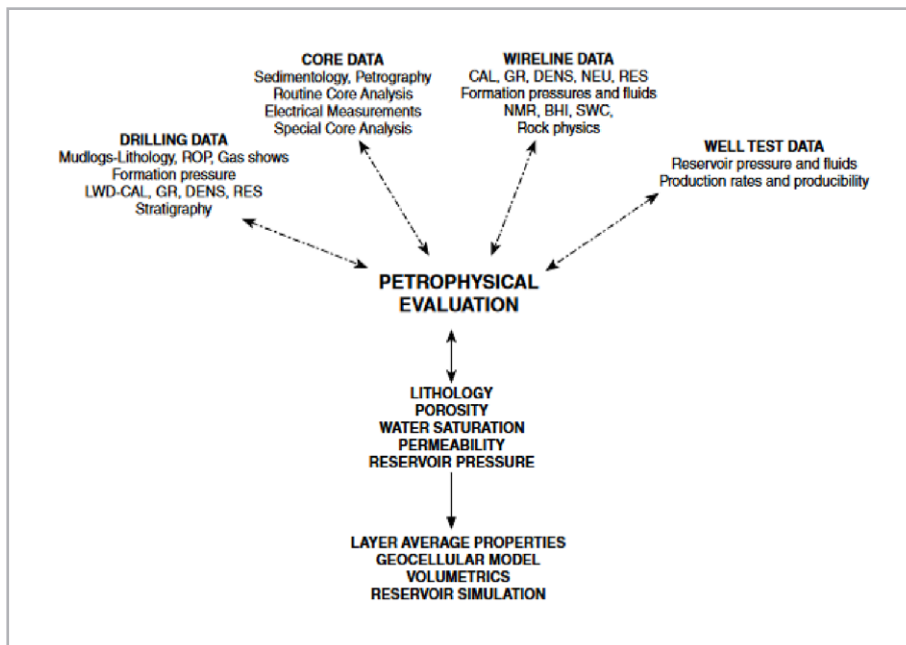


Figura 11. Flujo de trabajo del modelo petrofísico.

La petrofísica sísmica implica que el acondicionamiento y análisis adecuado de los registros debe realizarse desde la parte superior hasta la base de los datos medidos, en lugar de solo la zona objetivo.

Modelado de física de rocas

Para obtener una mejor comprensión física de las relaciones entre propiedades elásticas, porosidad y permeabilidad en sistemas heterogéneos tan complejos

como las rocas sedimentarias, las rocas deben clasificarse primero de acuerdo con principios que tienden a considerar simultáneamente parámetros petrofísicos, de composición y textura. Las propiedades elásticas describen el comportamiento de un cuerpo elástico cuando éste es sometido a un esfuerzo, (ondas acústicas).

Contando con el modelo petrofísico calibrado, se prosigue a estudiar la factibilidad de separabilidad con registros acústicos, **Figura 12**, usando diversos crossplots. Es importante contar con las características del yacimiento.

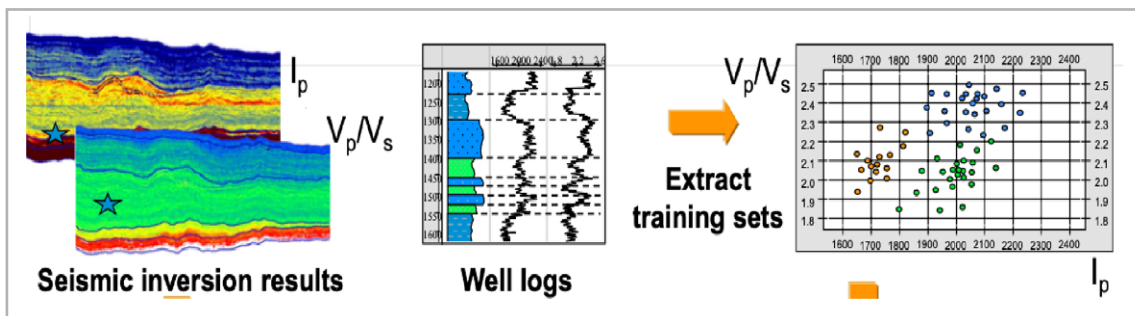


Figura 12. Flujo de trabajo análisis de factibilidad.

Al comprobar que existe una separabilidad de fluidos dentro del yacimiento, se procede a comprender y entender el modelo a aplicar de física de rocas, **Figura 13**.

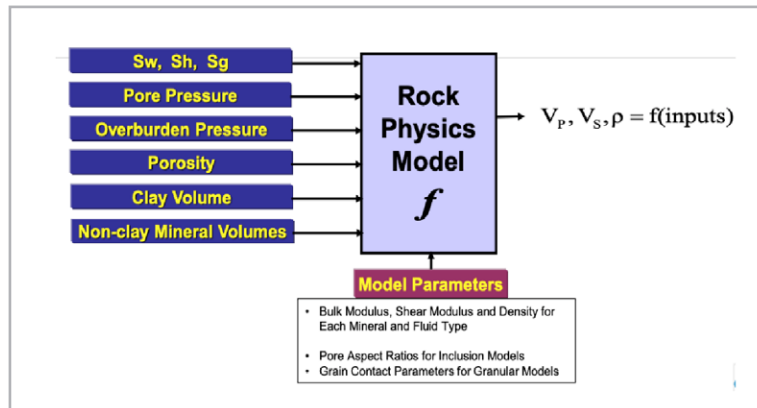


Figura 13. Flujo de trabajo modelo física de rocas.

Existen diversas metodologías para poder modelar las curvas elásticas, siguiendo modelos empíricos, heurísticos y teóricos. Las aplicaciones que encontramos al realizar el modelo de física de rocas es la estimación de la onda Shear, sustitución y modelado de fluidos/sólidos, etc.

Los modelos de ecuaciones empíricas describen la relación entre el yacimiento y las propiedades elásticas de las rocas. Ejemplo de ello es la reconstrucción de velocidad de la onda P por Wyllie, Raymer-Hunt-Gardner, Krief, Castagna, entre otros.

- Los modelos empíricos imitan las tendencias esperadas.
- Diferentes modelos / coeficientes para diferentes litologías.
- Necesidad de calibrar coeficientes con datos locales.
- La calibración local será sensible a la calidad de los datos.

Los modelos de física de rocas:

- Se basan en la idealización de las rocas.
- Son consistentes con las tendencias generales.
- Proporcionan información útil
- En muchos casos, los modelos proporcionan un gran poder predictivo.

En este campo se usó un modelo de inclusión (modelo basado en la estructura de la roca) por las características del yacimiento; la información que se requirió fue la siguiente:

- Volúmenes de minerales y fluidos
- Propiedades elásticas de los minerales y fluidos
- Relaciones de aspecto (AR) para diferentes minerales / poros.

El análisis de física de rocas y el modelado de curvas fue necesario para determinar la factibilidad de un estudio de inversión sísmica. El modelado de las ondas compresionales y de cizalla se realizó con un modelo de inclusión (Differential effective medium models (DEM)) Xu-White, por las consideraciones que se tiene en arenas arcillosas. El modelo atribuye el efecto del contenido de arcilla sobre la velocidad sónica a la geometría de los poros, o a las diferencias en la relación de aspecto de los poros entre la lutita y la arenisca.

- Utiliza AR constante (Alfa) para cuarzo y arcilla inicialmente
- Optimizar los parámetros de física de rocas (**Figura 14**).
- Estimar AR para V_p y V_s por separado, para encontrar la mejor relación entre registros de entrada y modelados

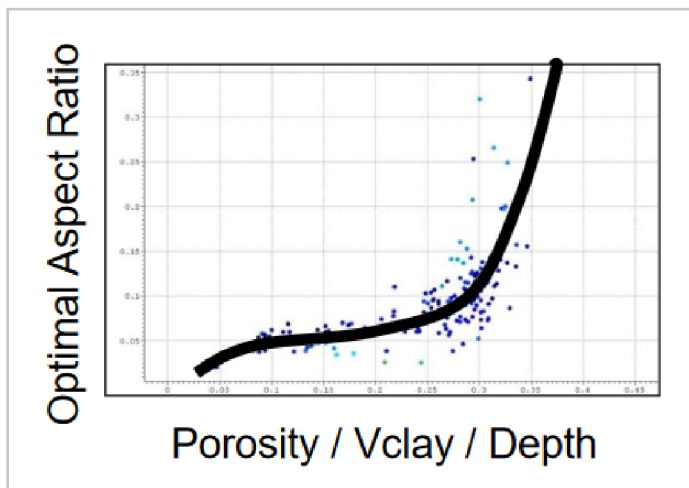


Figura 14. Relación de poro.

Xu y White (1995) dividieron los poros de la arenisca arcillosa en un poro de arenisca con una relación de aspecto más alta y un poro de lutita con una relación de aspecto más baja, esto se puede observar en la Figuras 15.

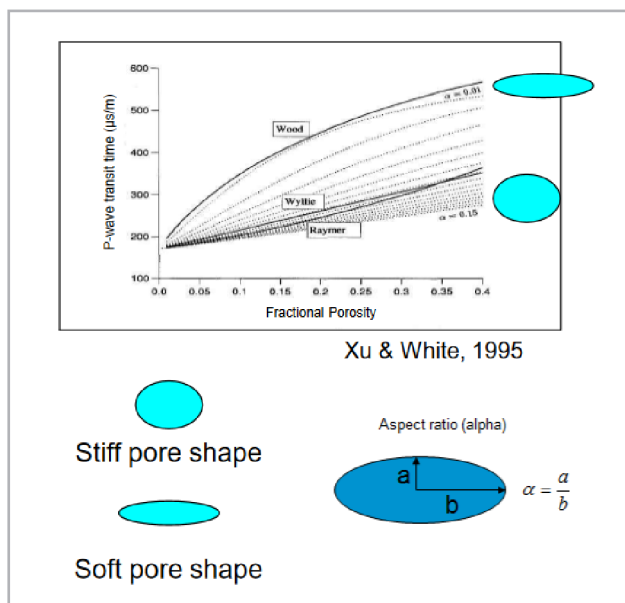


Figura 15. La forma de los poros es la propiedad más importante que determina las propiedades elásticas en masa de una roca.

Uno de los parámetros que pueden afectar de manera significativa el modelado de física de rocas (AR) es el contenido mineralógico, por ello es necesario tener un control con datos de núcleo y muestras XRD para poder realizarlo, véase **Figura 16**.

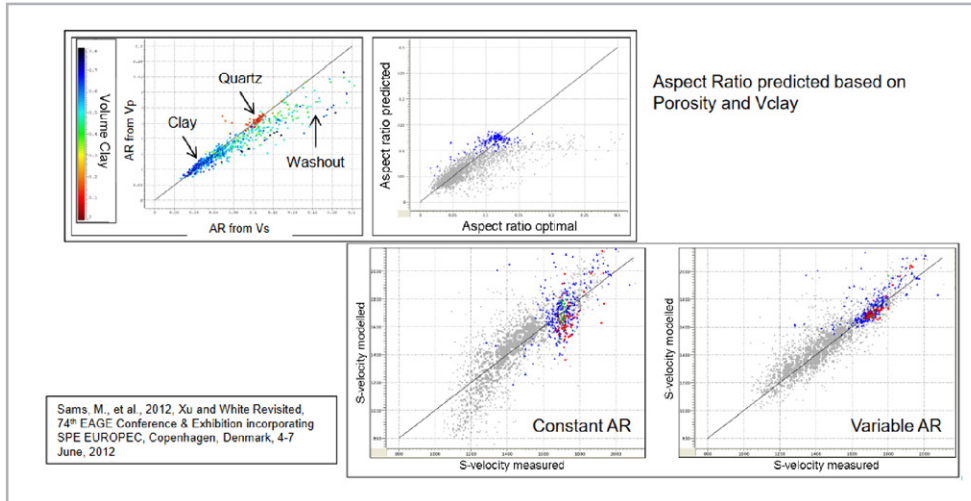


Figura 16. Estimación de la relación de aspecto para modelos de inclusión.

Al aplicar el modelo de Xu y White, véase **Figura 17**, se observa una reconstrucción de las ondas compresional y de corte (curvas en color magenta) correctas, es decir, no existe dispersión respecto a las originales (curvas en color

negro). Por lo que se procede a realizar gráficos cruzados con las propiedades elásticas modeladas, para determinar separabilidad de facies.

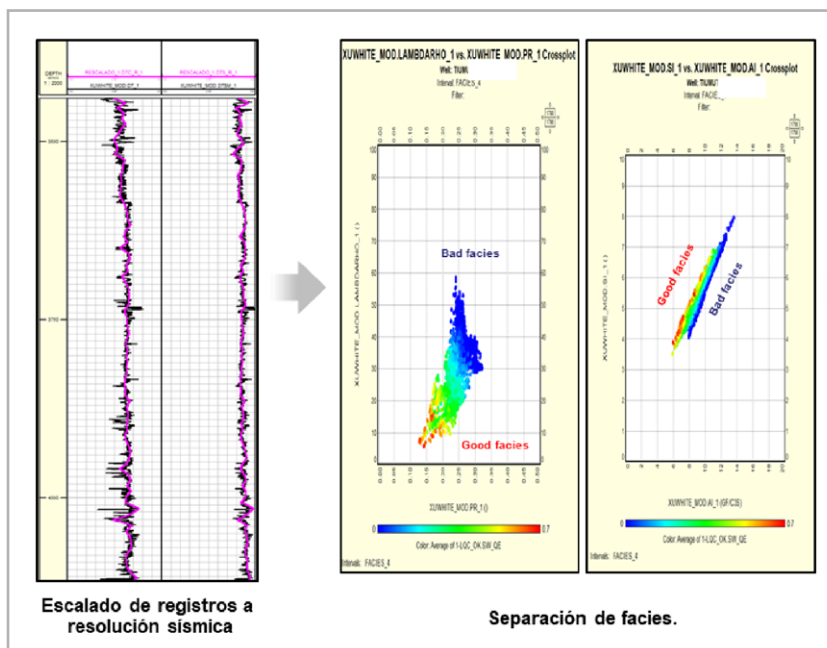


Figura 17. Separabilidad de facies.

En el gráfico DTCO vs VPVS se muestran los datos sin modelar y los datos modelados después de haber aplicado, por facie, el modelo Xu-White, **Figura 18**. Dado el trabajo realizado anteriormente y el análisis de los coeficientes de

determinación, se puede determinar que la incertidumbre en el cálculo es baja. Este análisis se realizó para cada pozo del campo T.

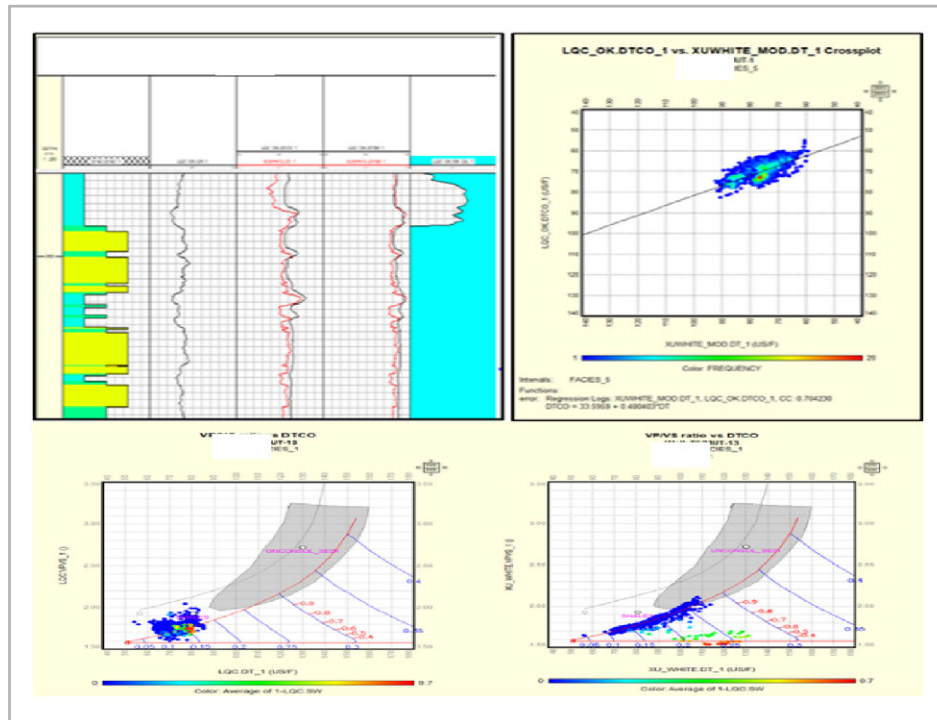


Figura 18. Modelado de las curvas compresionales y de cizalla por Xu-White.

El flujo de trabajo en el modelado de física de rocas se puede resumir de la siguiente manera:

1. Control de calidad del análisis petrofísico para litología, porosidad, permeabilidad y saturación, con acondicionamiento de datos adicional, si es necesario.
2. Parametrización petrofísica necesaria en la construcción de modelos de física de rocas (Vcl, Vsh, porosidad, saturación).
3. Edición de los datos sobre propiedades elásticas de la roca (volumen densidad pb, VP y VS), incluidos los efectos de invasión de pozos defectuosos y filtrado de lodo, correcciones anisotrópicas en pozos con grandes caídas relativas y calibración y / o cálculo de registros de VS.

4. Evaluación de la temperatura, la presión de poro y, al menos, la tensión principal vertical del tensor de tensión.
5. Aplicación de las plantillas de física de rocas controladas por litología, incorporando así las propiedades sísmicas y del yacimiento, e investigación intencionada de las principales tendencias diagenéticas y estratigráficas locales.

Inversión sísmica

Encontrar las mejores propiedades de roca para disminuir la incertidumbre de la distribución de las facies productoras dentro del campo T, utilizando el flujo de trabajo siguiente, **Figura 19**.

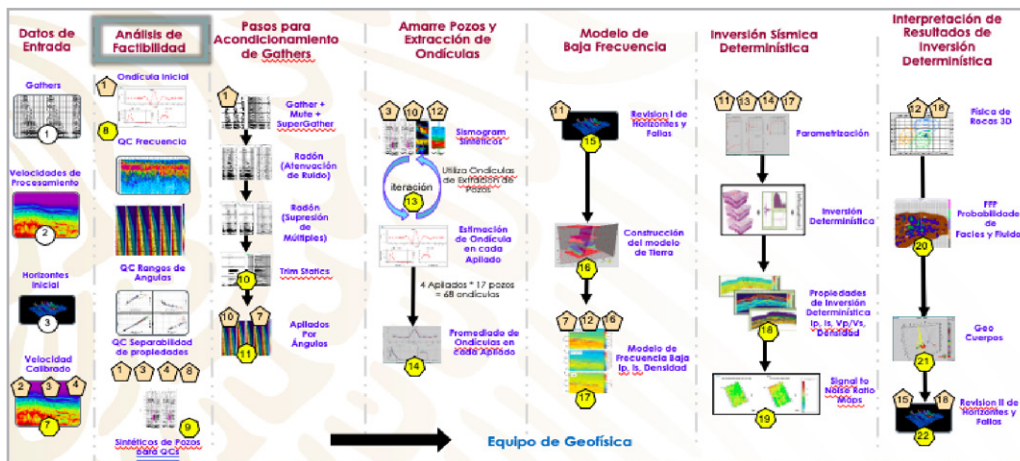


Figura 19. Flujo de trabajo de inversión sísmica determinística.

Fue necesario visualizar la distribución del contenido de frecuencias de los datos sísmicos identificando que 50 Hz es el rango mayor. Esta frecuencia se utilizó para aplicarle un

filtro al registro para la factibilidad de separabilidad a nivel de la resolución sísmica, **Figura 20**.

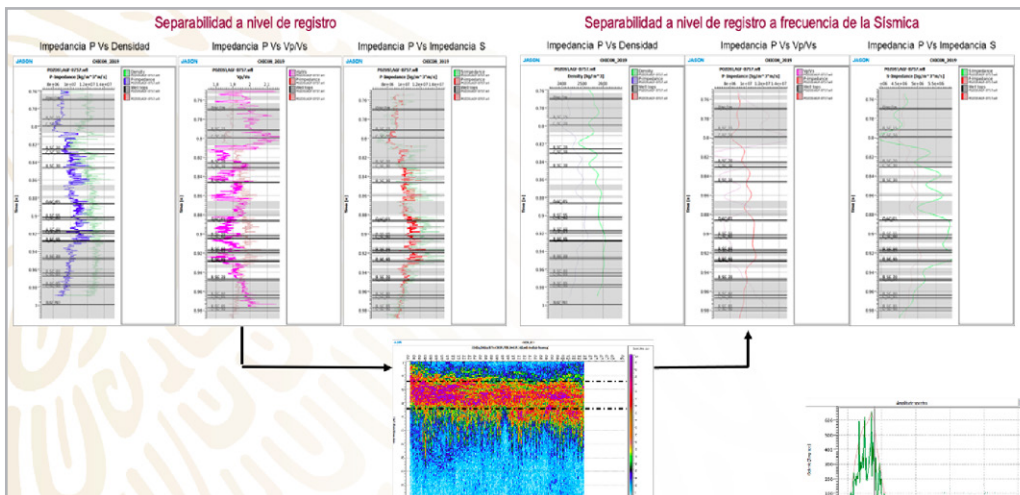


Figura 20. Demarcado por la frecuencia del dato sísmico.

Se llevó a cabo un análisis de varias propiedades elásticas modeladas con el objetivo de identificar aquellas que separarán mejor las facies proporcionadas, **Figura 21**.

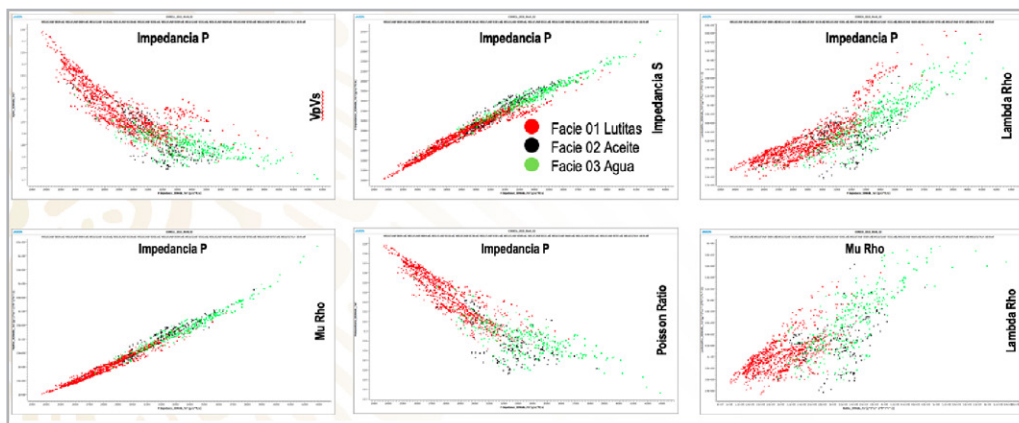


Figura 21. Propiedades de la inversión extraídas en los pozos con estudios de física de rocas.

Se incrementó la definición de los rasgos estratigráficos en los volúmenes de las propiedades, al usar ondículas específicas para las zonas de yacimiento, **Figura 22**.

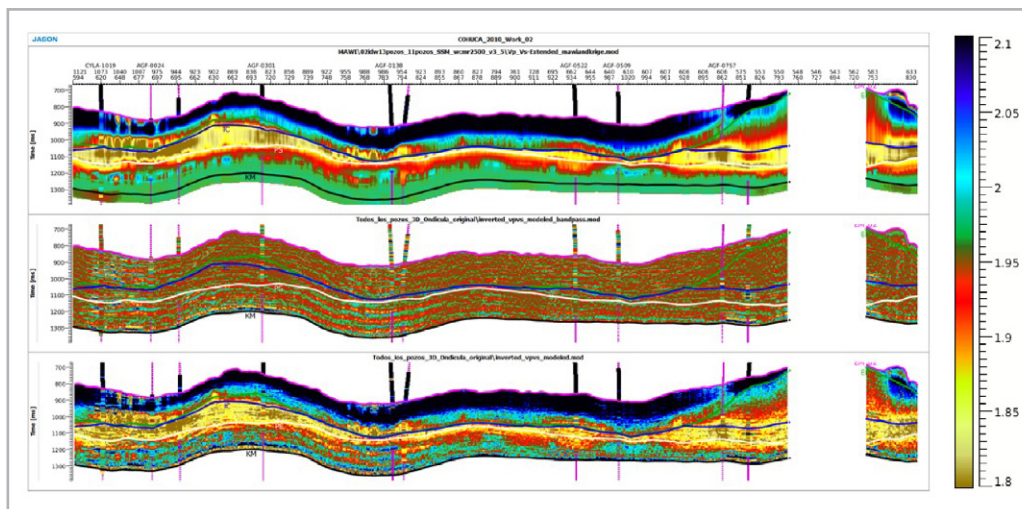


Figura 22. Propiedades de inversión Impedancia Vp/Vs.

Dado que en las nuevas localizaciones propuestas no se encontraba la arena de interés, se procedió a cancelar los pozos de desarrollo en esta área. El estudio ayudó a sustentar los intervalos propuestos para dispararse, **Figura 23**.

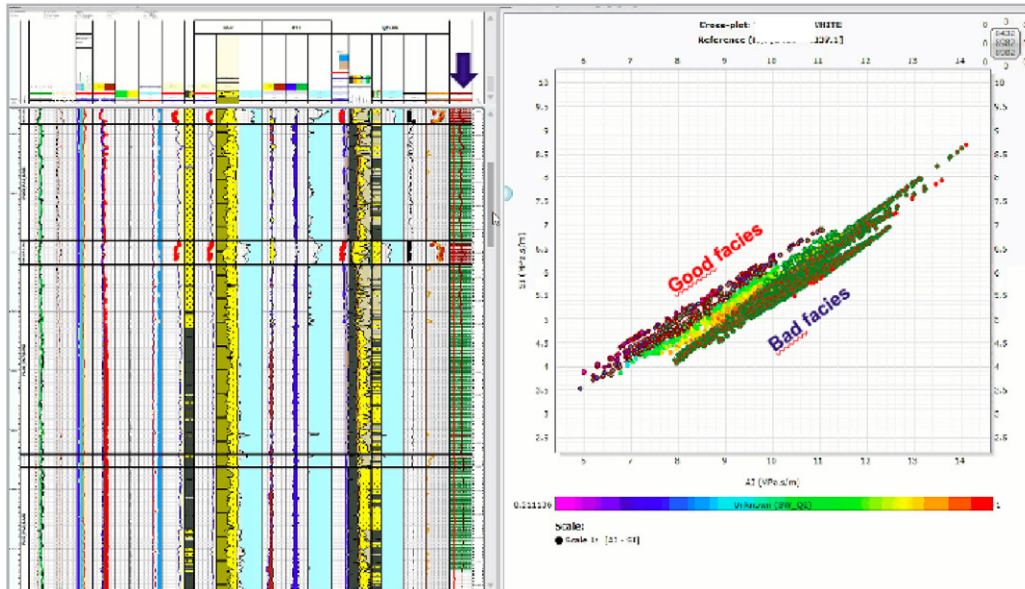


Figura 23. Propiedades de inversión extraídas en los pozos con física de rocas.

Conclusiones

La edición y el acondicionamiento cuidadosos de los datos del registro de pozos son dos de los primeros pasos en el flujo de trabajo de la física de rocas. Incluso, la información moderadamente errónea sobre las propiedades elásticas de la roca in situ puede generar errores significativos en la física de las rocas y, por lo tanto, en los modelos sísmicos sintéticos más adelante, durante el análisis sísmico cuantitativo.

Generar un modelo de física de rocas con una inversión simultánea ayuda a disminuir el riesgo en las decisiones a tomar. Impedancia S a menudo se puede utilizar como indicador de litología, mientras que Impedancia P no, ya que se ve afectada por la litología y los fluidos.

Con el modelo de física de rocas se pudo detener la perforación de más pozos dentro del campo T, al no tener un impacto económico rentable para la empresa. Los intervalos para reparaciones mayores se validaron por medio del modelo generado, disminuyendo la incertidumbre.

Los registros finales muestran una respuesta elástica que coincide mejor con las expectativas; por ejemplo, la separación de las facies del yacimiento en el dominio elástico.

La petrofísica sísmica de pozos múltiples es un requisito clave para el modelado robusto y preciso de la física de rocas.

Referencias

- Amini, H. 2018. Calibration of Minerals' and Dry Rock Elastic Moduli in Sand-Shale Mixtures. *Proc. 80th EAGE Conference and Exhibition, Copenhagen, Dinamarca, junio 11-14.* <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201801019>.
- Keys, R. G. y Xu, S. 2002. An Approximation for the Xu-White Velocity Model. *Geophysics* **67** (5): 1406-1414. <https://doi.org/10.1190/1.1512786>.
- Mavko, G., Mukerji, T. y Dvorkin, J. 2020. *The Rock Physics Handbook*, third edition. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press.
- Ruiz, F. y Dvorkin, J. 2010. Predicting Elasticity in Nonclastic Rocks with a Differential Effective Medium Model. *Geophysics* **75** (1): E41-E53. <https://doi.org/10.1190/1.3267854>.

Semblanza de los autores

Luis Ahindel Castellanos Bassoult

Egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en Ingeniería Petrolera, se desempeñó en el área de reactivación a pozos cerrados en el Activo Integral de Producción de Poza Rica-Altamira, por Baker Hughes en el área de Project Management, cuenta con diversos cursos y diplomados por las compañías ADNOC, Halliburton, Schlumberger, Perm Ink Canada y CGG. Posee una maestría en ciencias de la educación; ha escrito diversos artículos de publicación nacional e internacional (SPE-SPWLA) y actualmente se desempeña como Sísmico Petrofísico en la Gerencia de planes de explotación de la Subdirección técnica en Petróleos Mexicanos.

Daniel Alejandro Pineda Flores

Egresado del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero como Ingeniero en Geociencias. Se ha desarrollado como especialista en caracterización sísmica implementando metodologías y tecnologías de última generación enfocadas en minimizar la incertidumbre en el riesgo geológico en perforación, geomecánica 3D/4D, inversión sísmica, posicionamiento de pozos, diseño de pozos horizontales y análisis de modelos geológicos apegados a la producción histórica de yacimientos. Actualmente se desempeña dentro de la Gerencia de Planes de Explotación.

Rubén Charles Fiorenzani

Ingeniero Geólogo, egresado de la Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar en Venezuela. Se desempeñó como Ingeniero de productividad en importantes campos del oriente de Venezuela, diseñando estrategias y aplicaciones de optimización de seguimiento y mejora de producción de pozos. Ha participado de diferentes proyectos de caracterización estática como analista petrofísico y física de rocas donde se aplican metodologías clásicas y de vanguardia tanto en yacimientos clásicos como en carbonatos. Actualmente ejerce como analista petrofísico en la compañía Geoprocesados en la Ciudad de Villahermosa.