

Caracterización integral en yacimientos de rayos gamma invertido para determinar zonas prospectivas de gas húmedo

Erick Omar Reyes Hernández
Luis Ricardo Petriz Carrillo
Pemex Exploración y Producción

Artículo recibido, evaluado, aceptado y corregido en 2023

Resumen

En el campo C la caracterización clásica en tema de ambientes sedimentarios siliciclásticos, desafían la interpretación por poseer características complejas: Principalmente por los altos valores mostrados en el registro de rayos gamma, así como variación lateral de facies, complejidad estratigráfica en un ambiente de tipo deltaico formado por regresiones y transgresiones, en conjunto con estructuras sin-sedimentaria, presentes en la Cuenca de Burgos (Eguíluz S., 2011, atlas geológico,3039).

El presente estudio empleó una caracterización integral de geología y petrofísica en el yacimiento X de edad Oligoceno, la cual empleó la información petrofísica de los registros geofísicos para obtener el cálculo de la curva del volumen de arcilla normalizada, la que proporcionó la cuantificación de la fracción del contenido mineral arcilloso radiactivo en la arenisca, esta curva se usó con la visión geológica para realizar la interpretación de las electrofacies que habían sido alteradas por estos minerales.

Al excluir estos valores anómalos, mejora el entendimiento de los rasgos geológicos que permiten: caracterizar, crear un modelo de facies, determinar la distribución de la roca almacén y analizar zonas prospectivas de gas húmedo que no se tenían visualizadas dentro del campo.

Palabras clave: Caracterización integral, rayos gamma invertido, zonas prospectivas.

Comprehensive characterization of inverted gamma ray reservoirs to determine prospective wet gas zones

Abstract

In field C, the classic characterization of siliciclastic sedimentary environments challenges interpretation due to its complex characteristics: Mainly due to the high values shown in the gamma ray record, as well as lateral facies variation, stratigraphic complexity in a deltaic type of environment formed by regressions and transgressions, in conjunction with syn-sedimentary structures, present in the Burgos Basin (Eguíluz S., 2011, geological atlas, 3039).

The present study used a comprehensive characterization of geology and petrophysics in the Oligocene age deposit of radioactive clay mineral content in the sandstone, this curve was used with the geological vision to perform the interpretation of the electrofacies that had been altered by these minerals.

By excluding these anomalous values, it improves the understanding of the geological features that allow characterizing, creating a facies model, determining the distribution of the storage rock and analyzing prospective zones of wet gas that had not been visualized within the field.

Keywords: Comprehensive characterization, inverted gamma rays, prospective zones.

Introducción

Usar la caracterización integral servirá como soporte en la documentación del portafolio de proyectos, dentro del desarrollo y explotación de campos en la Cuenca de Burgos, en áreas para reinterpretación, sus productos son: modelo de electrofacies estandarizado, modelo sedimentario validado por una visión geológica y petrofísica, la cual a partir de usar una curva normalizada petrofísicamente, se utiliza para definir al modelo conceptual y esto se documentará como un modelo sedimentario a detalle. Posteriormente, la disciplina de yacimientos analizará el área, para redefinir un nuevo plan óptimo para el desarrollo del campo C en el yacimiento X.

Con base en lo anterior, se agregará valor en la cadena de la caracterización del modelo estático dentro de la interpretación Sedimentaria y Estratigráfica (Análisis de

facies a nivel pozo, en la elaboración de mapas de facies y distribución de la roca almacén).

Área de estudio

El campo C está ubicado en el Activo de Producción Reynosa, en la porción noreste de la República Mexicana en el Estado de Tamaulipas, a 60 kilómetros al suroeste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas. Geológicamente, se ubica dentro de la Cuenca de Burgos, en la franja del Oligoceno; el play está constituido por yacimientos con características en facies deltaicas, en trampas de tipo combinado.

El área del campo C abarca una extensión de 190 kilómetros cuadrados; cuenta con 460 pozos perforados; el área de estudio tiene 41 kilómetros cuadrados y se han perforado 32 pozos en el yacimiento X, **Figura 1**.

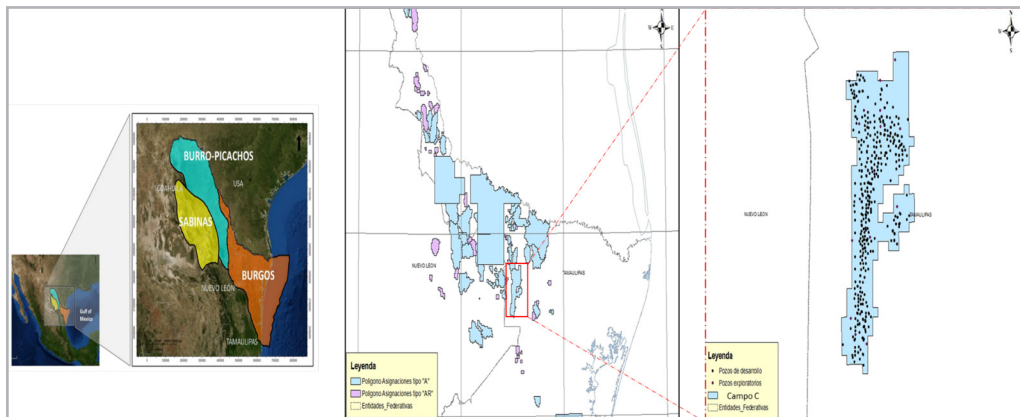


Figura 1. Mapa de ubicación, Cuenca de Burgos, Campo C, (Pemex E&P 2021, atlas geológico,3039).

Antecedentes geológicos

Las areniscas con altos valores anómalos o inversión en rayos gamma (GR) yacimientos cuyas lecturas en los valores de GR son mayores que los valores de arcillas, en todo el

intervalo registrado del yacimiento X, haciéndose pasar por una lutita a primera vista. Estas areniscas contienen altos porcentajes de material radiactivo en la matriz de la roca, de plagioclasas y pirita diseminada, **Figura 2**.

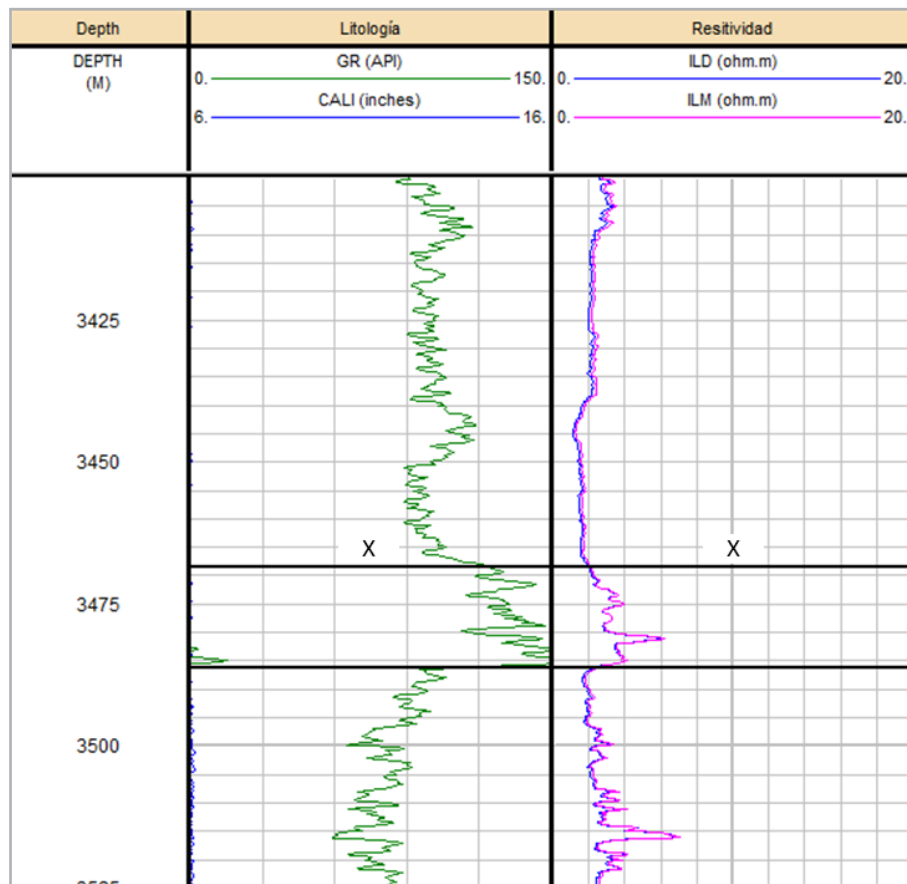


Figura 2. Registro tipo para el campo C, mostrando la firma alterada por los minerales radiactivos presentes en la matriz de la roca en el yacimiento X, (Pemex E&P 2021).

El origen de estas areniscas proviene de los sedimentos transportados de las rocas ígneas de la Sierra de San Carlos durante el Oligoceno, los cuales aportaron elementos radiactivos; estas características se encuentran presentes dentro de las formaciones Vicksburg y Frio Marino, **Figura 3.**

Al menos son ocho campos que comparten estas características, ubicados en la porción centro-oriental de la cuenca de Burgos y tienen una orientación alineada Norte-Sur, **Figura 4.**

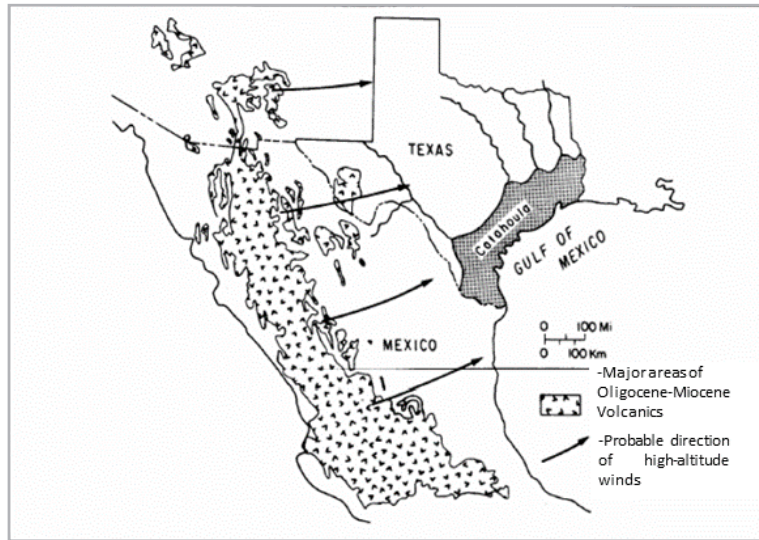


Figura 3. Mapa de origen de sedimentos. Adaptado de Cook y Bally (1975) and Galloway. Tomado de Robert G Loucks, 1986.

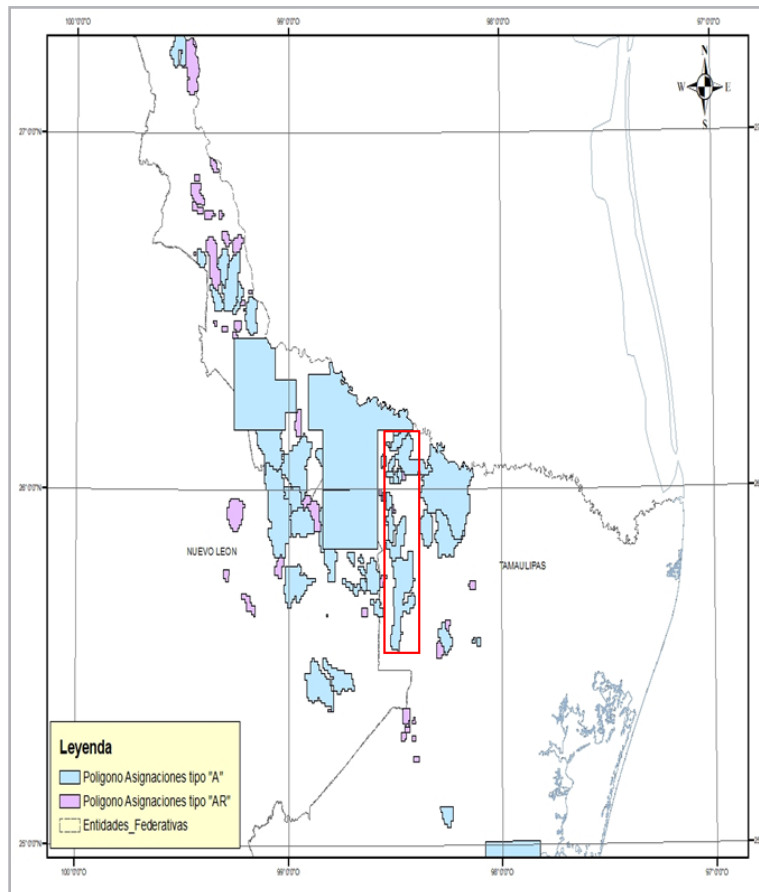


Figura 4. Ubicación de los campos detectados, (Pemex E&P 2021).

Estratigrafía

La columna estratigráfica que presenta el campo C es del Cenozoico pertenecientes al Oligoceno Inferior, del

Rupeliano; presentan una alternancia de areniscas y lutitas representativas de la formación Vicksburg, **Figura 5**.

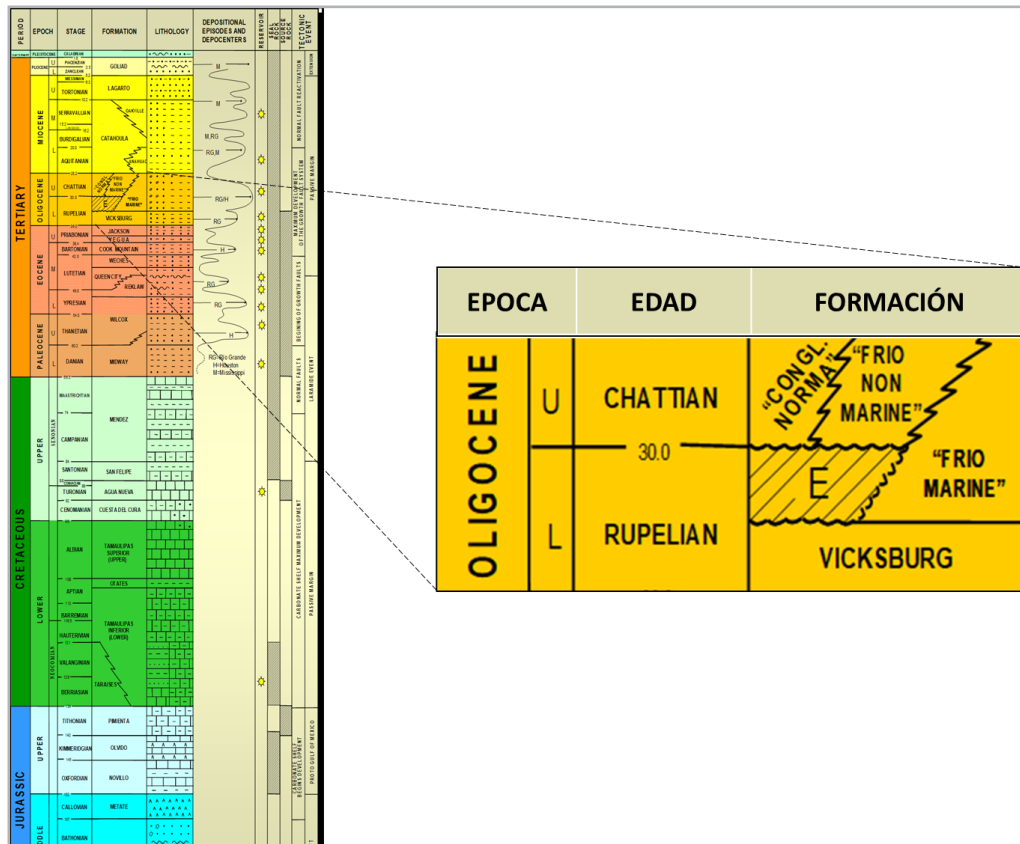


Figura 5. Columna estratigráfica de la Cuenca de Burgos, (Pemex E&P 2021).

Play Oligoceno Inferior Vicksburg se extiende principalmente en la parte central de la Cuenca de Burgos y se delimita hacia la parte occidental por su afloramiento, al norte del Río Bravo, aunque continúa hacia el estado de Texas, USA.

La roca almacén consiste en alternancias de areniscas, areniscas y limolitas tobáceas, arcilla arenosa y lutitas, que se depositaron en ambientes deltaicos; las lutitas intercaladas sirven como roca sello. Las trampas tienen dos componentes, una estructural y otra estratigráfica.

Metodología

Cabe mencionar que es una metodología integral que parte de conjuntar algunos de los resultados realizados por la petrofísica, hasta obtener una curva (volumen de arcilla), la cual se caracteriza por no presentar alteraciones, que permite realizar una interpretación del análisis litológico de mejor calidad que la curva original afectada, la metodología considera los siguientes aspectos fundamentales:

- Edición de registros, normalización de registros, la estandarización de curvas.
- Cálculo del volumen de arcilla, calibración del volumen de arcilla y calibración con el modelo multi-minerales.
- Se analizará, calibrará e interpretará la curva (volumen de arcilla), se usará en conjunto con rayos gamma para esta calibración, el resultado es una pseudo - interpretación y análisis litológico para asociar alguna facie por pozo.
- Este análisis en todos los pozos que tengan la curva afectada (altos valores de rayos gamma) y determinar la distribución de la roca almacén.

Desarrollo

En la actualidad el campo C tiene 32 pozos perforados con las características de una curva en altos valores de rayos gamma, teniendo tres pozos productores y 11 con oportunidad a realizar intervenciones de reparación mayor, oportunidades que sólo se determinaron por medio de la evaluación petrofísica, **Figura 7**. El reto es saber qué tipo de modelo sedimentario dio origen a la roca almacén y conocer las diferentes fronteras que tiene para proponer nuevas localizaciones, para maximizar el potencial del yacimiento X, **Figura 6**.

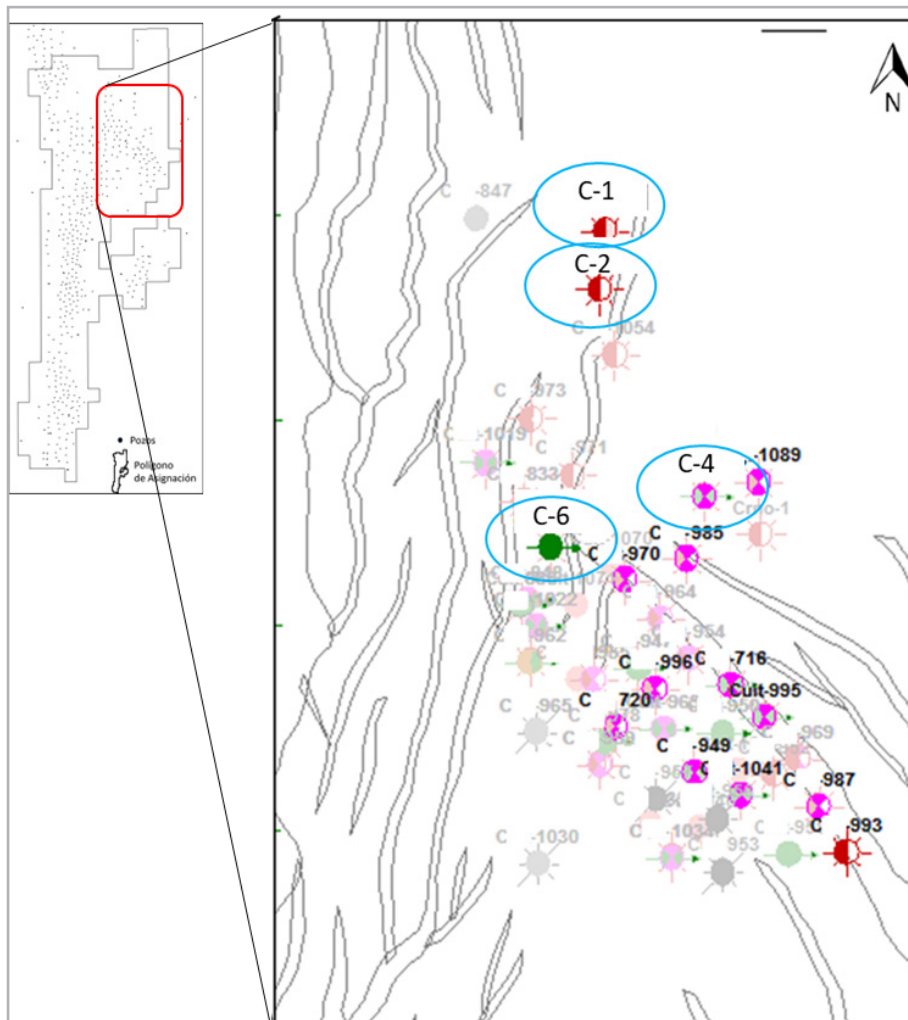


Figura 6. Mapa del área de trabajo y polígono de fallas asociado al yacimiento X, los símbolos de color magenta son las primeras oportunidades detectadas en pozos ya perforados y evaluando su potencial para incorporarse en la cartera de RMA.

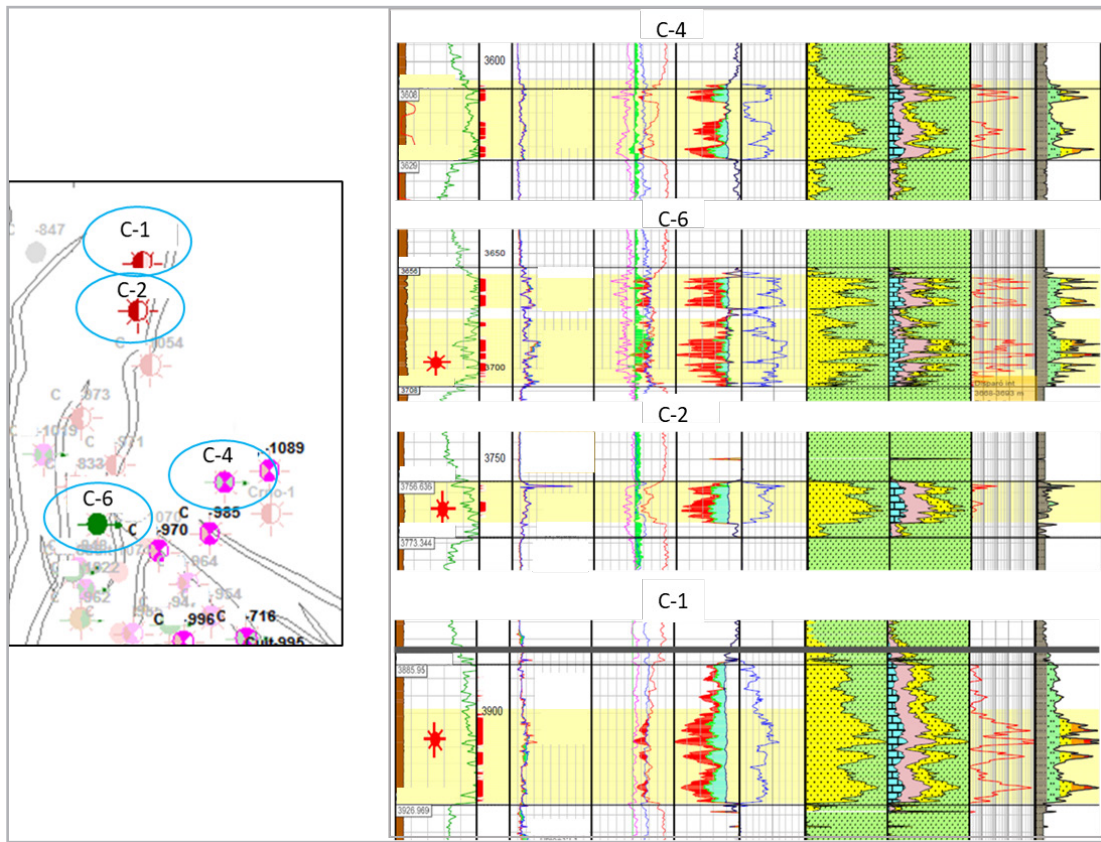


Figura 7. Evaluación petrofísica en el yacimiento X de los pozos visualizados para incorporarse a la cartera de reparación mayor.

En la historia del campo logró obtener mapas de espesores, la complejidad que presenta las curvas de GR (Figura 2), por lo que se dio a la tarea de analizar 32 pozos que están presentes en el área y que muestran estas características.

Se realizaron secciones de correlación en el campo C para observar la continuidad del yacimiento X, empezar a definir alguna dirección principal, **Figura 8.**

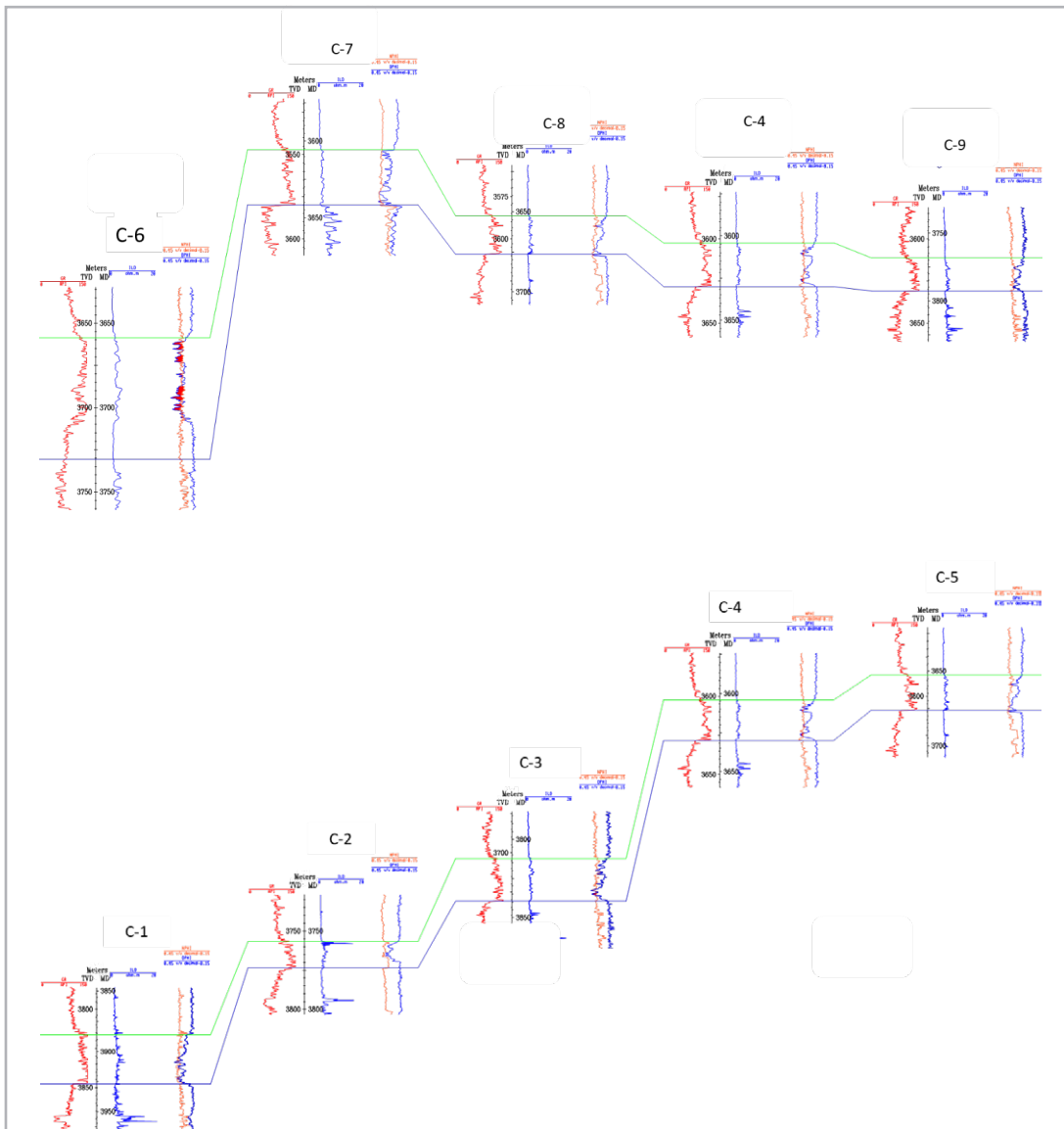


Figura 8. Sección de correlación mostrando la extensión del yacimiento X.

A continuación, se observa el mapa de electrofacies del yacimiento X, con esta información se intentó con anterioridad, realizar un análisis de forma tradicional, para asociarlo a un ambiente sedimentario, pero no fue factible, debido a que el registro geofísico, Gamma Ray (color rojo) tiene valores altos en la lectura API's y no

expresa a una arenisca, si no a una lutita, esto debido a los elementos adicionales de carácter radioactivo que tiene y por ende no favorecen al realizar una interpretación inicial de granulometría y posteriormente asociarle un ambiente sedimentario de deposición, **Figura 9.**

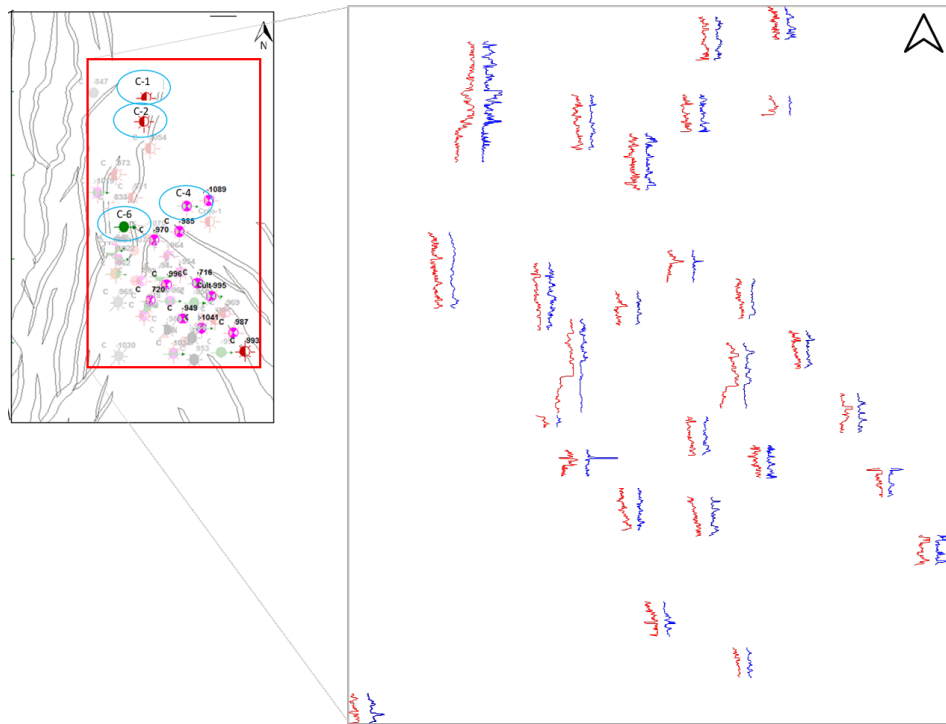


Figura 9. Mapa de electrofacies del yacimiento X, mostrando la complejidad del registro el cual está enmascarado por los minerales radiactivos.

Teniendo esto en cuenta, se tuvo que aplicar una metodología donde se hace el análisis en las curvas de los pozos que tienen este comportamiento y se realizaron los siguientes pasos: iniciando con una normalización, edición de curvas y posteriormente se realizó el cálculo del volumen de arcilla (Vshale), este cálculo se puede obtener por dos

formas (empleando uno o dos indicadores); el análisis que se ocupó para esta caracterización Integral fue bajo dos indicadores debido a que la curva original tiene varias características que la afectaron (presencia de plagioclasas y de minerales radiactivos), **Figura 10**

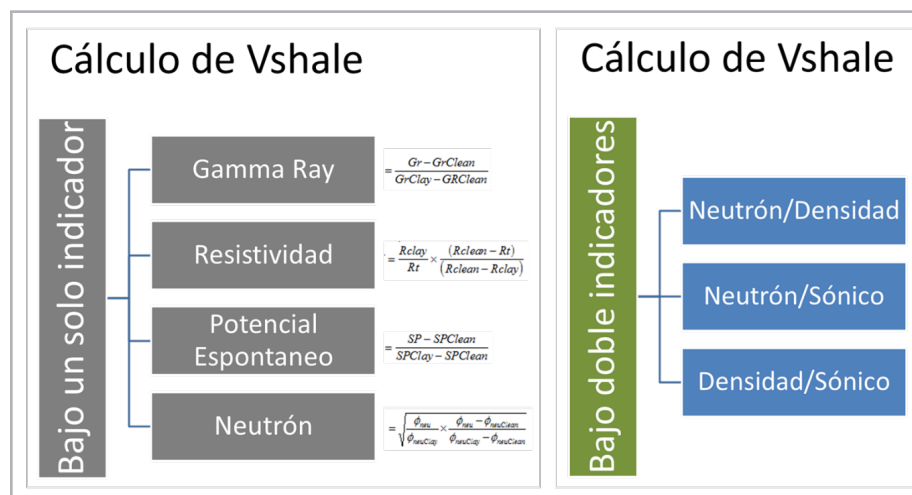


Figura 10. Metodologías disponibles para el cálculo de Vshl.

Para la calibración del registro Vshl y el registro de gamma ray se ocuparon zonas de lutitas, ubicados por arriba y abajo del yacimiento X, con una buena correlación entre el registro calculado y el GR. La curva Vshl calibrada debido a

que se tiene determinada la cuantificación de la fracción del contenido arcilloso que altera los valores registrados en el GR; posteriormente, esta propiedad se propagará en todos los pozos que tengan este tipo de lecturas, **Figura 11**.

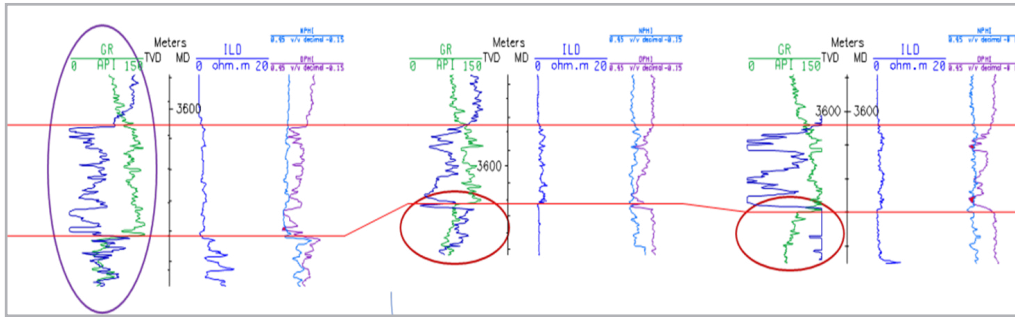


Figura 11. Calibración y ajuste de curvas Vshl y GR.

Observa una mejora cualitativa en las secciones entre un registro de pseudo Gr y Gr alterado, el análisis para interpretar el psuedo-GR y asignar una clasificación de tipo granulométrica (granocreciente - granodecreciente); una vez la tarea anterior las facies que se tienen documentados del

modelo conceptual, un ambiente deltaico, a las electrofacies granocrecientes corresponde con barras de desembocadura y a las electrofacies grano decrecientes, indican la presencia de canales distributarios o interdistributarios, **Figura 14**.

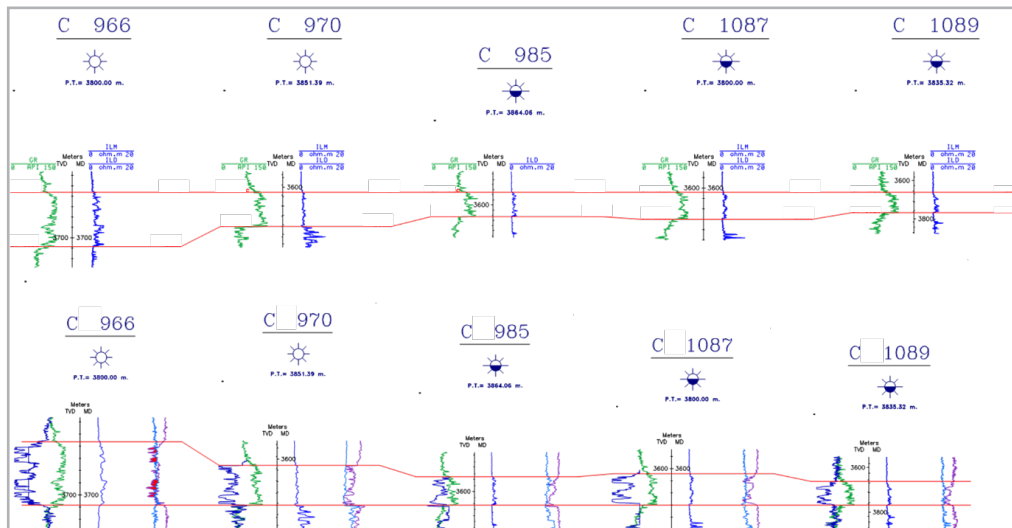


Figura 12. Comparativa entre secciones de correlación antes y después.

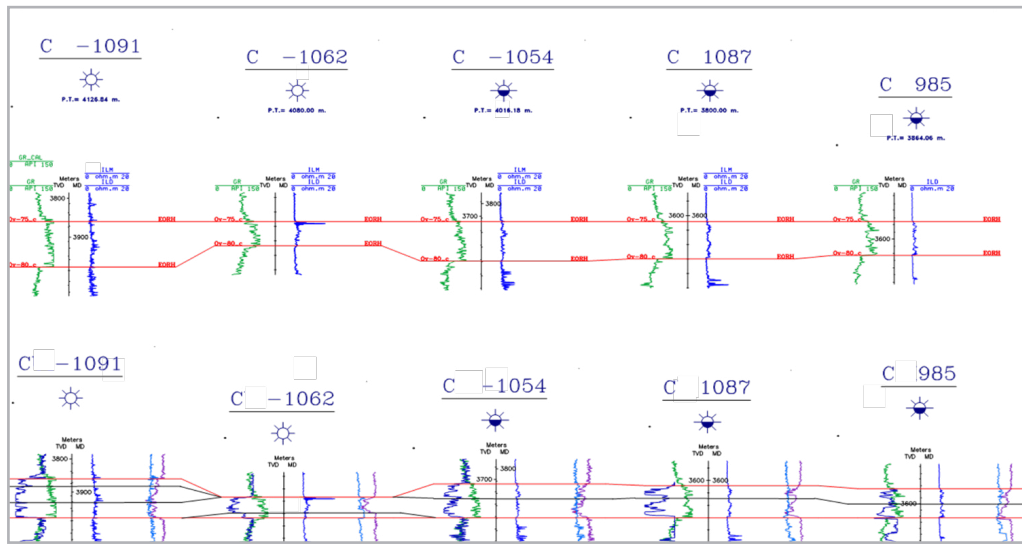


Figura 13. Comparativa entre secciones de correlación antes y después.

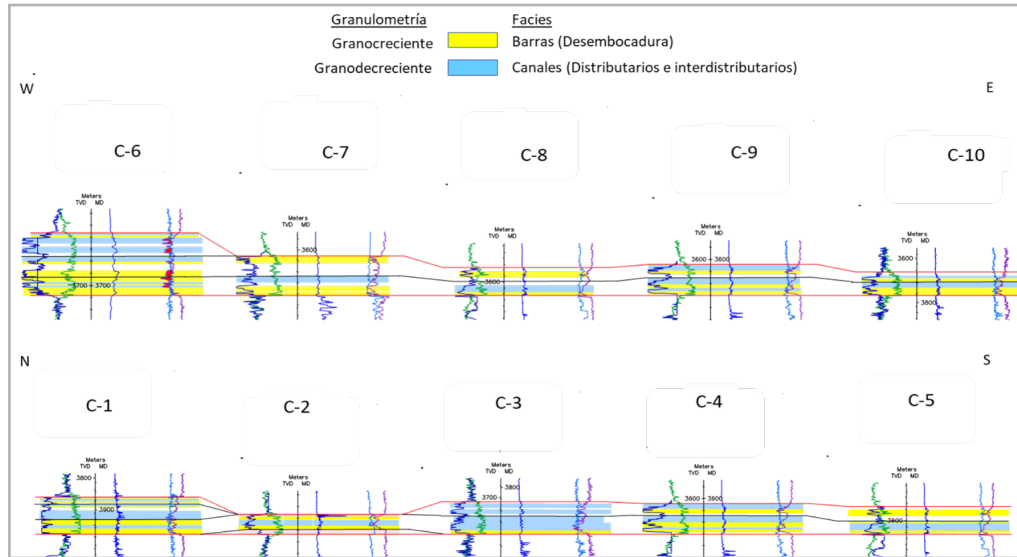


Figura 14. Interpretación de secuencia granulométrica y asociación de facies por pozo.

Una vez analizados todos los pozos, se realizan los diferentes mapas (cimas, espesor neto, mapa de electrofacies) y la interpretación, extensión del ambiente sedimentario, observando las zonas prospectivas posibles.

En la interpretación de los mapas se obtuvo:

Cimas: profundidades entre 3900 m – 3400 m; se interpretó una antiforma principal con dirección N-S que está presente campo; además la dirección preferencial de aporte es en dirección NW-SE. Espesores netos de areniscas varían entre 45 m hasta 10 m. Las electrofacies se caracterizaron principalmente en dos grupos: granocreciente, asociado a barras de desembocaduras y granodecreciente los cuales se pueden asociar a los canales distributarios que transportaron los sedimentos a la zona de desembocadura.

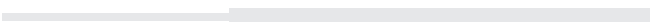
La caracterización del ambiente sedimentario se interpretó como uno de tipo fluvio-deltaico; el transporte de sedimentos se determinó que se efectuó a través de tres canales distributarios principales, los cuales a su vez formaron varios canales interdistributarios con una dirección preferencial de transporte de sedimentos desde el Noroeste hacia el Sureste.

Estos canales distributarios e interdistributarios se encuentran desembocando y construyendo un frente

deltaico en toda la porción del campo, el cual es de tipo marginal; para este límite restringido se interpreta que los factores de reacomodo de sedimentos, como el oleaje y la marea, limitaron el área de depósito, acortando la extensión del frente deltaico.

Tomando en cuenta los ambientes sedimentarios actuales, las analogías con las áreas estudiadas; la idea principal es observar, comparar rasgos geológicos y morfologías reales con respecto al modelo propuesto. El ejemplo real tomado para este estudio es el delta dominado por ríos del Danubio ubicado en Rumania, **Figura 15**.

Al conocer la geometría de la roca almacén, se identificaron 4 zonas de reevaluación, que se revisara multidisciplinariamente, por qué no se tienen documentadas localizaciones a este objetivo, además se observó una área prospectiva de 8 km² al norte del campo, todas estas áreas se analizarán con base a un modelo tridimensional integral en donde se estarán incorporando, la mayor información disponible en el campo, desde los atributos geofísicos hasta la propagación de las variables petrofísicas (Φ , Sw, Vshl, K y Netpay), para documentar en el portafolio las oportunidades de localizaciones que se obtengan a partir de este estudio, **Figura 16**.



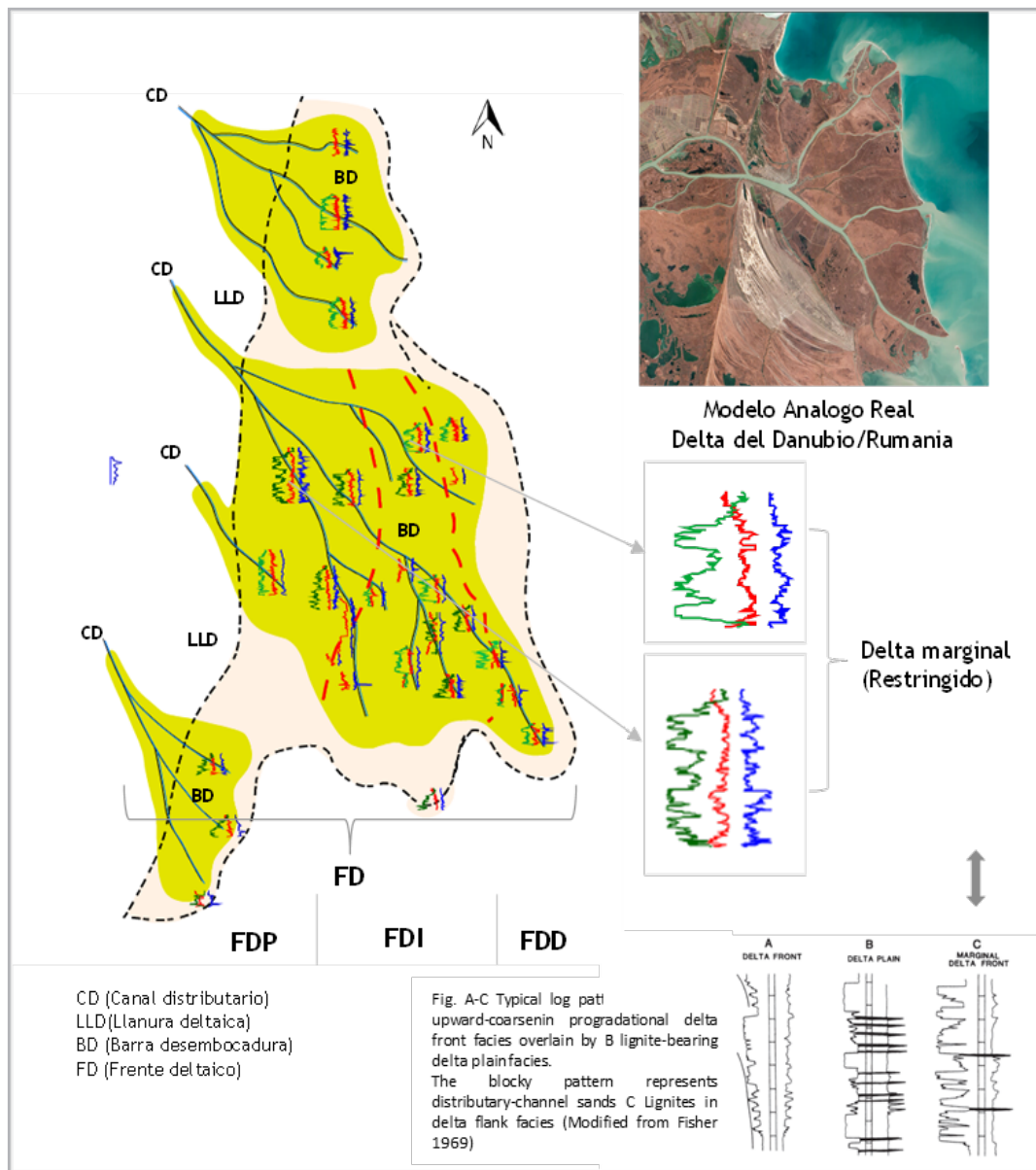


Figura 15. Caracterización geológica del ambiente sedimentario del campo C en el yacimiento X.

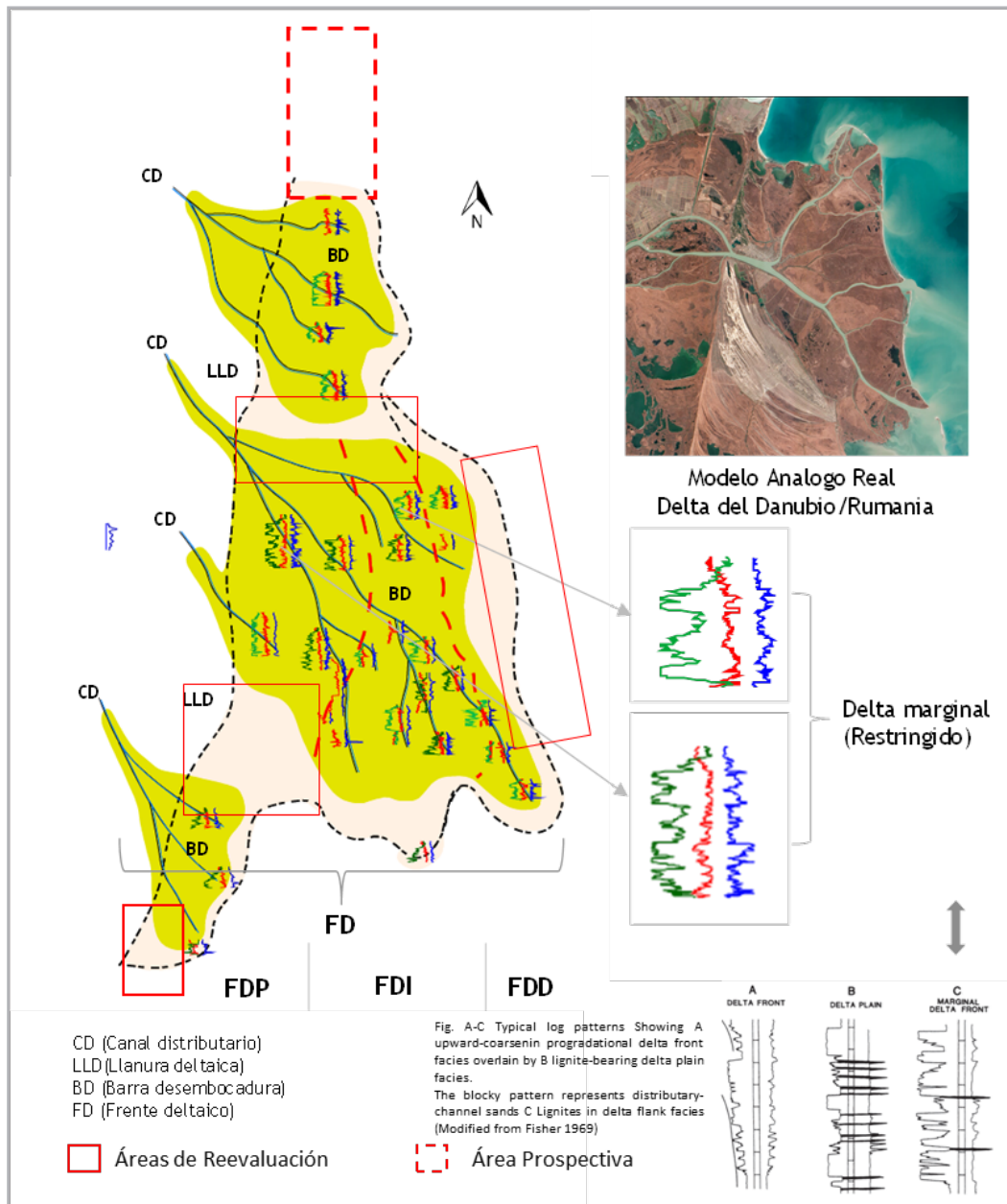


Figura 16. Áreas de reevaluación y área prospectiva para ubicar localizaciones.

Conclusiones

Las características del yacimiento X representaron un reto para la caracterización tradicional por la complejidad mineralógica presente en la roca durante su depósito, la cual enmascaró la respuesta real de la arenisca.

En este trabajo al utilizar la caracterización integral, se logró realizar un modelo de tipo fluvio deltaico; el transporte de los sedimentos se efectuó a través de los tres canales distributarios principales, los cuales a su vez formaron varios canales interdistributarios con la dirección principal preferencial del Noreste hacia el Sureste y el cual permitió interpretar la nueva curva de GR, y determinar la extensión del área de la roca almacén.

Se visualizaron al menos 4 zonas de reevaluación y 1 zona prospectiva adicional, al norte del campo C es la más atractiva por tener una extensión de 8 Km², esta área, el modelado tridimensional ayudará para caracterizar en un geomodelo la roca almacén, incorporando las variables petrofísicas (Φ , Sw, Vshl, K y Netpay), e incorporar posibles oportunidades para documentar en el portafolio de localizaciones a perforar.

Además, se recomienda realizar la caracterización integral a los campos identificados, los cuales comparten este tipo de características geológicas, con el fin de optimizar, desarrollar y explotar de mejor forma los hidrocarburos.

Referencias bibliográficas

- Ávalos Torres, H., Bernal Monjarás, J. B., Álvarez Maya, V. M. et al. 2007. Gas Reservoirs with Inverted Gamma-Ray Response in the Burgos Basin. Artículo presentado en SPWLA 48th Annual Logging Symposium, Austin, Texas, EUA. SPWLA-2007-BBB.
- Barceló Duarte, J. y Dávila Alcocer, V. M. 1999. *Ambientes Sedimentarios Siliciclásticos*. México:

UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Posgrado. p. 49-68.

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. Centro de información de Hidrocarburos. 2018. *Atlas Geológico: Cuencas Sabinas-Burgos*. https://hidrocarburos.gob.mx/media/3093/atlas_geologico_cuencas_sabinas-burgos_v3.pdf
- Eguíluz de Antuñano, S. 2011a. Estratigrafía, Análisis de Secuencias y Control Estructural en la Cuenca de Burgos, Noroeste de México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* **63** (2): 171-181.
- Eguíluz de Antuñano, S. 2011b. Sinopsis Geológica de la Cuenca de Burgos, Noreste de México: Producción y Recursos Petroleros. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* **63** (2): 327-329.
- Galloway, W. E. y Hobday, K. D. 1983. *Terrigenous Clastic Depositional Systems*. New York: Springer. p. 51-104.
- Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico (Venezuela). 1999. *Sedimentología de Clásticos y Electrofacies*. Maracaibo, Venezuela: Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. p. 27-42.
- Middelton, V. G., Church, M. J., Coniglio, M. et al. 2003. *Encyclopedia of Sediments and Sedimentary Rocks*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers. p.195-202.
- Porebski, S. J. y Steel, R. J. 2003. Shelf-Margin Deltas: Their Stratigraphic Significance and Relation to Deep Sands. *Earth-Science Reviews* **62** (3-4): 283-326. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(02\)00161-7](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(02)00161-7).

Semblanza del autor

Erick Omar Reyes Hernández

Ingeniero Geólogo graduado del Instituto Politécnico Nacional. Cuenta con 19 años de experiencia en la industria petrolera.

Ingresó al IMP en 2003 como Geólogo de pozo e intérprete en Reynosa. En el 2005 ingresó a Pemex, donde ha participado como Geólogo de pozo e intérprete en el desarrollo de campos en varios proyectos relevantes en la Región Norte, (Producción), principalmente desarrollando la Cuenca de Burgos y en campos productores en el Terciario como (Arcabuz-Culebra-Cuatro Milpas-Comitas-Cuitláhuac), elaborando modelos geológicos y caracterización de yacimientos, fortaleciendo la cartera de localizaciones y reparaciones mayores. Ha tenido participación como catedrático para los programas de G200, siendo asesor de los nuevos talentos de Pemex impartiendo cursos internos.

Es autor de trabajos presentados en varias ediciones del CMP.