

Estimación y modelado de propiedades de yacimiento a través atributos sísmicos y geoestadística en campos de gas del sur de España

Alejandro Gutiérrez⁽¹⁾; Evert Durán⁽²⁾; Adelo Vieira⁽²⁾; William Marin⁽²⁾; Creliá Padrón⁽²⁾ y Jesús Sierra⁽³⁾

(1) Universidad Simón Bolívar-Repsol YPF

(2) Universidad Simón Bolívar

(3) IGS Services & Consulting

Resumen

Los datos sísmicos son utilizados a menudo para la estimación indirecta de propiedades de roca y de su distribución espacial en la caracterización de yacimientos. Diferentes métodos y técnicas han sido desarrollados durante los últimos años para mejorar la integración de datos sísmicos y registros de pozo, una de estas técnicas y quizás la más utilizada por su efectividad, es la geoestadística. El objetivo es maximizar la cantidad de información disponible dado que los análisis integrados producen mejores resultados en la estimación de propiedades de yacimiento.

Summary

Seismic data is used very often for the indirect estimation of rock properties and their spatial distribution in reservoir characterization. Different methods and techniques have been developed during the last years to improve the integration of seismic data and well logs, one of these techniques and perhaps the most used, is geostatistics. The goal is to maximize the amount of information available given that integrated analyses produces better results in the estimation of reservoir properties.

Introducción

La exploración de hidrocarburos costa afuera al sur de España se inicia en los años 60s. Sin embargo, no es sino hasta finales de los años 70s que se realizan la mayor parte de los descubrimientos de gas en el área (Figura 1).

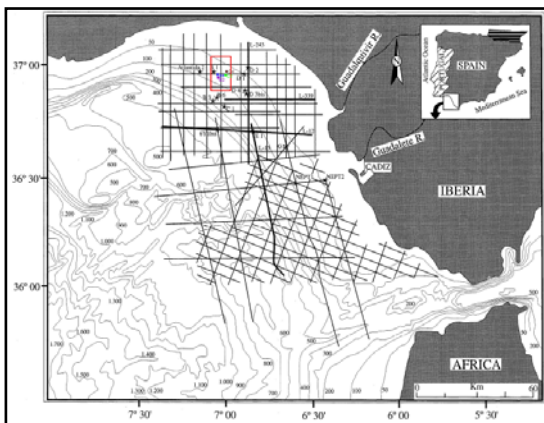


Figura 1 – Ubicación área de estudio y del cubo sísmico. Modificado de Maldonado et al., 1997

Los cuales se encuentran, básicamente, asociados a lóbulos de abanicos depositacionales, y consisten de arcillas y lentes de arenas intercalados.

Como se muestra en la Figura 1, el área de estudio está cubierta por sísmica 2D y 3D. Siendo esta última la trabajada en este estudio. Los campos ubicados en esta sísmica 3D, muestran claras anomalías de amplitud, de las cuales, varias han sido perforadas con éxito.

El primer elemento en la construcción de un modelo de yacimiento 3D es el marco estructural. Éste describe a través de fallas y superficies el esqueleto dentro del cual las propiedades del yacimiento van a ser incorporadas. Es aquí cuando la geoestadística juega su rol principal, en la generación del modelo de propiedades, ya que nos sirve para generar modelos heterogéneos así como para integrar datos multidisciplinarios.

Existen métodos muy conocidos para la generación del modelo de propiedades de yacimiento, en su mayoría éstos se basan en la información de atributos sísmicos; los cuales representan cualquier medida proveniente de los datos sísmicos y son comúnmente usados para detección de eventos así como para predecir (usualmente cuantitativamente) propiedades físicas de interés. Métodos como regresión lineal proveen información acerca de la relación de los atributos y los datos de pozo. Los métodos geoestadísticos en cambio, incorporan información espacial y respetan los valores observados (pozos), son mucho más complejos que los métodos de regresión lineal, no obstante producen resultados más confiables. En el caso de los análisis multiatributo, se necesita gran poder computacional, sin embargo, eso no representa un gran problema actualmente.

Los objetivos de este trabajo son los siguientes: (a) obtener un modelo geológico 3D de estos yacimientos del sur de España, utilizando geoestadística para integrar datos de atributos sísmicos y de pozo. De manera de contar con un modelo de facies, así como de propiedades petrofísicas del yacimiento que permitan la delimitación y cálculos volumétricos del reservorio; y (b) analizar el origen de la anomalía de amplitud generada por uno de los yacimientos tipo en el área de estudio.

Modelado de Yacimientos

Análisis de registros de pozo

Para el análisis de registros de pozo se contó con un set convencional de registros para los 7 pozos que se encuentran dentro del cubo sísmico, Figura 3. Los registros fueron corregidos ambientalmente y posteriormente se realizó la interpretación. Se utilizó un modelo de Archie para el cálculo de saturación y porosidad, empleando parámetros petrofísicos estándar en arenas para m , n y a . Se calcularon volúmenes de arcilla, NTG e impedancia acústica.

Por otra parte, se realizaron gráficos para determinar el alcance de estos registros de pozo, a fin de discriminar litologías y lograr definir las litofacies e incorporarlas al modelo del yacimiento.

La Figura 2 muestra un gráfico cruzado en el que se observan 5 pozos de la zona de interés. Para el análisis del gráfico, tres clases litológicas fueron definidas; arenas limpias ($V_{cl} < 35\%$), arenas arcillosas ($0.35 < V_{cl} < 0.55$) y lutitas ($0.55 < V_{cl}$). Se puede ver entonces que la impedancia acústica es un registro capaz de discriminar entre litologías. Basados en esto definimos las litofacies; arenas ($V_{cl} < 35\%$) y lutitas ($0.35 < V_{cl}$) para mantener el modelo lo más simple posible.

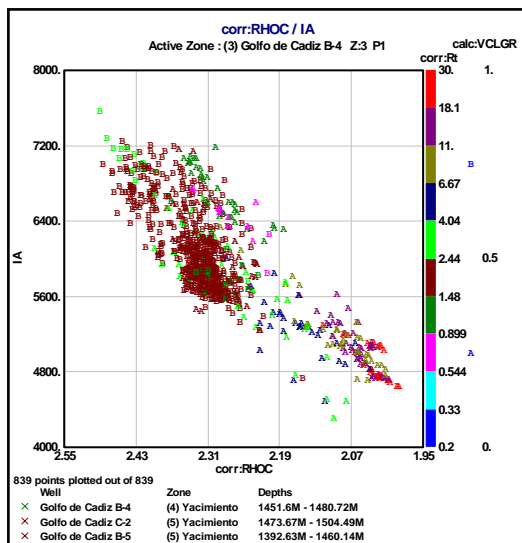


Figura 2 - IA vs. ρ vs. R_t vs. Varcilla. Obsérvese como con impedancia acústica se pueden reconocer las arenas gasíferas.

Análisis de algunos atributos sísmicos

El primer paso de este análisis es la construcción del modelo espacial. Éste cuantifica la variabilidad de los datos (propiedades de yacimiento) con respecto a la distancia y a la dirección. El análisis de continuidad espacial se lleva a cabo en 2 partes: (1) la construcción de los variogramas experimentales y, (2) modelar el variograma experimental que va a ser utilizado en la cartografía.

Luego de la construcción del modelo espacial, realizamos el análisis de algunos atributos sísmicos post-apilamiento convencionales tal como, amplitud; amplitud RMS, amplitud instantánea; atributos de frecuencia, frecuencia instantánea y fase; así como superficies de impedancia acústica (Figuras 3 y 4).

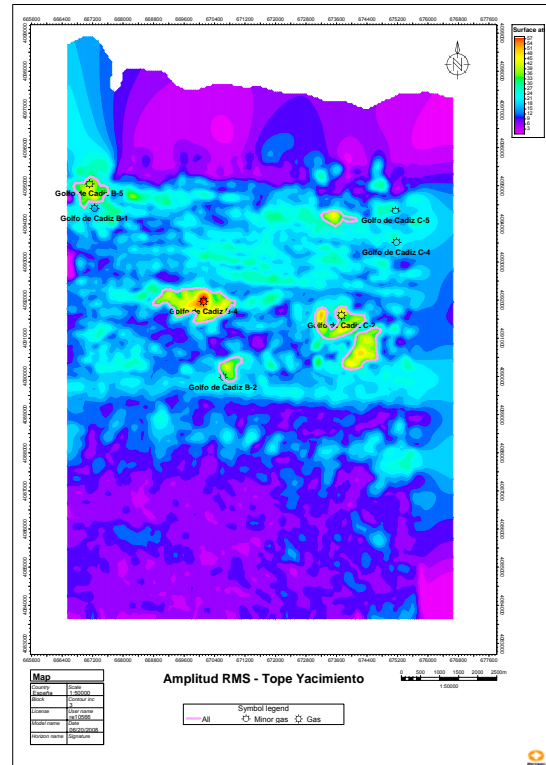


Figura 3 - Amplitud RMS al Tope del Yacimiento (Ventana 40ms). Obsérvese las anomalías de amplitud.

De los atributos sísmicos se pudieron identificar varias anomalías de amplitud, que han probado ser exitosas al ser perforadas. De manera que la metodología estará principalmente basada en estos atributos y en su utilidad para modelar las propiedades de yacimiento.

La metodología consistió en la búsqueda de una correlación entre las diferentes propiedades observadas en los pozos y los atributos de amplitud y frecuencia extraídos de la sísmica. Para este estudio se tomaron datos en 5 de los 7 pozos disponibles en el área ya que son los que penetran las mejores zonas del yacimiento. Con datos provenientes de estos 5 pozos se realizaron entonces los gráficos cruzados correspondientes para tratar de obtener alguna relación lineal, y los mejores resultados obtenidos se muestran en la Tabla 1.

Propiedad	Atributo Sísmico	Coef. Corr.
Volumen de arcilla	Impedancia Acústica	0.43
Porosidad	Amplitud RMS	0.62
Saturación de agua	Impedancia Acústica	0.42
NTG	Impedancia Acústica	0.30

Tabla 1 - Correlación entre propiedades de yacimiento y atributos sísmicos

Modelado de Yacimientos

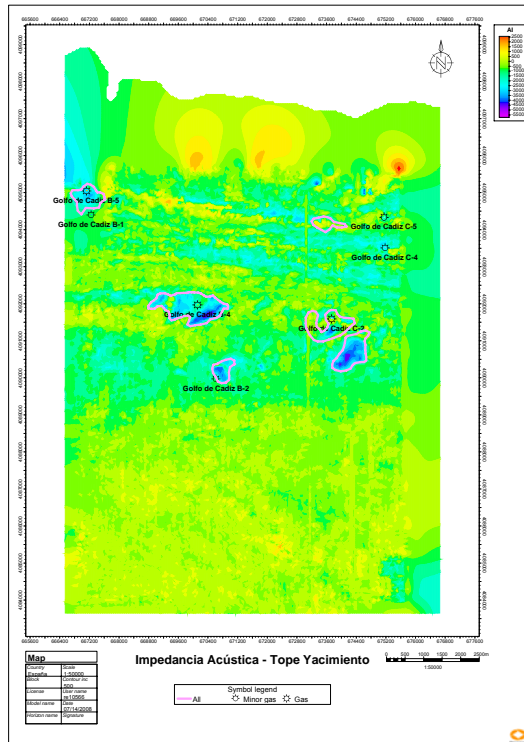


Figura 4 - Impedancia acústica al Tope del Yacimiento. (Ajuste al mínimo más cercano)

Modelado de facies

Una vez concretado el modelo estructural y de haber realizado el análisis de atributos. Se procedió al modelado de facies, es decir, distribuir las litofacies definidas anteriormente en los pozos a lo largo de nuestro modelo de yacimiento.

Para el modelado de facies se utilizó el método de TGS (Truncated Gaussian Simulation). Este método consiste en el manejo de una función aleatoria con una distribución multigaussiana, para la cual, las simulaciones geoestadísticas son usadas rutinariamente.

El proceso se llevó a cabo utilizando las facies interpretadas de los pozos y propagadas a través de TGS y con una tendencia de probabilidad horizontal determinada por los valores de impedancia acústica, los resultados del modelado de facies se muestran en la Figura 5 al tope del yacimiento.

Modelado petrofísico

Para el modelado petrofísico se disponían de varios algoritmos para los cuales se podía utilizar datos de pozo, variogramas y variables secundarias (atributos sísmicos).

La propagación de propiedades petrofísicas se hizo con SGS (Sequential Gaussian Simulation) ya que es la técnica más utilizada y flexible. El algoritmo trabaja secuencialmente, llenando sucesivamente lugares

aleatorios del plano. En cada ubicación, el valor es calculado con kriging de los valores muestreados anteriormente y de los datos de pozo. Los datos de pozo permanecen fijos por lo que terminamos con una realización Gaussiana que respeta todos los datos de entrada (media, varianza y variograma).

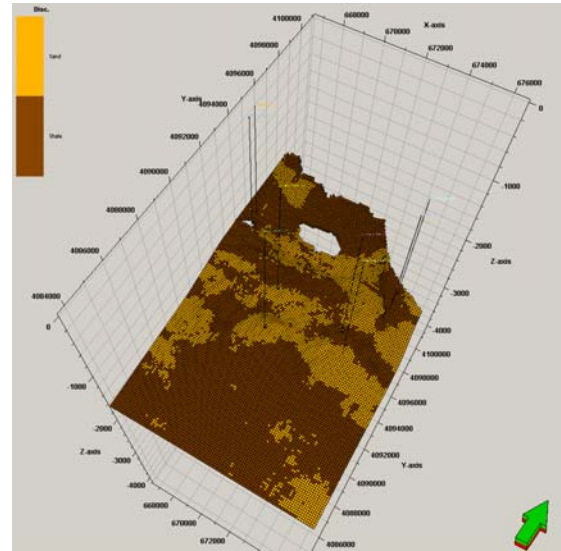


Figura 5 - Modelado de facies. Donde se observa una orientación de las arenas E-O.

El modelado petrofísico sesgado en función de las litofacies se generó utilizando los datos de pozo reescalados con sus respectivos variogramas provenientes del análisis geoestadístico e incluyendo los atributos sísmicos que se muestran en la Tabla 1 como variables secundarias en el algoritmo de cokriging.

Estimación volumétrica de los prospectos

Luego de haber generado nuestro modelo geológico de yacimiento, se realizó el cálculo volumétrico para cada uno de los prospectos que se encuentran en el área de estudio (Tabla 2).

Prospecto	GIIP (in gas)[*10 ⁹ scf]
C2	2.7
C2a	3.6
B2	0.6
B4	10.1
B5	1.7

Tabla 2 - Cálculo Volumétrico

Modelaje de Anomalías de Amplitud

Luego del modelado estratigráfico (correlación de pozos y establecimiento de marcadores), se generaron sísmogramas sintéticos para llevar a cabo el amarre sísmica-pozo.

Posteriormente, se realizó un análisis de una de las anomalías de amplitud observadas. Con dicho propósito generamos un gráfico de la magnitud de la reflexión R_{pp} vs. θ (ángulo de incidencia) para un yacimiento gasífero que genera fuertes anomalías de amplitud negativa. Esto se hizo a través de las ecuaciones de Zoeppritz tomando los datos de ρ y V_p de los registros de pozo, y utilizando el modelo de Castagna et al. (1985) para estimar V_s . El yacimiento considerado fue elegido debido a que presenta anomalías de amplitud que resaltan en comparación con las relacionadas a otras zonas gasíferas en el área de estudio.

En la Figura 6 se debe notar que el yacimiento en cuestión genera amplitudes negativas, más no son lo suficientemente fuertes como para ser consideradas un clásico punto brillante. Por otra parte, causa suspcacia el hecho de que el yacimiento considerado presenta un espesor bastante pequeño (7 m). Esto nos obliga a pensar en la posibilidad de que las amplitudes anómalas observadas respondan a un efecto de entonación.

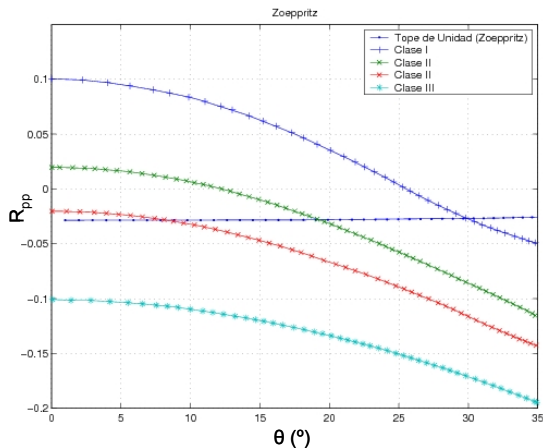


Figura 6: Comparación de la curva AVO obtenida para un reservorio de gas en el Pozo B-4 con las curvas tipo que definen la clasificación de arenas gasíferas propuesta por Rutherford y Williams

Estudio del efecto de entonación

Para modelar este efecto se diseñó una cuña que simula el comportamiento de una capa que se afina progresivamente. Los valores de densidad y velocidad asignados a este modelo fueron los correspondientes al yacimiento de interés. La ondícula empleada para simular la respuesta sísmica de esta cuña fue una Ricker fase cero con una frecuencia dominante de 60 Hz.; valor obtenido a partir del espectro de amplitudes de un grupo de trazas que muestran la anomalía producida por el reservorio considerado. A través de estos parámetros se obtuvo la respuesta sísmica que se muestra en la Figura 7 (a).

El modelo mostrado en la Figura 7 (a) exhibe el efecto de máxima entonación a un espesor de aproximadamente 7 m; esto implica que nuestro yacimiento no es lo

suficientemente espeso como para poder diferenciar la reflexión del tope y la base del mismo, produciéndose una superposición de ambas reflexiones. Este modelo comprueba la hipótesis de un incremento de las amplitudes sin relación alguna con la presencia del gas.

Una vez demostrada la presencia del efecto de entonación hay que cuantificar si es posible diferenciar estas zonas cuando el fluido que ocupa el yacimiento es agua en vez de gas. Para esto se utilizó el mismo modelo de cuña y las ecuaciones de Gassmann para sustituir las propiedades del gas por aquellas del agua de formación presente en los yacimientos. Los resultados del modelo luego de la sustitución se muestran en la Figura 7 (b).

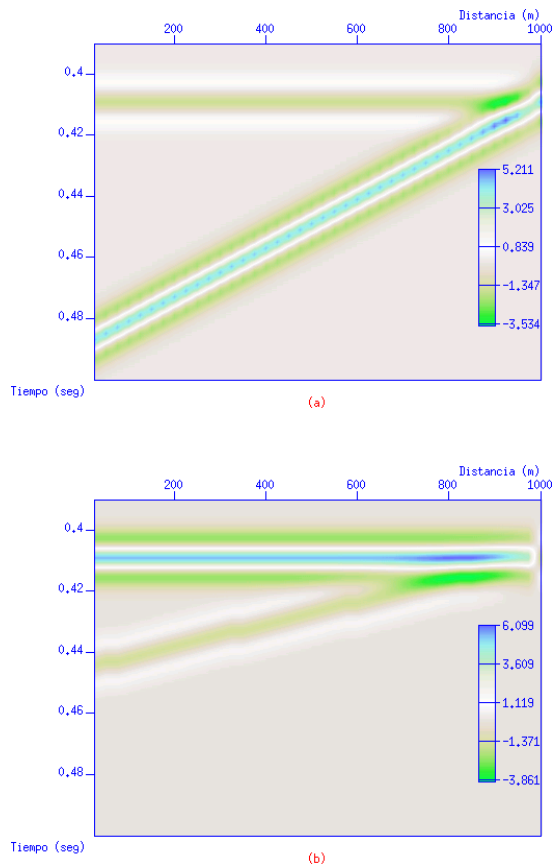


Figura 7: Respuesta sísmica para (a) la cuña saturada con gas (Yacimiento considerado); y (b) la cuña saturada con agua (sustitución de fluidos a través de Gassmann).

Nótese que la cuña posee un espesor en tiempo menor debido al aumento de la velocidad producto del intercambio del gas por el agua. Para este modelo el espesor de máxima entonación ocurre alrededor de los 9 m. Cabe destacar también que las amplitudes mostradas en los modelos (Figuras 7) son muy similares. Para comparar las amplitudes entre las zonas con entonación saturadas de gas de aquellas saturadas con

agua se extrajeron las trazas correspondientes a los espesores de máxima entonación para ambos modelos (Figura 8). En esta última figura se muestra la comparación entre la traza en el espesor de entonación del modelo con gas (roja) y la traza en el espesor de entonación del modelo saturado con agua (azul). Aquí se puede observar que las amplitudes de la traza del modelo con agua cubren y sobrepasan ligeramente a la de la traza del modelo con gas; es decir, el rango dinámico de la traza azul cubre completamente el rango de la traza roja.

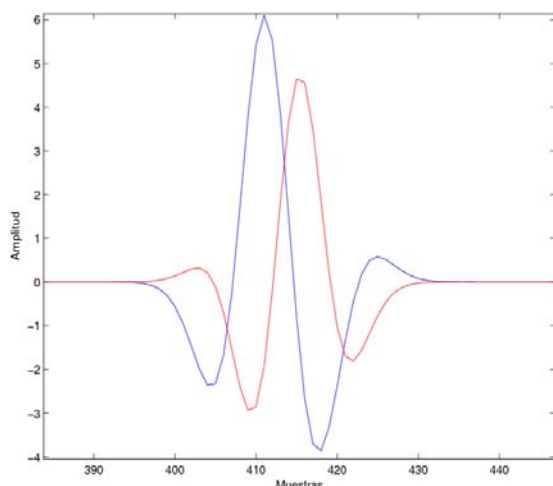


Figura 8: Comparación de la amplitud en las trazas de máxima entonación para ambos modelos. Saturación de gas (rojo), saturación de agua (azul).

La única conclusión que se puede extraer de la Figura 8 es que no es posible discriminar las arenas delgadas en espesor de entonación saturadas con gas de aquellas saturadas con agua. Ambas presentarán valores de amplitud similares en las secciones sísmicas.

El factor que permite discriminar las zonas de gas de aquellas con agua parece ser la polaridad de la reflexión; en el caso del gas la polaridad será negativa seguida de una amplitud positiva mientras que con el agua ocurrirá lo contrario.

Conclusiones

Durante la realización de este trabajo se identificaron dos nuevos prospectos a través del modelado de yacimiento realizado, los cuales muestran buenas propiedades de yacimiento y buena respuesta según los atributos sísmicos. En la Tabla 2 se muestra el cálculo volumétrico para dichos prospectos.

Por último en la Figura 13 (anexo) se muestra la ubicación propuesta para un nuevo pozo que denominamos C2a dentro del área de estudio y que consideramos que tiene muy buen potencial de encontrar un yacimiento de gas.

A partir del modelaje de amplitud realizado para uno de los yacimientos tipo, se demostró que la fuerte anomalía generada se debe principalmente a un efecto de

entonación. Además, se observó, a través del modelo convolutivo, que no es posible discriminar las arenas delgadas en espesor de entonación saturadas con gas de aquellas saturadas con agua. Ambas presentarán valores de amplitud similares en las secciones sísmicas. Es recomendable entonces tomar en cuenta este efecto en la zona de Cádiz, ya que los yacimientos productores principales presentan espesores similares al del yacimiento modelado.

Referencias

Brown, A., 2004. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. AAPG Memoir 42, SEG Investigations in Geophysics, No. 9.

Castagna, J.P., Batzle, M.L. y Eastwood, R. L. 1985, Relationships Between Compressional-Wave and Shear-Wave Velocities in Clastic Silicate Rocks: Geophysics, Vol. 50, No. 4, pp. 571-581.

Chopra, S., y Marfurt, K., 2007, Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. SEG Geophysical Developments Series No. 11.

Dhananjay Kumar, A Tutorial on Gassmann Fluid Substitution: Formulation, Algorithm an Matlab code, Geohorizonz, Enero 2006. http://www.spgindia.org/publications/jan_2006/dhananjay_paper.pdf

Gilbert, J., Liu, Y., Abriel, W., y Preece, R., 2004, Reservoir modeling: Integrating various data at appropriate scales. The Leading Edge 23, 784-788.

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

Maldonado, A., y Nelson, H., 1999, Interaction of tectonic and depositional processes that control the evolution of the Iberian Gulf of Cadiz margin. Marine Geology 155, 217-242.

Maldonado, A., Somoza, L., y Pallarés, L., 1999, The Betic orogen and the Iberian-African boundary in the Gulf of Cadiz: geological evolution (central North Atlantic). Marine Geology 155, 9-43.

Rutherford, S. R., y Williams, R. H., 1989, Amplitude-versus-angle variations in gas sands: Geophysics, 54, 680-688.

Scholle, P., y Spearing, D., 1982, Sandstone Depositional Environments. AAPG Memoir 31.

Walker, R., Wong, C., Malcotti, H., Perez, E., y Sierra, J., 2005, Seismic multi-attribute analysis for lithology discrimination in Ganso Field, Oficina Formation, Venezuela. The Leading Edge 24, 1160-1166.

Modelado de Yacimientos

Anexos

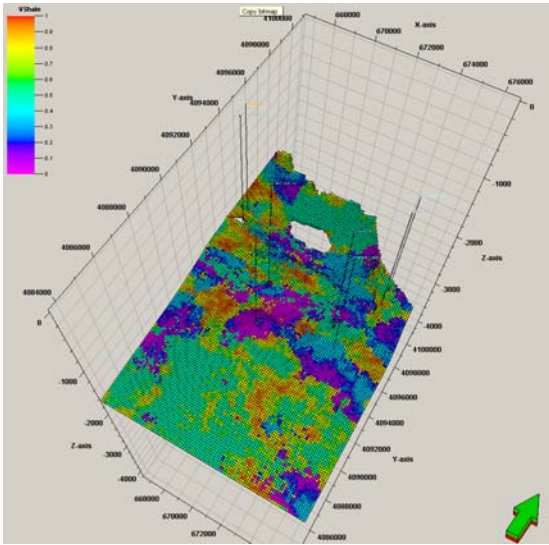


Figura 9 – Modelo de volumen de arcilla

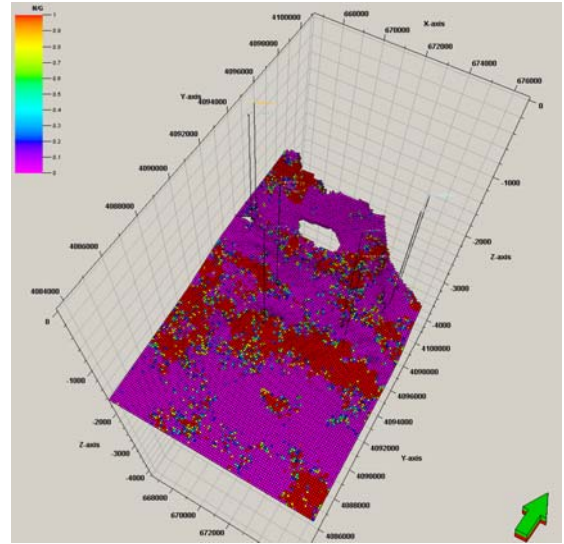


Figura 12 – Modelo de Net-to-Gross

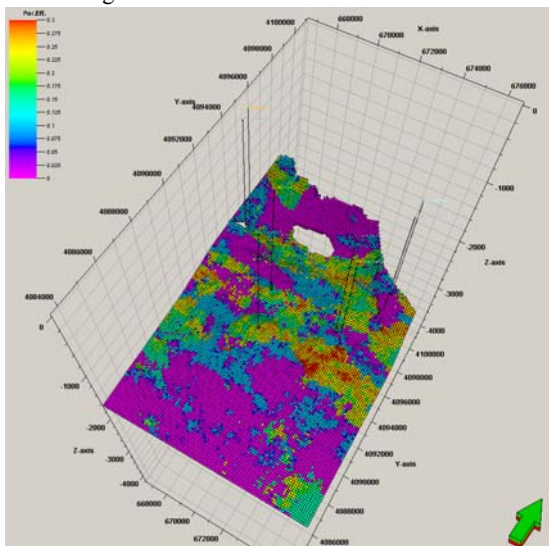


Figura 10 – Modelo de porosidad

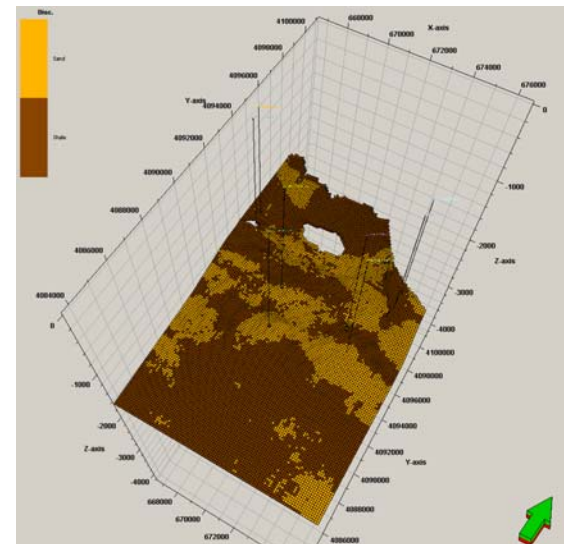


Figura 13 – Ubicación pozo C2a

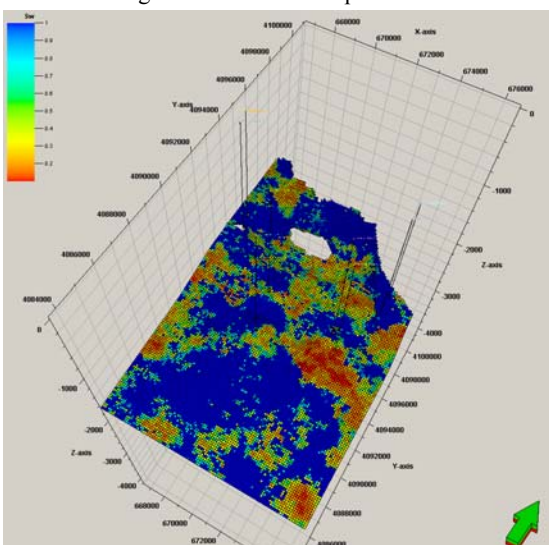


Figura 11 - Modelo de Saturación de agua