

Nueva metodología de caracterización de yacimientos usando interpretación petro-elástica

Humberto Samuel Arévalo López

Pemex Exploración y Producción

Jack P. Dvorkin

King Fahd University of Petroleum & Minerals

Artículo recibido en junio y aceptado en julio de 2020

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 ρ respectivamente), con valores de porosidad, contenido de arcilla y saturación de agua (φ , 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 , ρ) puede ser establecida de manera “única” con sus propiedades petrofísicas (φ , 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 se regeneran antes de usarse en el modelo de frecuencias bajas, 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.

New reservoir characterization methodology using petro-elastic interpretation

Abstract

Traditional hydrocarbon reservoir characterization methodologies start from the assumption of existence in some statistical correlations between the properties obtained from the seismic inversion, i.e., P-impedance, S-impedance and density (I_p , I_s and ρ , respectively), with petrophysical properties, such as: porosity, content clay and water saturation (φ , C and S_w , respectively), interpreted from well logs. The new methodology presented here differs from this assumption and raises another: the relationship between the elastic properties (I_p , I_s , ρ), can be established in a “unique” way with its petrophysical properties (φ , C , S_w), through a rock physics model calibrated with the regional geology of the basin under study. The application of this methodology involves several steps that differ from the traditional characterization: (i) the well logs used in the seismic inversion are regenerated before being used in the low-frequency model, through the calibrated rock physics model; (ii) ensure that the relationship between petro-elastic properties are truly “unique” and (iii) verify that such correlation serves different measurement scales (with ~20 m in seismic versus ~30 cm in well logs). This methodology was successfully applied to a data from an oil field in NW Australia.

Introducción

Las reflexiones sísmicas dependen directamente del contraste de las propiedades elásticas del subsuelo; mientras que las propiedades elásticas dependen de las propiedades y proporciones de los minerales que componen la roca, de su porosidad y de las características de los fluidos que saturan los 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 se expondrán los pasos necesarios para llevar a cabo la interpretación petro-elástica de los datos sísmicos. A continuación, se introducirán los dos principios básicos que permiten llevar a cabo tal interpretación.

Autosimilaridad (self-similarity)

El principio que sirve de fundamento para esta metodología se conoce como *autosimilaridad (self-similarity)* por su descubridor: Galmudi et al., en 1999, cuando observó en los datos de núcleos medidos por Han y Morgan (1986), que las impedancias P y S podían expresarse en términos de una combinación lineal de otras dos variables independientes: porosidad y contenido de arcilla (Φ y C respectivamente), tal como se muestra en el sistema de expresiones que se tienen de la ecuación 1:

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

En la **Figura 1** se muestran los datos originales de Han (1986) a 40MPa 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 se denomina fenómeno de autosimilaridad en las rocas.

Cuando Galmudi estuvo experimentando con las mediciones de Han, encontró que el coeficiente (α ó β 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 en este estudio se experimentaba con autosimilaridad, empleando datos medidos en registros de pozo del campo de estudio, se encontró que los coeficientes α y β pueden llegar a ser diferentes y por consiguiente se puede resolver el sistema de ecuaciones de forma *“única”*.

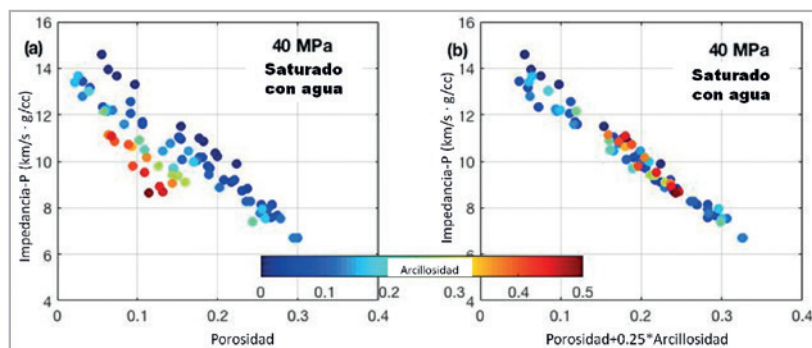


Figura 1. Datos de Han (1986). Mediciones ultrasónicas de tapones de núcleos saturados con agua a 40 MPa de presión de confinamiento. El color corresponde con el porcentaje de arcilla entre 0 y 51% para ambas gráficas. (a) Impedancia P contra la porosidad total. (b) Impedancia P contra la combinación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

Así mismo, se observó que en algunos modelos de física de rocas (Mavko et al., 2009; Dvorkin et al., 2014 describen los modelos más comunes) la autosimilaridad 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 se grafica como una combinación lineal de porosidad y contenido de arcilla.

El hecho de que los coeficientes α y β fueran diferentes no es siempre el caso, como los datos de Han demostraron. Para realizar la interpretación petro-elástica es necesario demostrar la existencia de esta unicidad para poder transformar las propiedades. Otro tema en términos de su aplicabilidad es la de la preservación de la transformación bajo diferentes escalas de medición.

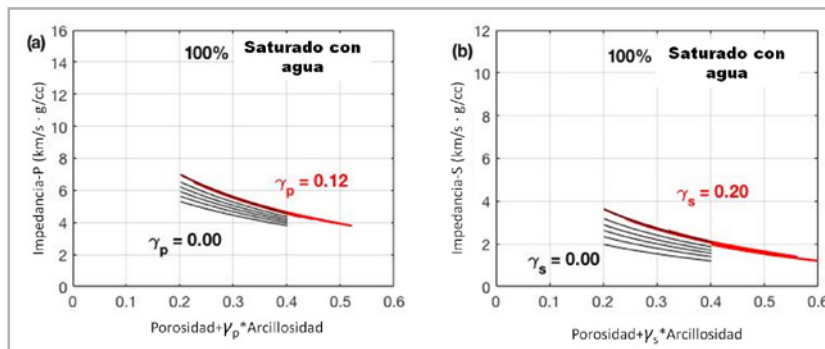


Figura 2. Modelo “Soft-Sand” para una mineralogía de cuarzo y arcilla para porosidades entre 20% y 40%, para una saturación de agua de 100%. (a) Impedancia P contra la combinación lineal de $\varphi + \alpha C$. (b) Impedancia S contra la combinación lineal de $\varphi + \beta C$. Las líneas negras corresponden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

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. Empleando esta técnica se obtuvieron los resultados incluidos en la **Figura 3**; se muestran los registros originales en el renglón superior y en el inferior los datos filtrados empleando el promedio de Backus, (ambos en negro).

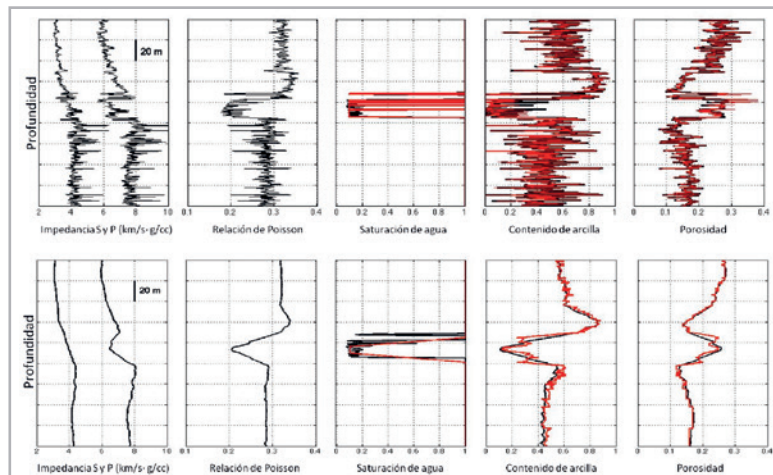


Figura 3. Arriba, registros del pozo A originales en negro y los interpretados petro-elásticamente en rojo. Abajo, registros filtrados con el promedio de Backus para las propiedades elásticas y un promedio aritmético para las propiedades petrofísicas. De izquierda a derecha están las impedancias S y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

La interpretación petro-elástica toma como entrada las impedancias y el tipo de fluido se estima a partir de la relación de Poisson (ν) de la manera siguiente: si $\nu < 0.23$ se supone que el yacimiento tiene 20% de agua y 80% de aceite; si $\nu > 0.23$ se asume que $S_w = 100\%$. Una vez que se tienen dos entradas y el tipo de fluido del poro, se comparan 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 ecuación siguiente:

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

Y dado que los coeficientes de la combinación lineal son diferentes para el modelo de física de rocas utilizado, este algoritmo tiene una respuesta única para porosidad y contenido de arcilla. La interpretación petro-elástica de los datos de pozo a escala normal (~ 30 cm) y los filtrados a escala sísmica (~ 20 m) en ambos casos tienen calidad alta. En el caso de los registros filtrados se tiene cierta discrepancia en el borde del yacimiento, debido a la difusión de las propiedades elásticas causada por el suavizamiento, pero fuera 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.

Metodología

El proceso a implementar para la interpretación petro-elástica puede resumirse en los pasos siguientes:

- I. Realizar un estricto control de calidad de los registros de pozo, lo cual incluye desde eliminar los datos erróneos, corregir las profundidades entre las diferentes curvas y verificar que los datos están dentro de los valores posibles para cada curva; este paso es muy similar al que realiza el especialista petrofísico previo a la interpretación de los registros.
- II. Realizar un diagnóstico por física de rocas (Dvorkin et al., 2014), que involucra encontrar un modelo de física de rocas que 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 (*constant-cement model*) 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 se emplea en 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. Aun 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 una porosidad determinada, contenido de arcilla y saturación de agua.

En la parte siguiente se desglosa 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-Berriasiano) (Geoscience Australia, 2015). Este juego de datos fue donado 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 se cuenta para caracterizar el yacimiento.

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

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

Para este campo la densidad de la matriz ρ_{matriz} es 2.65 g/cc, mientras que la del fluido ρ_{fluido} se calcula con la ecuación 4.

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

Donde la ρ_{agua} es 1.05 g/cc y la ρ_{aceite} es 0.85 g/cc y fueron calculados con las propiedades del yacimiento, que cuenta con baja relación gas aceite (RGA=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, los cuales entran al modelo de Batzle y Wang (1992) que permite estimar las propiedades del aceite.

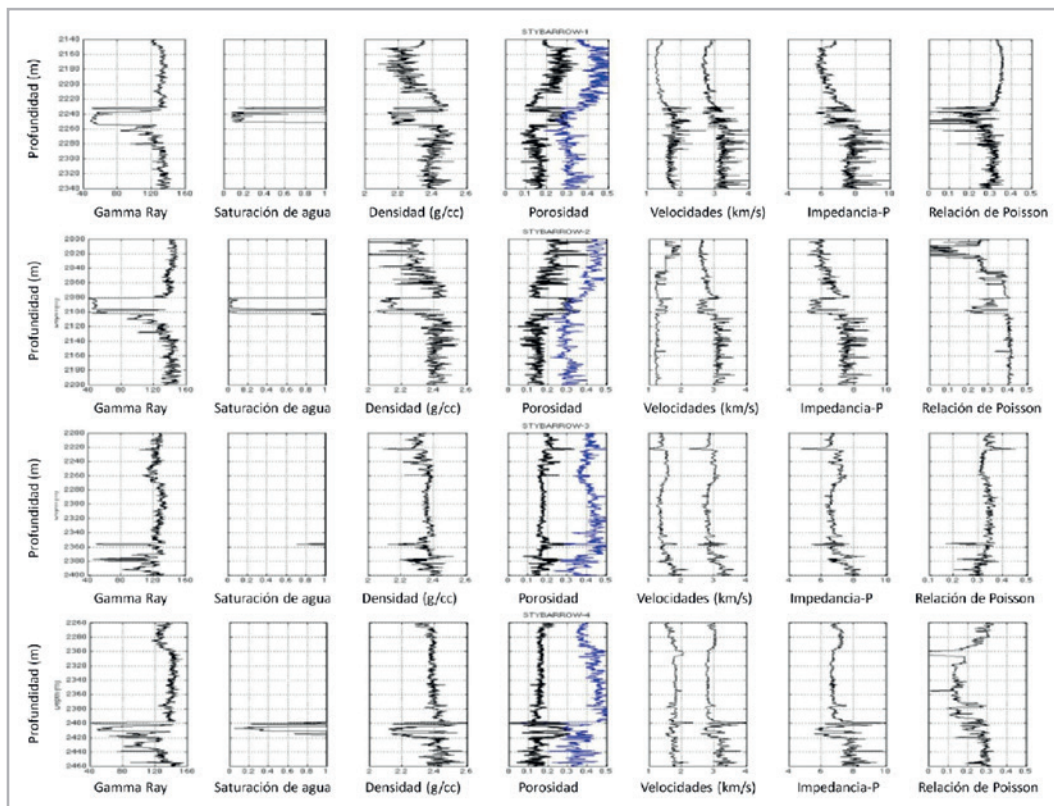


Figura 4. Registros de los pozos del campo Stybarrow. De izquierda a derecha se tiene gamma ray, saturación de agua, densidad, porosidad derivada de la densidad, porosidad neutrón en azul, velocidad de onda S y de onda P, impedancia P y relación de Poisson.

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

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

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, *rock physics diagnostics*). 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 se tiene la posibilidad de comparar 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 muestreados 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 aun 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 solo había arcilla y cuarzo.

El modelo seleccionado para estos datos fue el modelo de cemento constante (descrito en el Apéndice A). El DFR comienza por realizar un gráfico cruzado de los datos después de sustitución de fluidos, técnica común donde se reemplaza el aceite por agua utilizando la fórmula de Gassman (1951) o de 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), *coordination number* o *kissing points*) entre los granos (en otros modelos el ajuste se lleva a cabo con otro parámetro), hasta que los datos se describen cualitativamente, como se muestra en la **Figura 5** para los pozos 1 y 2.

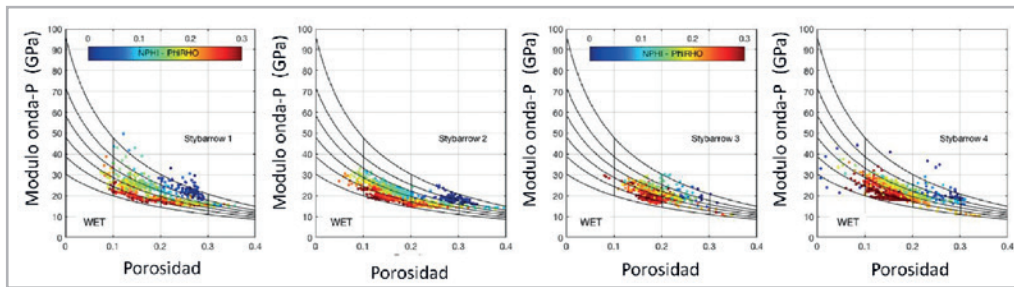


Figura 5. Pozos 1 y 2 (izquierda y derecha, respectivamente) del campo Stybarrow. Módulo compresional de la onda-P contra porosidad, coloreados por la diferencia entre la porosidad neutrón y la porosidad derivada de la densidad ($\phi_{NPHI} - \phi_{\rho}$). El color azul indica donde está el yacimiento más limpio y va cambiando paulatinamente en cian, amarillo y rojo conforme se incrementa el contenido de arcilla. Las curvas negras se calculan con el modelo de cemento-constante, con $n=20$ y 100% agua en los poros. Las curvas van de 100% arcilla (en la parte inferior) con incrementos en la proporción de cuarzo (hacia arriba).

Regresando al control de calidad, es necesario generar las velocidades de la onda S para los cuatro pozos y compararla con las originales, en término de su relación de Poisson, como se muestra en la **Figura 6**.

Los resultados indican que el modelo ajusta con precisión los datos de los pozos 1 y 3, lo cual le da cierto grado de validez. Sin embargo, los pozos 2 y 4 muestran una comparación mala entre los datos reales y los modelados. Tal incongruencia no era evidente cuando se observan los

registros en la Figura 4; otro elemento que 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 esta 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.

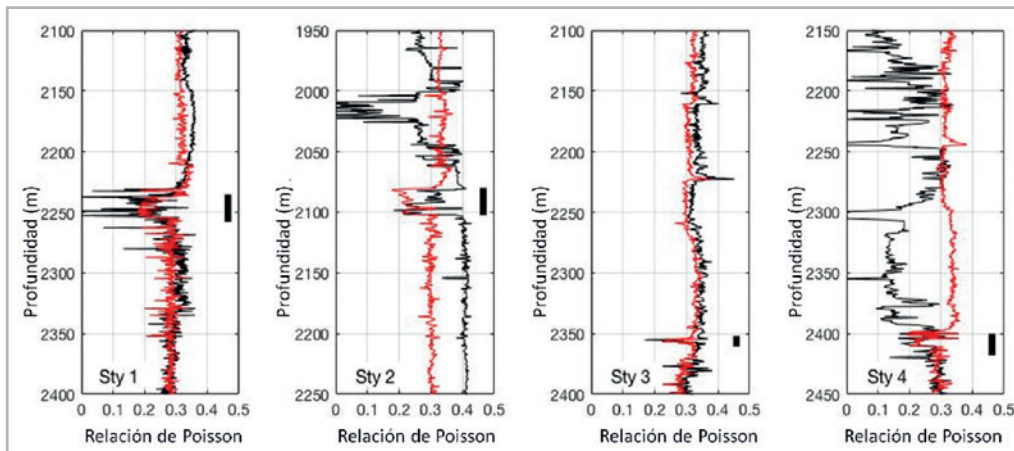


Figura 6. Relación de Poisson para los cuatro pozos de estudio (incrementando de izquierda a derecha). Las curvas negras se calcularon a partir de los datos originales, mientras que las rojas son el resultado del modelo calibrado. La barra negra vertical representa donde se encuentra el yacimiento en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

Inversión sísmica simultánea

Se utiliza la inversión sísmica simultánea que emplea 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 una sísmica sintética, que se compara iterativamente con la sísmica real, hasta que la diferencia sea menor a 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.

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

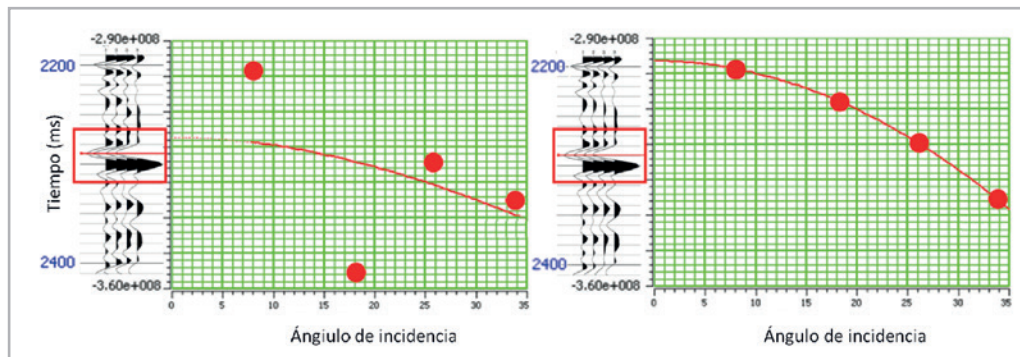


Figura 7. Apilados parciales por ángulo originales en la posición del yacimiento para el pozo 1 (izquierda). Apilados parciales utilizados en la inversión donde los dos datos del centro fueron modelados con los dos extremos, (derecha).

En la **Figura 8** se muestra el ajuste entre el sismograma sintético y el apilado parcial cercano y lejano en la posición del pozo 1, en ambos el ajuste 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.

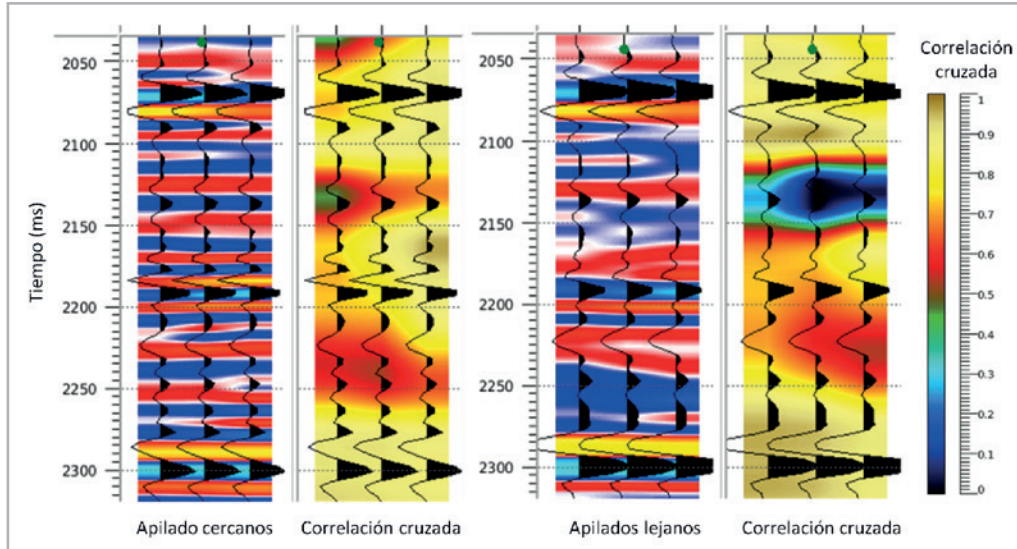


Figura 8. Amarre sintético para el Pozo 1. A la izquierda está el apilado cercano en colores con la traza sísmica sobrepuesta en negro. La segunda columna muestra la correlación cruzada entre el sintético y la sísmica, donde el color dorado indica la mejor correlación, con el sintético sobrepuesto en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

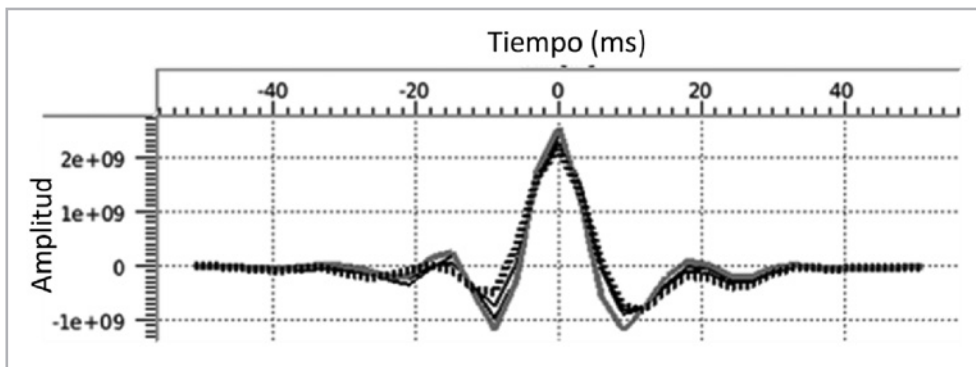


Figura 9. Ondículas extraídas alrededor del pozo 1. La ondícula que corresponde al ángulo cercano está en gris, mientras que la del ángulo ultra-lejano es la punteada. Las dos ondículas en negro corresponden a los apilados medio y lejano.

Los horizontes utilizados se interpretaron considerando el apilado parcial cercano. Específicamente se interpretaron el fondo marino, una discordancia, el yacimiento y el fondo del modelo. Basado en estos horizontes, se utilizó un malla

de resolución baja para extrapolar la información de los pozos en todos lados donde se tenía cobertura del cubo sísmico, como se muestra en la **Figura 10**.

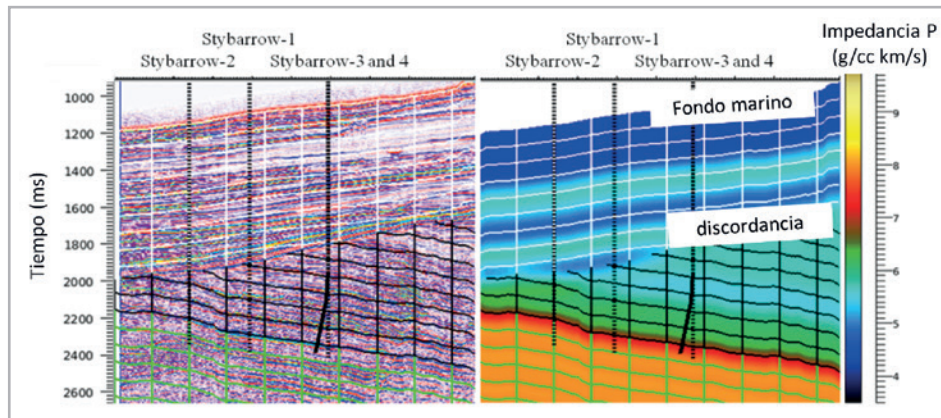


Figura 10. Izquierda: Mallado basado en los horizontes, con el apilado cercano en el fondo. El yacimiento está localizado entre el mallado verde y el negro. Derecha: la misma malla, pero con el modelo de baja frecuencia de la impedancia P en el fondo.

Los parámetros de inversión se optimizaron 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 explicarse 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.

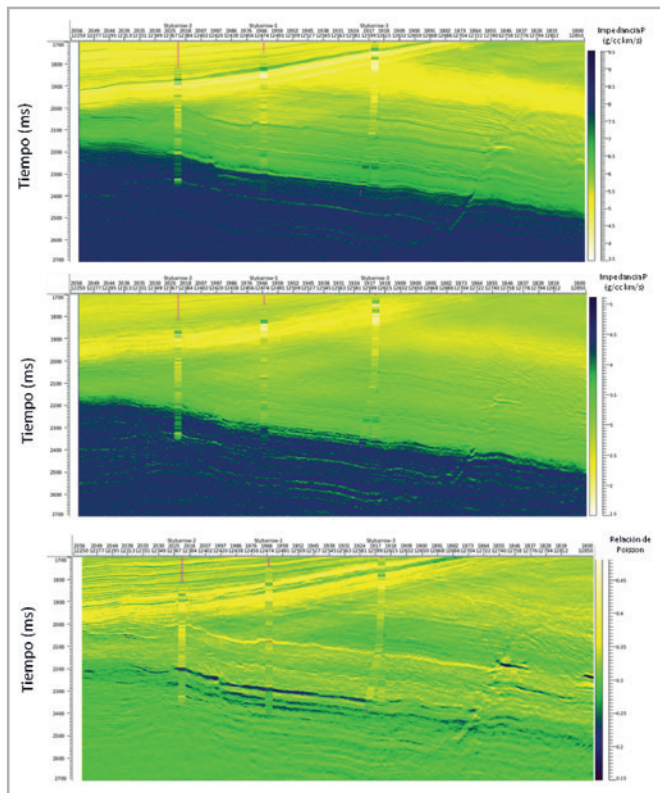


Figura 11. Secciones a la escala sísmica de impedancia P, impedancia S y relación de Poisson (arriba, en medio y abajo, respectivamente). Las barras verticales sobrepuestas son los pozos, de izquierda a derecha está el pozo 2 seguido por el 1 y a la derecha de ambos están los pozos 4 (desviado) y 3. 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 conectan los pozos.

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.

La limitante a la unicidad en la interpretación se presenta en el modelo de física de rocas donde las facies elásticas tienen mayor dureza y por ende, los contornos permanecen paralelos, de manera que se tienen combinaciones múltiples de porosidad y contenido de arcilla que presentan las mismas impedancias P y S, dando como resultado que el problema sea indeterminado.

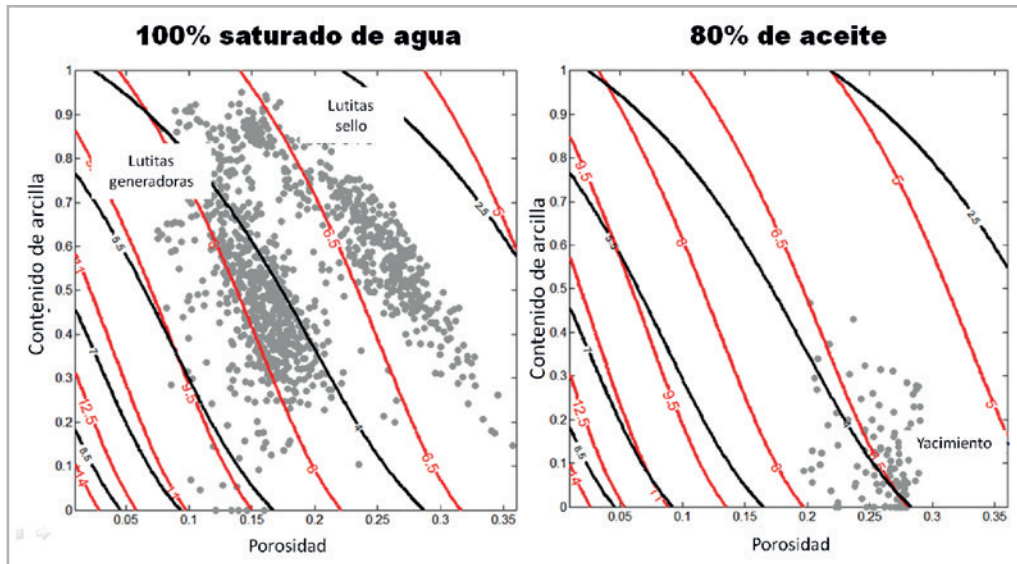


Figura 12. Contornos de iso-impedancia P (rojo) y S (negro), en el espacio de contenido de arcilla y porosidad, para dos tipos de fluido en los poros: a la izquierda el caso de $S_w=100\%$ y a la derecha $S_w=20\%$. Los puntos son los datos de porosidad, contenido de arcilla, impedancia P y S del pozo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

La implementación de la interpretación petro-elástica fue descrita para los pozos en la sección de “Transformación en múltiples escalas”. Aquí se aplicará la técnica a los resultados de la inversión sísmica, como se muestra en la **Figura 13**, donde 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).

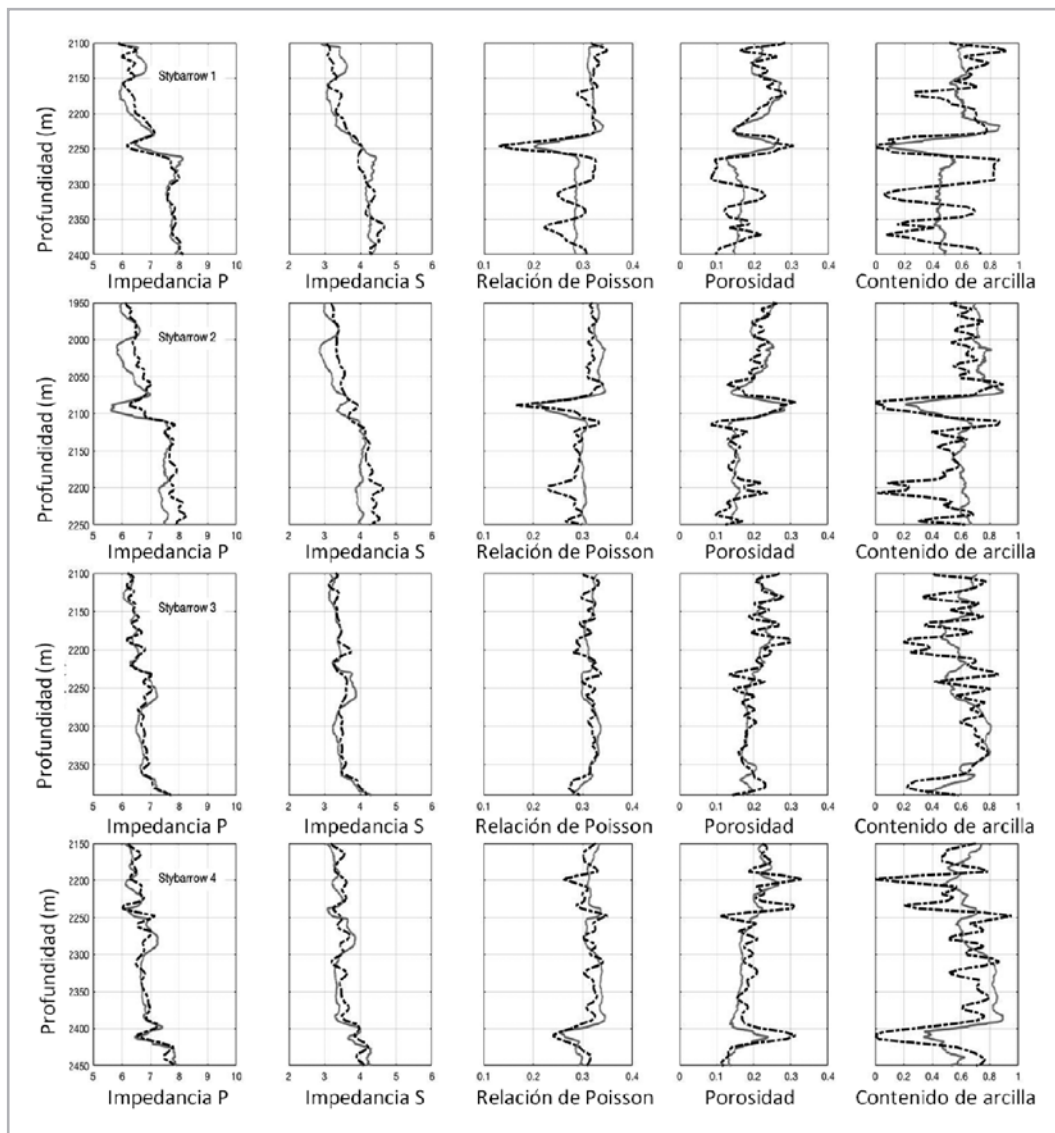


Figura 13. Resultados de la inversión e interpretación comparados con los registros promediados con Backus (primeras tres columnas) y porosidad y contenido de arcilla promediados aritméticamente (últimas dos columnas) para los pozos 1, 2, 3, y 4 de arriba hacia abajo, respectivamente. Los datos de los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

La similitud entre los datos de los pozos y los datos invertidos es satisfactoria en los cuatro pozos, correspondiente a las tres primeras columnas. La similitud entre los datos interpretados y medidos es de menor calidad, teniendo las discrepancias mayores el contenido de arcilla (12% de error promedio) 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 cuatro pozos en general (con un error del 3% en promedio). El origen de las incongruencias está asociado

a una capa bastante potente de arcillas, evidente en los registros, pero dado que la sísmica está limitada en sus frecuencias bajas, se considera que la raíz del problema está asociada a la ausencia de frecuencias bajas.

Con los resultados obtenidos, usando $\nu < 0.23$ el yacimiento puede separarse dentro de los cubos de propiedades y realizar estimaciones más precisas de la posición para continuar con la explotación, **Figura 14.**

Desafortunadamente, la factibilidad específica de los datos sísmicos se puede analizar sólo en función de los resultados obtenidos al final del proceso, ya que los límites en la resolución y la separación de propiedades producto

de los contrastes entre las rocas no se pueden evaluar previamente a no ser de manera unidimensional, como cuando se filtraron los registros en la sección de los cambios de escala.

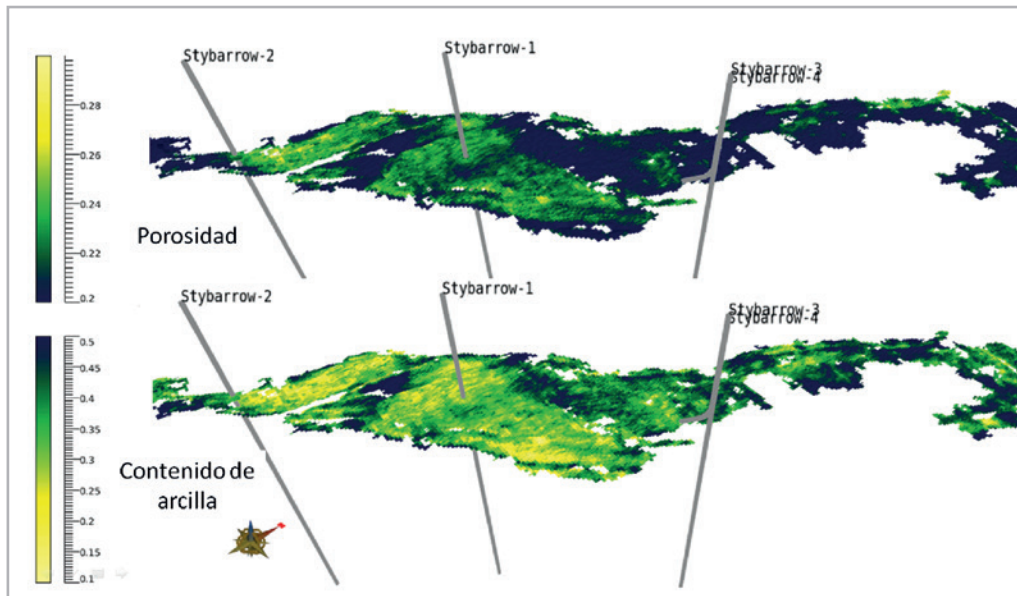


Figura 14. Geocuerpos de propiedades petrofísicas donde se muestra la ubicación de los pozos y las posibles zonas para siguientes perforaciones, (alta porosidad y bajo contenido de arcilla).

Conclusiones

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

La aplicación en el estudio de caso dio resultados satisfactorios, por lo que la metodología discutida permitirá a las compañías optimizar el desarrollo del campo con base en la visión 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 haber proporcionado el software de inversión y a todas las personas que contribuyeron con su mera presencia. A todos gracias.

Apéndice A

Modelo de cemento-constante

El modelo de cemento constante lo desarrolló Dvorkin en 2009, y se conoce 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 la porosidad se debe a la introducción de partículas no cementantes adentro del espacio poral, (ver la **Figura A.1**).

Los módulos elásticos del punto de alta porosidad de un paquete de granos con porosidad crítica (ϕ_c) pueden ser estimados con la teoría de contactos de Hertz-Mindlin (Mindlin, 1949) como en la ecuación A1.

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

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 ν son el módulo de cizalla y la relación de Poisson de la fase mineral, respectivamente.

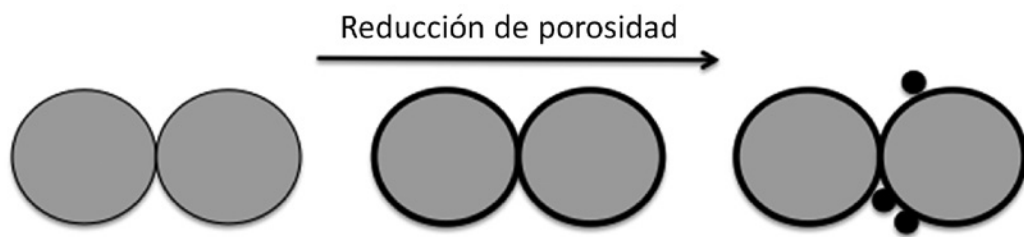


Figura A.1. Representación esquemática del modelo de cemento-constante. El modelo conecta dos puntos en el espacio velocidad-porosidad: el punto de porosidad más alta está en el punto de la porosidad crítica, mientras que el punto de porosidad cero corresponde con las propiedades elásticas del mineral 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 se quisiera permitir que solo una fracción f de estos contactos tuviera fricción infinita mientras el resto de los contactos no tuvieran fricción (con movilidad), la ecuación de K_{HM} no cambia, pero la de G_{HM} se convierte en la ecuación A2:

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

Donde el parámetro f se llama factor de corrección de cizalla. Finalmente, a una porosidad $\phi < \phi_c$ se tiene la ecuación A3:

$$K = \left(\frac{\phi/\phi_c}{K_{HM} + \frac{4}{3}G_{HM}} + \frac{1-\phi/\phi_c}{K + \frac{4}{3}G_{HM}} \right)^{-1} - \frac{4}{3}G_{HM}, \quad (A3)$$

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

El modelo de cemento-constante asume a una porosidad alta el paquete de granos que tiene una cementación inicial alrededor de los granos, pero cualquier reducción de porosidad posterior se debe a la depositación 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 K_{HM} y A2 para G_{HM} con un número de coordinación más alto que 6 pero menor que 40. Esta técnica permite tratar con rocas con mayor cemento y ajustarse a la geología del área en estudio.

Bibliografía

- Arévalo-López, H. S. y Dvorkin, J. 2016. Porosity, Mineralogy, and Pore Fluid from Simultaneous Impedance Inversion. *The Leading Edge* **35** (5): 423-424, 426-429. <https://doi.org/10.1190/tle35050423.1>.
- Avseth, P., Mukerji, T., Mavko, G. et al. 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. <https://doi.org/10.1190/1.3483770>.
- Batzle, M. y Wang, Z. 1992. Seismic Properties of Pore Fluids. *Geophysics* **57** (11): 1396-1408. <https://doi.org/10.1190/1.1443207>.
- Draege, A. 2011. A Diagenetic Rock Physics Approach for Siliciclastics. *The Leading Edge* **30** (12): 1368–1375. <https://doi.org/10.1190/1.3672481>.
- Dvorkin, J. 2007. Self-similarity in Rock Physics. *The Leading Edge* **26** (8): 946-950. <https://doi.org/10.1190/1.2775996>.
- Dvorkin, J., Gutiérrez, M. y Grana, D. 2014. *Seismic Reflections of Rock Properties*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Gal, D., Dvorkin, J. y Nur, A. 1999. Elastic-wave Velocities in Sandstones with Non-Load-Bearing Clay. *Geophysical Research Letters* **26** (7): 939-942. <https://doi.org/10.1029/1999GL900106>.
- Gassmann, F. 1951. Über die Elastizität poröser Medien. *Veierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zürich* **96** (1): 1–23.
- Geoscience Australia. 2015. Regional Geology of the Northern Carnarvon Basin. Australian Government, Department of Industry and Science, Australia.
- Gutierrez, M. A. y Dvorkin, J. 2010. Rock Physics Workflows for Exploration in Frontier Basins. 80th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2441-2446. <https://doi.org/10.1190/1.3513344>.
- Han, D., Nur, A. y Morgan, D. 1986. Effects of Porosity and Clay Content on Wave Velocities in Sandstones. *Geophysics* **51** (11): 2093-2107. <https://doi.org/10.1190/1.1442062>.
- Hossain, Z. y Vera de Newton, P. 2013. Advanced Rock Physics Diagnostic: A New Method for Cement Quantification. SEG Technical Program Expanded Abstracts, 2681-2685. <https://doi.org/10.1190/segam2013-0988.1>
- Kittridge, M. G. 2006. Modulus-domain Rock Physics Diagnostics: New Insights in Realistic Granular Media. SEG Technical Program Expanded Abstracts, 1871-1875. <https://doi.org/10.1190/1.2372478>.
- Latimer, R. B., Davidson, R. y van Riel, P. 2000. An Interpreter's Guide to Understanding and Working with Seismic-derived Acoustic Impedance Data. *The Leading Edge* **19** (3): 242-256. <https://doi.org/10.1190/1.1438580>.
- Mavko, G., Chan, C. y Mukerji, T. 1995. Fluid Substitution: Estimating changes in VP Without Knowing VS. *Geophysics* **60** (6): 1750-1755. <https://doi.org/10.1190/1.1443908>.
- Mavko, G., Mukerji, T. y Dvorkin, J. 2009. *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Mindlin, R. D. 1949. Compliance of Elastic Bodies in Contact. *Journal of Applied Mechanics. Transactions ASME* **16**: 259-268.
- Pendrel, J. 2006. Seismic Inversion — Still the Best Tool for Reservoir Characterization. *CSEG Recorded* **31** (1): 5–12.
- Uden, R., Dvorkin, J., Walls, J. et al. 2003. Rock Physics Diagnostic in a Sand/Shale Sequence. SEG Technical Program Expanded Abstracts, 1676-1679. <https://doi.org/10.1190/1.1817628>.
- Yu, G., Zhang, Y., Newton, P. et al. 2014. Rock Physics Diagnostics and Modeling for Shale Gas Formation Characterization in China. 85th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 3031-3035. <https://doi.org/10.1190/IGCBeijing2014-266>.

Semblanza de los autores

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. Fue 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.