



REVISTA TÉCNICA

DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA

Una Revista Internacional Arbitrada
que está indizada en las publicaciones
de referencia y comentarios:

- SCOPUS
- Compendex
- Chemical Abstracts
- Metal Abstracts
- World Aluminium Abstracts
- Mathematical Reviews
- Petroleum Abstracts
- Current Mathematical Publications
- MathSci
- Revenct
- Materials Information
- Periódica
- Actualidad Iberoamericana

UNIVERSIDAD DEL ZULIA



REVISTA TÉCNICA
DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA

"Buscar la verdad y afianzar los valores trascendentes", misión de las universidades en su artículo primero, inspirado en los principios humanísticos. Ley de Universidades 8 de septiembre de 1970.

Rock physics model for the interpretation of petrophysical properties of a field in the Gulf of Mexico

Gabriela Carrasquero Boscan¹, Orlando Zambrano Mendoza^{2}*

¹Divison de Postgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia, Maracaibo, Apartado postal 0482, Venezuela.

²Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia, Maracaibo, C.P. 4001, Venezuela.

*Autor de Contacto: ozambrano@fing.luz.edu.ve
<https://doi.org/10.22209/rt.v43n1a05>

Recepción: 03/12/2019 | Aceptación: 06/11/2019 | Publicación: 20/12/2019

Abstract

Currently advances in seismic data interpretation have been observed, given the quantitative tendency to achieve the determination of reservoir properties. Impedance seismic volumes along with petrophysics allow the characterization of petrophysical properties of rocks for building a reservoir model. The objective of this research was to generate a rock physics model to be used as a liaison for the interpretation of petrophysical properties in terms of the elastic response of a field in the Gulf of Mexico. 7 wells were used, whose reserves are located within the Middle Pleistocene. Petrophysical evaluation was performed and a theoretical model of rock physics was developed in order to synthesize the density, compressional and shear sonic logs, being the self-consistent model, which best reproduced the elastic properties of the rocks in this study. Subsequently, through cross-diagram analysis, the relationships between the elastic properties (P and S impedance, V_p/V_s ratio) and rock properties (porosity, clay content, water saturation) were analyzed. The effect of fluid replacement in the elastic properties was modeled. It is conclude that the synthesized curves provide a better understanding of the influence of petrophysical variables on the elastic properties of the rock, the poroelastic model generated allows discrimination of lithologies present.

Keywords: Rock physics; elastic properties; petrophysical properties; Gassmann's equations.

Modelo de física de rocas para la interpretación de propiedades petrofísicas de un campo en el Golfo de México

Resumen

Actualmente se han logrado avances en la interpretación de la información sísmica dada la tendencia de realizar análisis cuantitativos de las propiedades del yacimiento. Los volúmenes sísmicos de impedancia en conjunto con la petrofísica caracterizan las propiedades de rocas necesarias para construir un modelo del yacimiento. El objetivo de esta investigación fue generar un modelo de física de roca para ser utilizado como enlace en la interpretación de las propiedades petrofísicas en función de la respuesta elástica de un campo en el Golfo de México. Se utilizaron 7 pozos, cuyas reservas se ubican dentro del Pleistoceno Medio. Se realizó la evaluación petrofísica y se desarrolló un modelo teórico de física de rocas para la sintetización de los registros de densidad y sónicos de onda P y S, siendo el Autoconsistente el modelo que mejor reproduce las propiedades elásticas de las rocas en estudio. Posteriormente, se analizaron las relaciones entre las propiedades elásticas (impedancia P y S, relación V_p/V_s) y las propiedades de las rocas (porosidad, volumen de arcilla, saturación de agua). Se modeló el efecto de sustitución de fluidos en las propiedades elásticas. Se concluye que las curvas brindan un mejor entendimiento de la influencia de las variables petrofísicas sobre las propiedades elásticas de la roca, el modelo poroelástico generado permite la discriminación de litologías presentes.

Palabras clave: Física de rocas; propiedades elásticas; propiedades petrofísicas; ecuaciones de Gassmann.

Introducción

Con la creciente demanda de energía, la exploración de petróleo y gas se está dirigiendo hacia áreas más difíciles e inexploradas. Para tal fin, se han observado numerosos avances en la tecnología sísmica, dada la tendencia cuantitativa para lograr la determinación de las propiedades del yacimiento.

La disciplina de física de rocas provee el enlace necesario entre la sísmica y las propiedades del subsuelo, su integración con la petrofísica permite identificar las propiedades de rocas necesarias para construir un modelo del yacimiento [1,2,3], cuyo objetivo final es lograr representar con la menor incertidumbre posible lo que se encuentra en ellos, siendo necesario integrar todos los datos disponibles en su cuantificación. Sin embargo la información no siempre está disponible, como es el caso de los registros sísmicos, esenciales para caracterizar un yacimiento a partir de las propiedades elásticas y acústicas de los pozos.

El objetivo principal de la presente investigación fue generar un modelo de física de roca que se utilizará como enlace para la interpretación de las propiedades petrofísicas en términos de la respuesta elástica de un campo en el Golfo de México. A través de la generación de un modelo de física de roca se trató de lograr la sintetización de registros de ondas P y S que permitan establecer un enlace realista entre las propiedades elásticas y las propiedades petrofísicas. Para esto se utilizaron datos de registros de pozos, geofísicos y geológicos de un yacimiento del Golfo de México para: (a) realizar la evaluación petrofísica de los pozos, (b) sintetizar los registros de densidad, velocidad P y S, mediante la sensibilización de diferentes modelos de física de rocas aplicados, seleccionando el que mejor reproduzca las características del yacimiento, (c) establecer relaciones entre las propiedades elásticas y las propiedades de yacimiento, proveyendo la información necesaria para la interpretación en términos de litología, tipos de fluido y propiedades de yacimiento y, (d) modelar diferentes escenarios mediante el análisis de sustitución de fluidos.

Materiales y Métodos

Modelo petrofísico sísmico

Los datos empleados en este estudio son de 7 pozos perforados en un campo del Golfo de México [4]: OCS-G_05825_1, OCS-G_05825_2, OCS-G_05825_3, OCS-G_05825_4, OCS-G_05825_5, OCS-G_05825_A06 y OCS-G_05825_A25_ST1. Todos ellos cuentan con registro sísmico de onda P y sólo el Pozo OCS-G_05825_A25_ST1 tiene registro de onda S. Para todos los pozos se sintetizó el registro sísmico de onda S durante la generación del modelo de física de rocas, usando el único registro de onda S disponible para la calibración.

El análisis petrofísico se requiere para generar un conjunto de registros consistentes para su uso en la caracterización de yacimientos y estimar algunas propiedades que son necesarias en el modelo de física de rocas, como volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva y total ($\emptyset E$ y $\emptyset T$), saturación de agua (SW) y fracciones litológicas [5,6]. El enfoque petrofísico tomado en la presente investigación es conocido como "petrofísica sísmica" y difiere de la petrofísica de yacimientos convencional principalmente en los siguientes aspectos:

La petrofísica convencional se concentra sólo en la evaluación de la zona de interés o de producción, mientras que la petrofísica sísmica debe incluir el análisis de áreas por encima y por debajo del yacimiento. Esto debido a que las reflexiones sísmicas son el resultado del contraste entre varias zonas, y dado que el objetivo es integrar la sísmica con los registros de pozos, la petrofísica sísmica debe ser aplicada sobre los intervalos de interés en cada uno de los pozos de estudio. En el análisis petrofísico sísmico, se prefiere trabajar con minerales en lugar de rocas. Por ejemplo, se estima el volumen de arcilla (VCL) en lugar de volumen de lutita (VSH) para el presente análisis. Este enfoque asegura consistencia con otros parámetros de entrada como la densidad de matriz (la cual es una propiedad del mineral).

Los registros elásticos son los de mayor interés (densidad, sísmico de onda P y S). La consistencia de los datos de entrada por lo tanto se logra mediante el acondicionamiento de los registros de pozos, y éste debe ser completado antes de llevar a cabo el análisis petrofísico. Los registros de pozos condicionados junto con los datos de salida (resultados) del análisis petrofísico y propiedades de fluidos son utilizados como datos de entrada en el modelo de física de rocas.

El área del Golfo de México está compuesta principalmente por secuencias de arena y arcilla, por lo tanto la interpretación petrofísica que se llevó a cabo es de un modelo arena-arcilla [7]. La porosidad efectiva fue estimada a partir del registro de resistividad mediante la ecuación de Simandoux (1) de una forma iterativa.

Una de las ventajas de emplear el registro de resistividad en la evaluación de la porosidad es que la mayoría de los minerales comunes excepto las arcillas son eléctricamente resistivos y, además de las arcillas, las mediciones de porosidad a partir del registro de resistividad son ampliamente insensibles a las variaciones litológicas. Este enfoque difiere considerablemente de la práctica estándar de la industria de evaluar la porosidad a partir de los registros de densidad, neutrón o sísmico. Otra ventaja, es acondicionar el registro de densidad para remover los efectos de las pobres condiciones del hoyo y problemas de herramientas a partir de una fuente independiente (no afectada en gran medida por estos problemas). Esta corrección resulta fundamental, dado que

se desea reconstruir la densidad mediante la combinación de las fracciones volumétricas de los minerales presentes y el espacio poroso en términos de sus densidades individuales. La porosidad total \emptyset es entonces calculada mediante la combinación de la porosidad efectiva $\emptyset E$ y la porosidad de la arcilla $\emptyset SH$. El volumen de arcilla V_{SH} es estimado a partir del registro de rayos gamma y validado con el volumen de arcilla obtenido del gráfico cruzado neutrón-densidad en los pozos donde fuese posible. La ecuación de Simandoux fue empleada para estimar la saturación de agua.

$$S_w^n = \frac{\alpha}{\phi_e^n} \frac{R_w}{R_r} (1 - V_{SH}) + V_{SH} \left(\frac{1}{cR_{SH}} \right) \quad (1)$$

Donde:

α : Constante de tortuosidad.

m : Exponente de cementación.

n : Exponente de saturación.

c : Parámetro de ajuste.

ϕ_e : Porosidad efectiva (fracción del volumen de roca) corregida por la porosidad de la arcilla.

R_w : Resistividad del agua en ohmm.

R_{SH} : Resistividad de la lutita en ohmm.

R_r : Resistividad verdadera de la roca en ohmm.

S_w : Saturación de agua expresada como fracción de la porosidad efectiva.

V_{SH} : Volumen fraccional de arcilla (lutita).

El análisis petrofísico se llevó a cabo como un proceso iterativo donde la porosidad y saturación se estimaron en primer lugar a partir del registro de resistividad y luego la densidad fue modelada combinando la porosidad, saturación y propiedades de los minerales individuales (arcilla, arena, caliza, etc.). La figura 1 muestra un ejemplo de la evaluación petrofísica realizada para el Pozo OCS-G_05825_1; los principales carriles en las siguientes imágenes son los carriles DenMod (Carril 6) y PhiComp (Carril 7). El carril de densidad (DenMod) incluye la densidad medida (rojo) y la densidad modelada (negro). La densidad modelada se ha estimado a partir del registro de resistividad profunda usando como datos de entrada el volumen de arcilla y las fracciones mineralógicas de los componentes de roca estimados. El modelo petrofísico es válido cuando la curva reconstruida de densidad coteja con el registro de densidad medido en las zonas contentivas de agua y en lutitas donde no

exista mayor efecto de derrumbes. Ambas densidades no deben coincidir frente a intervalos contentivos de hidrocarburos.

El concepto básico asociado de modelar la densidad a partir de la resistividad es que se asume que todas las formaciones están llenas con aguas de la formación. Entonces se usan todos los parámetros de la interpretación petrofísica (en este caso, volumen de arcilla, densidades de fluidos, densidad de arcilla seca, porosidad de arcilla, resistividad de lutita) para reconstruir un registro de densidad húmeda. Esto se genera usando la resistividad de la roca R_r , la del agua R_w y estableciendo que la saturación de agua $S_w = 1$ y los otros datos de entrada para resolver la ecuación por porosidad efectiva a través de un ajuste algebraico de un modelo de saturación de agua apropiado e iterando para estimar saturaciones de agua confiables. Luego mediante balance de materiales se combinan las densidades de las diversas fracciones litológicas y fluidos incluyendo la porosidad para finalmente estimar la densidad de formación de la roca saturada con agua.

El carril de porosidad (PhiComp) incluye la porosidad efectiva (rojo) calculada a partir del registro de densidad y la porosidad efectiva calculada a partir de la resistividad (negro). Un buen cotejo entre ambas porosidades en las arenas con agua y en las lutitas valida el modelo y los parámetros seleccionados para el análisis.

Modelo de física de rocas

Un modelo de física de roca es un ensamblaje cuantitativo de minerales y fluidos (y sus propiedades elásticas) que conforman la roca porosa. Este es necesario para la obtención de las propiedades de roca y fluidos a partir de la inversión sísmica, dado que la propagación de la onda sísmica en una roca porosa contentiva de fluido depende de la composición y estructura de la matriz de la misma, así como también de las propiedades de los fluidos en el espacio poroso. La correcta estimación de la velocidad, por lo tanto, debe también incluir estos factores. En resumen, un modelo de física de roca aumenta el entendimiento de (1) la geología del yacimiento, (2) las características de producción de las rocas yacimientos, y (3) las rocas no productoras [8].

Existen numerosos modelos de física de rocas, los cuales pueden dividirse de forma general en dos grupos: los modelos empíricos y físicos. Los modelos empíricos son relaciones funcionales basadas en el ajuste de las tendencias a los datos medidos. Estos modelos son muy útiles y usualmente se derivan de los datos disponibles para identificar tendencias. También pueden ser calibrados a las condiciones locales pero ofrecen poca visión sobre la física detrás de las tendencias. El más conocido de los modelos es el propuesto por Greenberg-Castagna [9] el cual produce una relación de segundo

orden con diferentes coeficientes para distintas litologías.

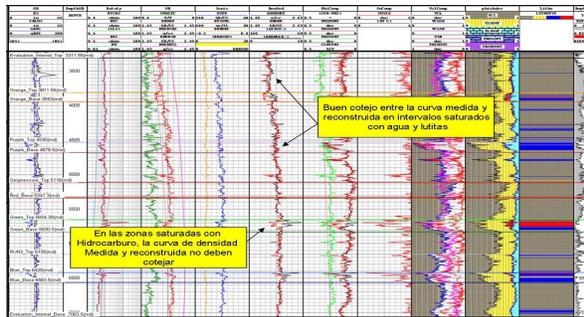


Figura 1. Pozo OCS-G_05825_1, Interpretación petrofísica para el intervalo de evaluación.

$$V_S = a_2 V_p^2 + a_1 V_p + a_0 \quad (2)$$

Donde:

V_p : Velocidad de onda P en km/s.

V_s : Velocidad de onda S en km/s.

a_0, a_1 y a_2 : coeficientes de regresión polinomial

Greenberg-Castagna generaron coeficientes de regresión polinomial representativos sólo para litologías puras de un solo mineral, mostrándose en la tabla 1. La ecuación (2) propuesta por Greenberg-Castagna sin embargo, aplica para rocas saturadas 100% de agua. Por lo tanto, para estimar V_s a partir de la curva V_p medida para las saturaciones presentes, las ecuaciones de Gassmann deben utilizarse de manera iterativa.

Tabla 1. Valores de los coeficientes de Greenberg-Castagna para cada litología.

Litología	a_2	a_1	a_0
Arenisca	0	0,80416	-0,85588
Caliza	-0,05508	1,01677	-1,03049
Dolomita	0	0,58321	-0,07775
Lutita	0	0,76969	-0,86735

Por su parte, los modelos basados en la física permiten explorar los efectos del cambio de parámetros como el contenido de arcilla, módulos de los minerales y las relaciones de aspecto de poros sobre la curva de velocidad de onda S. Una de las ventajas potenciales de los modelos físicos es su habilidad de proveer validación en la consistencia y fidelidad de los registros tomados.

Explicando los datos analíticamente en términos de parámetros de poros relevantes, como la inclusión de las relaciones de aspectos, nos permite desarrollar un modelo fuera de un rango de condiciones físicas disponibles a partir de los datos medidos [10].

El modelo de física de rocas en este estudio fue implementado de forma iterativa:

- En primer lugar, el registro de densidad es modelado usando una combinación de las densidades de los minerales, sus fracciones volumétricas y propiedades de fluidos, que sirven como parámetro de validación de los datos petrofísicos de entrada (3).

$$\text{Densidad de Formación} = (V_{\text{lim pio}} \rho_{\text{lim pio}}) + (V_{\text{CL}} \rho_{\text{CL}}) + (\phi \rho_{\text{Fluidos}}) \quad (3)$$

Donde:

V_{CL} : Volumen de arcilla.

$V_{\text{lim pio}}$: Volumen de la fracción de roca limpia ($1 - V_{\text{CL}} - \emptyset$).

ρ_{CL} : Densidad de arcilla.

ρ_{fluidos} : Densidad de los fluidos.

$\rho_{\text{lim pio}}$: Densidad de la fracción de roca limpia.

\emptyset : Porosidad.

- En segundo lugar, se procedió a la generación del análisis de física de rocas inicialmente generando una curva de onda S a partir de las relaciones empíricas de Greenberg-Castagna, para ser usada como guía en los pozos que no poseen dicha curva. La figura 2 muestra un diagrama cruzado de velocidad P versus velocidad S del Pozo OCS-G_05825_A25_ST1, el cual es el único pozo con registro sísmico de corte medido. Sobre el diagrama izquierdo también se encuentran graficados las relaciones empíricas para distintas litologías: Castagna y col. (1993) línea de caliza (negro); línea de dolomita (azul); línea de arena (amarillo) y línea de lutita (verde). Ninguna de las tendencias empíricas ajusta a los datos medidos en el Pozo OCS-G_05825_A25_ST1, no era de esperarse que las líneas de caliza ni dolomita ajustaran dado que estas litologías no se encuentran presentes en ninguno de los pozos perforados y disponibles en el presente estudio. Se procedió entonces a derivar los coeficientes de arenisca y de lutita calibrados a los datos disponibles (diagrama derecho). Los coeficientes derivados como resultado del ajuste de las tendencias lineales de las litologías presentes en los pozos se muestran en la tabla 2. Estos coeficientes serán utilizados para la generación de las curvas de onda S en el resto de los pozos.

Tabla 2. Valores de los coeficientes calibrados para cada litología.

Litología	a_2	a_1	a_0
Arenisca	0	0,75416	-0,85588
Lutita	0	0,744063	-0,86735

- Luego se aplicaron dos modelos de física de rocas basados en distintas teorías de medios efectivos como lo son: Xu y White y el modelo Autoconsistente, las cuales se basan en el medio diferencial efectivo [11] y el modelo autoconsistente de Berryman [12] respectivamente (ver figura 3). Los modelos difieren en el intervalo de aplicabilidad de porosidad y/o en el orden en el cual los componentes sólidos son mezclados con la porosidad. El objetivo fue la generación del modelo de física de rocas más representativo para la interpretación de las propiedades petrofísicas, considerando las variaciones geológicas presentes en este campo del Golfo de México. Las formaciones en general son secuencias de arena-lutita no consolidadas y poco cementadas.

Posteriormente, una vez generado un conjunto de curvas confiables de densidad, sónico P y sónico S fue posible entonces aplicar las ecuaciones de Gassmann [10] para modelar el efecto de la sustitución de fluidos en las arenas yacimiento.

$$K_{sat} = K^* + \frac{\left(1 - \frac{K^*}{K_0}\right)^2}{\frac{\phi}{K} + \frac{(1-\phi)}{K_0} - \frac{K^*}{K_0^2}} \quad (4)$$

Donde:

K_f : Módulo de volumen del fluido de poros.

K_o : Módulo de volumen de los minerales que constituyen la matriz.

K_{sat} : Módulo de volumen de roca saturada (es decir, el módulo de volumen de la roca sin el drenaje de sus fluidos).

K_i : Módulo de la estructura de la roca (es decir, el módulo de volumen de la roca después del drenaje de sus fluidos).

Cuando se realiza la sustitución de un fluido por otro en una roca, $K_{sat} = K_{final}$ se convierte en el módulo de volumen de la roca saturada con el fluido final deseado y $K^* = K_{inicial}$ se convierte en el módulo de volumen de la roca que está saturada con el fluido inicial. Por lo tanto, la ecuación anterior se transforma en:

$$\frac{K_{Final}}{K_0 - K_{Final}} - \frac{K_{FluidoFinal}}{\phi(K_0 - K_{FluidoFinal})} = \frac{K_{Inicial}}{K_0 - K_{Inicial}} - \frac{K_{FluidoInicial}}{\phi(K_0 - K_{FluidoInicial})} \quad (5)$$

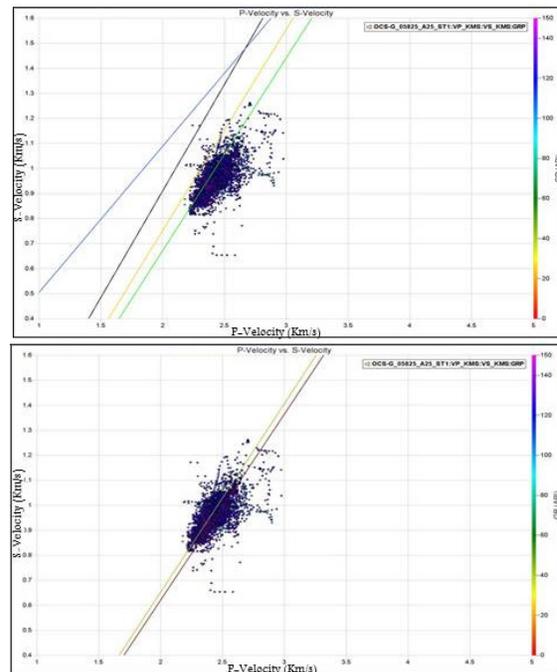


Figura 2. Gráfico de correlación cruzada de velocidad P versus velocidad S en el Pozo OCS-G_05825_A25_ST1. Código de colores: Registro de rayos gamma.

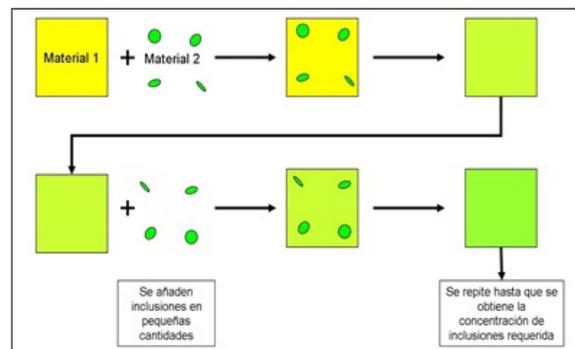
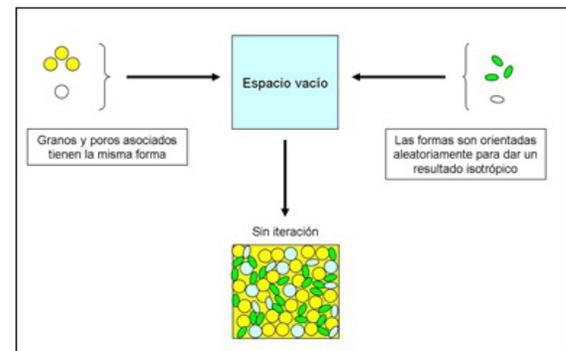


Figura 3. Ilustración del método Autoconsistente y de Xu y White (basado en el modelo de Medio diferencial efectivo).

Resultados y Discusión

Una vez desarrollados los modelos teóricos de física de rocas usando los métodos de Xu y White y Autoconsistente, se calcularon los valores de correlación entre el registro sísmico de onda P medido y los sintetizados (ver tabla 3). Como se puede observar, mediante la aplicación de ambas aproximaciones teóricas se obtuvo un ajuste aceptable, lográndose un mejor cotejo al usar la ecuación del modelo Autoconsistente, resultando en valores generalmente mayores en un 3% si se compara con los resultados del modelo de Xu y White. Por lo tanto, para efectos del análisis de resultados de la presente investigación, se tomó el modelo desarrollado mediante la metodología Autoconsistente como el mejor modelo de física de rocas generado para los datos en análisis.

La figura 4 muestra el resultado de la generación del modelo de física de rocas usando el método Autoconsistente en el único pozo que posee el registro sísmico de onda S, el Pozo OCS-G_05825_A25_ST1. Como se puede observar se obtuvo un aceptable cotejo entre las curvas sísmicas medidas y sintetizadas de onda P y S. En la figura 5 por su parte es posible observar las curvas sintetizadas para el Pozo OCS-G_05825_5, donde la curva en color azul representa el registro sísmico de onda S generado a partir de Greenberg-Castagna, y que fue

al resto de los pozos que no poseían sísmico de onda S medido.

Tabla 3. Coeficiente de correlación entre el registro sísmico de onda P medido y sintetizado mediante Xu y White y Autoconsistente para todos los pozos.

Pozo	Coefficiente de correlación Xu y White	Coefficiente de correlación Autoconsistente
OCS-G_05825_1	0,758	0,785
OCS-G_05825_2	0,701	0,732
OCS-G_05825_3	0,737	0,761
OCS-G_05825_4	0,711	0,784
OCS-G_05825_5	0,834	0,865
OCS-G_05825_A06	0,773	0,744
OCS-G_05825_A25_ST1	0,635	0,655
Promedio	0,735	0,760

Los registros que han sido condicionados a través del análisis petrofísico, sintetizado mediante análisis de física de rocas pueden ser ahora usados para entender la naturaleza de la roca bajo investigación. A través de diagramas cruzados y otros análisis, las interrelaciones entre las propiedades de la roca y las propiedades del fluido son usadas como guía para modelar el mismo registro usando un modelo de física de rocas.

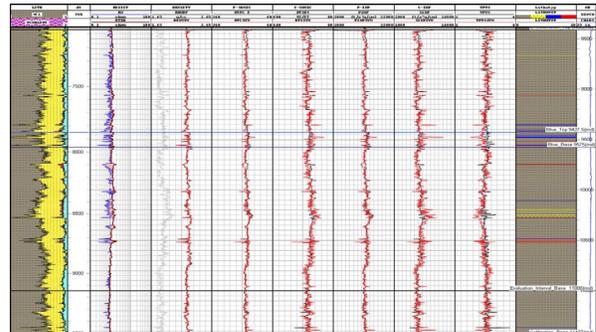


Figura 4. Registro sísmico de cizalla o corte sintetizado a partir del modelo teórico Autoconsistente, Pozo OCS-G_05825_A25_ST1. Intervalo de calibración.

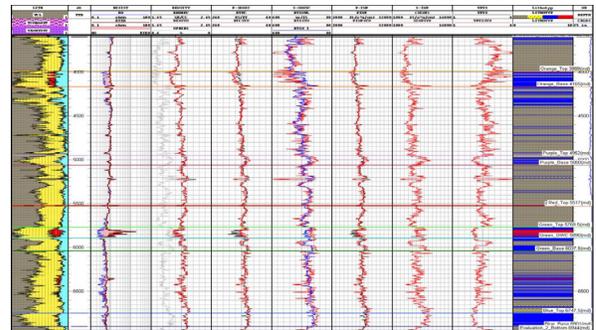


Figura 5. Registro sísmico de cizalla o corte sintetizado a partir del modelo teórico Autoconsistente, Pozo OCS-G_05825_5. Intervalo de evaluación.

Esto provee de un marco de interpretación que puede ser usado en una posterior inversión sísmica en términos de litologías, fluidos y propiedades de yacimientos [13, 14, 15].

La figura 6 muestra una comparación entre los registros medidos y sintetizados desplegados

en gráficos de impedancia P y S y relación V_p/V_s . Los gráficos están coloreados según la clasificación de litotipos realizada en el análisis petrofísico.

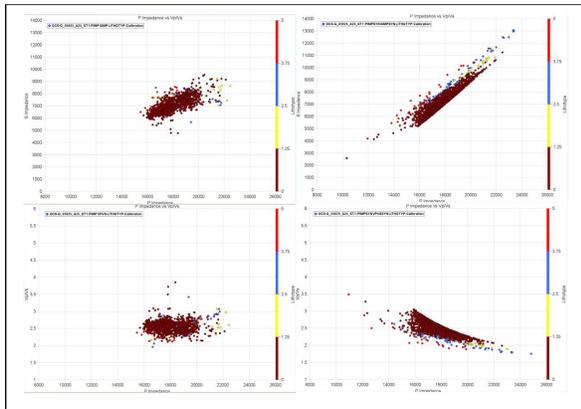


Figura 6. Correlación cruzada de datos medidos (columna izquierda) y datos modelados (columna derecha) de impedancia P versus impedancia S (fila superior) e impedancia P versus relación Vp/Vs (fila inferior), coloreados por litotipos. Pozo OCS-G_05825_A25_ST1.

Al observar los gráficos para los datos medidos (panel izquierdo), una separación de las lutitas con las arenas porosas (colores azul y rojo) y compactas (color amarillo) es posible aunque exista poca dispersión en los datos. Sin embargo, la separación de litologías en función de los litotipos se observa de forma más clara al emplear los datos modelados.

En general los gráficos presentados muestran en mayor detalle las relaciones existentes entre las propiedades elásticas y petrofísicas de la roca, brindando un entendimiento de cómo las variables como volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua influyen en el comportamiento de las propiedades elásticas [16, 17]. Las curvas medidas permiten establecer un punto de partida para el entendimiento de dichas relaciones a pesar de la aparente dispersión; por su parte las curvas sintetizadas a partir del modelo de física de rocas están libres de perturbaciones que se presentan en registros medidos y que causan que sus mediciones sean quizás menos confiables (ruido estadístico y sistemático, efectos ambientales, rugosidad del hoyo, entre otros) aunque de igual importancia para la calibración del modelo generado, por lo tanto una clara relación entre las propiedades petrofísicas y elásticas es posible. Los gráficos de correlación cruzada de los datos elásticos modelados muestran una buena separación entre las arenas más limpias y porosas de las arenas compactas y lutitas en el dominio elástico. La figura 7 muestra un diagrama cruzado de los registros de impedancia P versus impedancia S sintetizados usando el método Autoconsistente, coloreado por litología para todos los pozos del estudio. El código de colores corresponde al expuesto en la tabla 4.

Tabla 4. Valores de corte usados en la definición de litotipos.

Lutita	VCL > 0.4
Arena compacta	VCL < 0,4 y PHIE < 0,12
Arena saturada con agua	VCL < 0.4, PHIE > 0,12 y SW > 0,6
Arena saturada con hidrocarburo	VCL < 0.4, PHIE > 0,12 y SW < 0,6

Observando el gráfico es posible notar que existe considerable superposición en los valores de impedancia P para las distintas litologías. Una clara discriminación se observa en los valores de impedancia S. Esto nos permite decir que por sí sola la impedancia P no es buen discriminador de litologías debido a que las arcillas y las rocas saturadas con agua tienen una respuesta acústica similar. En este estudio es posible discriminar arenas contentivas de hidrocarburos (puntos de color rojo) cuando incorporamos la dimensión de la impedancia S a los resultados. Una de las ventajas de utilizar el modelo de física de rocas para la interpretación, es la capacidad para sensibilizar escenarios de saturación. En las condiciones de saturación original, no resulta posible la discriminación de arenas saturadas con agua de las

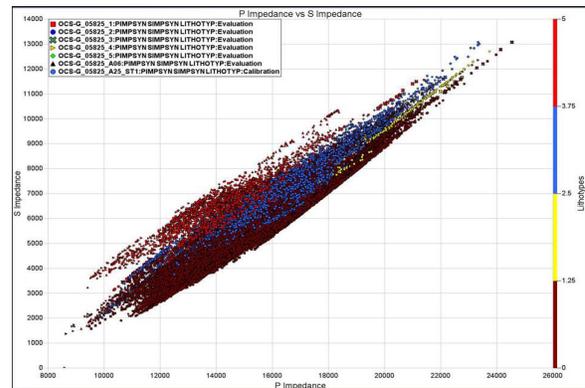


Figura 7. Gráfico multipozos de correlación cruzada de impedancia P versus Impedancia S coloreado por litotipos. Intervalo de evaluación.

lutitas. La sustitución de fluidos presenta una alternativa para poder crear un escenario donde se separen ambas litologías.

Una vez desarrollado el mejor modelo teórico de física de rocas (modelo Autoconsistente) que se ajuste a los datos medidos de los pozos, se procedió a evaluar el cambio en las propiedades elásticas de las rocas yacimientos en función del cambio de fluidos. Para este estudio la sustitución de fluidos se realizó considerando tres escenarios de saturación de agua: 20%, 50% y 80%.

De estos escenarios se puede deducir que se hay un efecto del cambio de la saturación de agua sobre las propiedades elásticas de la roca.

Conclusiones

Los registros generados a partir de modelos teóricos de física de rocas permiten obtener una mejor relación entre las propiedades petro-elásticas. El modelo Autoconsistente brindó un mayor entendimiento de la influencia de las variables petrofísica (volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua) en las propiedades elásticas de la roca (impedancia P, impedancia S, relación V_p/V_s , entre otras).

Referencias bibliográficas

- [1] Walls, J., Dvorkin, J., Carr, M. Well Logs and Rock Physics in Seismic Reservoir Characterization. Paper 16921 Offshore Technology, Conference Houston, May 2004.
- [2] Azeem, T., Yan Chun, W., MonaLisa, Khalid, P., Xue Qing, L., Irfan Ehsan, M., Jawad Munawar, M., and Wei, X. An integrated petrophysical and rock physics analysis to improve reservoir characterization of Cretaceous sand intervals in Middle Indus Basin, Pakistan. *Journal of Geophysics and Engineering*, Vol. 14, Nº 2 (2017) 212-225.
- [3] Abe, S.J., Olowokere, M.T and Enikanselu, P.A Development of model for predicting elastic parameters in 'bright' field, Niger Delta using rock physics analysis. *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics* (2018) Article in Press Available online 24 May 2018.
- [4] SENER (Secretaria de Energia). Información accedida en Julio. Sistema de Información Energética: Información Estadística. <http://sie.energia.gob.mx/>. 2010.
- [5] Wang, Z. Fundamentals of seismic rock physics, Y2K Tutorial. *Geophysics*. Vol. 66. No. 2 (March-April 2001) 398 – 412.
- [6] Ahmed, N., Kausar, T., Khalid, P. and Akram, S. Assessment of Reservoir Rock Properties from Rock Physics Modeling and Petrophysical Analysis of Borehole Logging Data to Lessen Uncertainty in Formation Characterization in Ratana Gas Field, Northern Potwar, Pakistan. *Journal of the Geological Society of India*, Vol. 91, Nº 6, (2018) 736-742.
- [7] Antoine, J.W. Structure of the Gulf of Mexico. In: Rezak, R. and V.J. Henry (eds.) *Texas A&M University Oceanographic Studies, Volume 3: Contributions on the geological and geophysical oceanography of the Gulf of Mexico*. Gulf Publishing Company, Houston. (1972) 303 p.
- [8] Avseth, P., Mukerji, y Mavko, G. *Quantitative Seismic Interpretation – Applying rock physics tools to reduce interpretation risks*. Cambridge University press. 2005.
- [9] Greenberg, M. L., and Castagna, J. P. Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications. *Geophysical Prospecting*, Vol. 40 (1992) 195 – 209.
- [10] Dewar, Jam. *Rock Physics for the rest of us – An informal discussion*. Core Laboratories Company, Calgary. 2001.
- [11] Mavko, G., Mukerji, T., y Dvorkin, J. *The rock physics handbook: Tools for seismic analysis in porous media*. Cambridge Univ. Press. 1998.
- [12] Berryman, J.G. Long-wavelength propagation in composite elastic media. *J. Acoustic. Soc. Am.*, Vol. 68 (1980) 1809 – 1831.
- [13] Latimer, R., Davison, R., Van Riel, P. *An Interpreter's Guide to Understanding and Working with seismic – derived Acoustic Impedance Data*. The Leading Edge, Interpreters's Corner, March 2000.
- [14] Pendrel, J. *Seismic Inversion-The Best Tool for Reservoir Characterization*. CSEG annual meeting abstract. 1990.
- [15] Pendrel, J., Debeye, H., Pedersen, R., Goodway, B., Dufour, J. Bogaards, M., Stewart, R. Estimation and interpretation of P- and S-impedance volumes from simultaneous inversion of P-wave offset seismic data. *SEG Annual Meeting* 2000.
- [16] Miller, S. L. M. y Stewart, R.R. Effects of lithology, porosity and shaliness on P- and S-wave velocities from sonic logs. *Can. J. Expl. Geophysics*. Vol. 26 (1990) 94 – 103.
- [17] Han, D. H., Nur, A., y Morgan, D. Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones. *Geophysics*, Vol. 51 (1986) 2093 – 2107.



UNIVERSIDAD
DEL ZULIA

REVISTA TECNICA

DE LA FACULTAD DE INGENIERIA
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Vol. 43. N°1, Enero - Abril 2020, pp. 03 - 56 _____

*Esta revista fue editada en formato digital y publicada en Diciembre de 2019, por el **Fondo Editorial Serbiluz**, Universidad del Zulia. Maracaibo-Venezuela*

www.luz.edu.ve

www.serbi.luz.edu.ve

www.produccioncientifica.luz.edu.ve