

Caracterización petrofísica del reservorio en el yacimiento Santa Cruz en Cuba

Olga Castro-Castiñeira^{1*} ; Odalys Reyes-Paredes¹ ; Dania Brey del Rey¹ ;
Luismel Hernández-Pérez¹ 

¹Centro de Investigación del Petróleo, La Habana, Cuba. (*) olgac@ceinpet.cupet.cu, odalys.reyes@ceinpet.cupet.cu, danial@ceinpet.cupet.cu, luismelhz@ceinpet.cupet.cu

Resumen

En la Franja Norte Petrolera Cubana aparece un grupo de yacimientos con reservorios carbonatados, pertenecientes a las formaciones del Grupo Veloz, dentro de la Unidad Tectono Estratigráfica Placetas. Tienen una historia común, donde su composición es similar. Sin embargo, las propiedades varían de un yacimiento a otro y dentro de un mismo yacimiento, para diferente posición de los pozos. A partir de esta realidad, se han realizado diferentes estudios, que han descubierto los factores que pueden mejorar o impedir las producciones. La geología compleja de pliegues y escamas juega un papel importante en las diferencias, donde una fracturación estructurada mejora la permeabilidad de las rocas. El presente trabajo se desarrolla en el yacimiento Santa Cruz, en los pozos ubicados en los tres bloques que lo constituyen, luego de seleccionar un grupo de pozos claves, representativos de cada bloque, que cuentan con un *set* de registros convencionales completo en el reservorio, el registro de imágenes eléctricas de pared de pozo (FMI) y la litología descrita en los pozos mediante los rípios de la perforación. El objetivo principal fue caracterizar el reservorio del yacimiento por petrofísica. Como resultado se calcularon las propiedades de reservorio: volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua y espesores efectivos luego de establecer los valores límites o *cut off* en cada sector o bloque. Por último, se evaluaron las propiedades geomecánicas en un pozo clave.

Palabras clave: Reservorios carbonatados; Propiedades; Fracturación; Registros de pozo.

Petrophysical characterization of the reservoir in the Santa Cruz oilfield in Cuba

Abstract

In the Cuban Northern Oil Belt there is a group of oilfields with carbonate reservoirs, belonging to the Veloz Group formations, within the Placetas Tectonic Stratigraphic Unit. These oilfields have a common history, where their composition is similar. However, the reservoir properties vary from one to another and within the same reservoir due to different wells locations. Based on this reality, several studies have been executed, which have discovered factors that can enhance or hinder production. The complex geology of folds and sheets plays an important role in the differences, where a structured fracturing improves the permeability of the rocks. The present paper is developed in the Santa Cruz oil field, where key wells were selected to represent each of the three blocks that constitute it. The wells selected for the analysis have a complete set of conventional logs in the reservoir, the electrical borehole imaging (FMI) log and the lithology described in the wells with the borehole cuttings. The principal objective was to characterize the oilfield reservoir by petrophysics. As a result, reservoir properties were calculated: clay volume, effective porosity, water saturation and effective thicknesses, after establishing cut off values for each sector or block. Additionally, geomechanical properties were evaluated in a key well.

Keywords: Carbonate reservoirs; Properties; Fracturation; Well logs.

Forma de citar: Castro-Castiñeira, O.; Reyes-Paredes, O.; Brey del Rey, D.; Hernández-Pérez, L. (2024). Caracterización petrofísica del reservorio en el yacimiento Santa Cruz en Cuba. *Boletín de Geología*, 46(2), 47-63. <https://doi.org/10.18273/revbol.v46n2-2024003>

Introducción

Los reservorios carbonatados se caracterizan por su complejidad. En [Nacer-Bey y Chibah \(1995\)](#) se comenta que, teniendo en cuenta la heterogeneidad inherente de los reservorios carbonatados, tanto a nivel microscópico como macroscópico, la evaluación correcta de las propiedades petrofísicas requiere de la integración de gran cantidad de datos de origen diferente a diferentes escalas. La fracturación desempeña un importante papel para la producción. Como señalan [Bratton et al. \(2006\)](#), los yacimientos naturalmente fracturados plantean una paradoja relacionada con la producción: incluyen yacimientos con baja recuperación de hidrocarburos; estos yacimientos pueden parecer altamente productivos al comienzo, pero su producción declina muy rápido.

Los reservorios carbonatados de la costa norte de Cuba, ubicados en la franja petrolera, tienen una historia común, su composición es similar, al constituir las mismas formaciones dentro de la Unidad Tectono Estratigráfica (UTE) Placetas. Sin embargo, tienen distintas propiedades de un yacimiento a otro y dentro de un mismo yacimiento, para diferentes posiciones de los pozos. Esta realidad ha marcado los diferentes estudios que han descubierto los factores que mejoran o impiden las producciones. Un papel importante en las diferencias lo ocupa la geología compleja de pliegues y escamas que provoca una fracturación estructurada, que incrementa la permeabilidad de las rocas.

Cada pozo de Santa Cruz se ha interpretado de forma individual para definir posibles zonas productivas ([Álvarez et al., 2004, 2006](#); [Diéguez et al., 2020](#)). También se han realizado trabajos de caracterización de los reservorios en los yacimientos ([Reyes et al., 2021](#); [Valladares et al., 2023](#)).

En el proceso de la investigación se integró la composición litológica referida en los pozos mediante los ripios de la perforación, con la estructura de la roca obtenida con el registro de imágenes eléctricas de pared de pozo (FMI), las propiedades de reservorio (volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de

agua y espesores efectivos) y el comportamiento de las propiedades geomecánicas de las formaciones en los pozos.

El objetivo fundamental fue describir el comportamiento del medio poroso a partir de sus propiedades petrofísicas, incluida la evaluación de sus propiedades geomecánicas, pero sin considerar los volúmenes iniciales de petróleo y gas *in situ* (OOIP). Para desarrollar el trabajo, se hizo una selección de pozos claves, representativos de cada grupo de pozos en los bloques, que cuentan con un *set* completo de registros en el reservorio.

Este artículo se fundamenta en los pozos ubicados al este, centro y oeste del yacimiento Santa Cruz, donde fueron definidas las unidades petrofísicas, para entender el resultado de la división realizada del corte en los pozos ([Castro-Castañeira y Moya, 2019](#)). El área y los pozos se muestran en la [Figura 1](#).

Materiales y métodos

Los materiales utilizados fueron los registros convencionales de los pozos, relacionados a continuación.

Cavernometría: cáliper (CAL, HCAL, CALS, C1 y C2); radiactividad natural: espectrometría gamma, que incluye torio (THOR), uranio (URAN) y potasio (POTA), gamma total (SGR) y gamma computado (CGR); radiactividad inducida: porosidad neutrónica (NPHI), densidad (RHOB), porosidad por densidad (DPHI) y efecto fotoeléctrico (PEF); sónico: tiempo intervalo de la onda compresional (DT) y porosidad (SPHI); eléctricos: potencial espontáneo (SP), resistividad somera, media y profunda (LLD, LLS y MSFL; HRLA con 5 radios de investigación y RXOZ). Además, registros de imágenes eléctricas de pared de pozo (*Fullbore formation Micro Imager* - FMI); inclinometría, para conocer la profundidad por la vertical (TVD); descripciones litológicas porcentuales representadas como registros. En la [Tabla 1](#) se señalan los pozos claves (STC) y el argumento esgrimido para su selección.

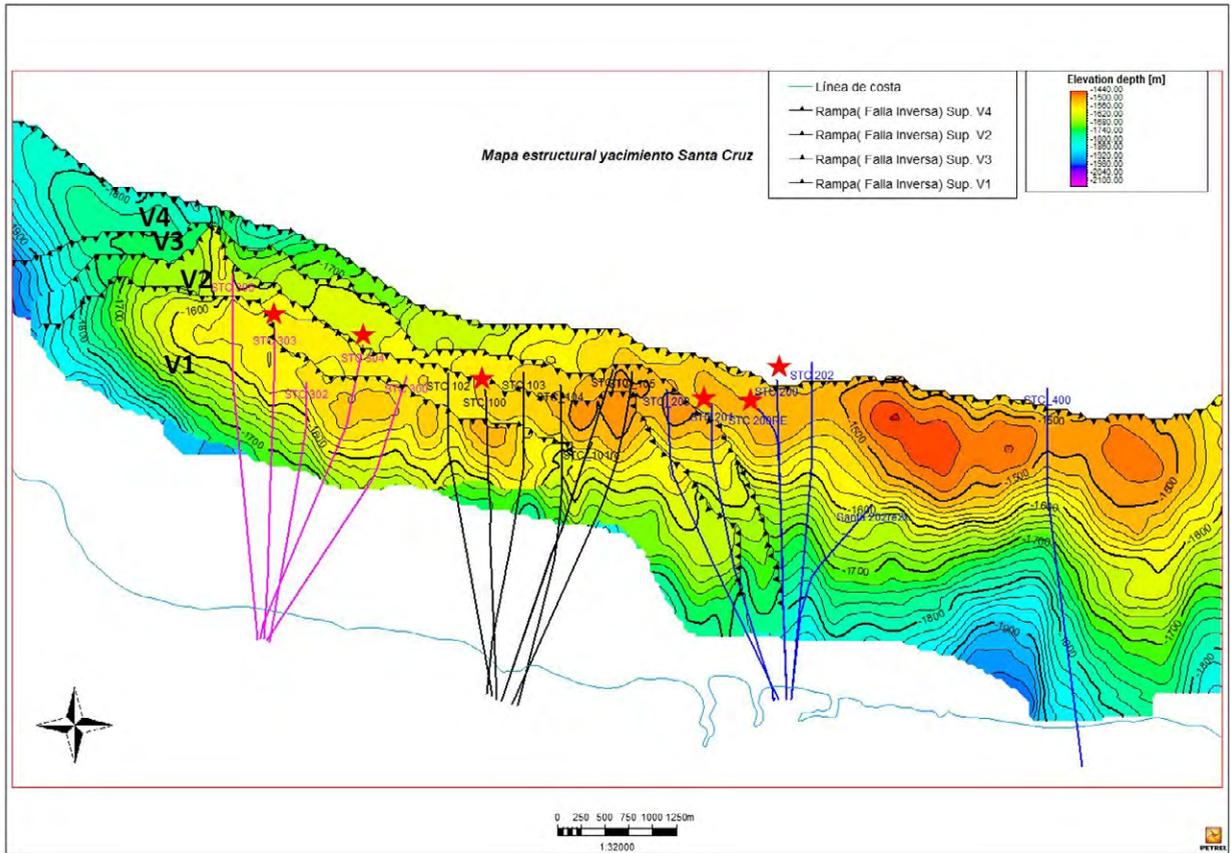
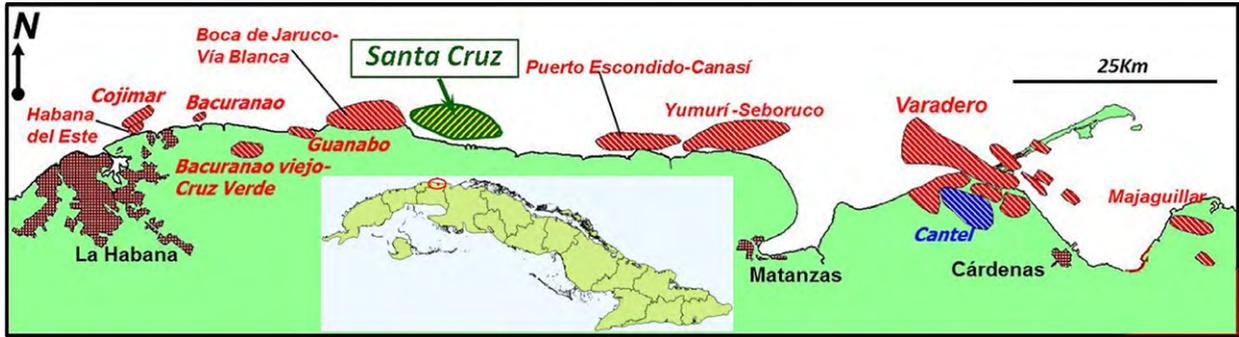


Figura 1. A. Mapa de ubicación del yacimiento Santa Cruz. B. Pozos utilizados (señalados ★).

Tabla 1. Argumentación para la selección de pozos claves.

Pozo STC	Bloque	Resultado productivo	Interpretación	Estudio de sensibilidad para <i>cut off</i>	FMI	Análisis de fracturación	Geomecánica
100	Centro	X	X	X	X	X	
200	Este		X		X		
200RE	Este	X	X	X		X	
203	Este	X	X	X			X
303	Oeste	X	X	X	X		
304	Oeste		X			X	

Marco teórico

Caracterización cualitativa: división del corte en unidades y subunidades formacionales: el reservorio es considerado como una sucesión de repeticiones de mantos del Grupo Veloz, separadas por intramantos. Para la interpretación, la división del corte se realizó a partir del registro compuesto con los métodos mencionados, los gráficos de propiedades cruzadas (Schlumberger, 1991) y la litología, en los paquetes que constituyen las unidades petrofísicas y deben coincidir con las formaciones presentes: sellos y reservorios.

Las electrofacies de carbonatos, representativas del reservorio, presentan bajos y muy bajos contenidos de arcilla, y las zonas menos carbonatadas aparecen con un contenido variable de arcilla y de sílice que puede estar en pedernales y arenas cuarcíferas.

Dentro de los paquetes o unidades, el reservorio se subdividió en distintas electrofacies que responden a la litología o, dentro de una misma litología, a las propiedades de reservorio (Castro, 2017). Como ejemplo se presenta el registro compuesto del pozo clave STC-100 del bloque del centro en la Figura 2.

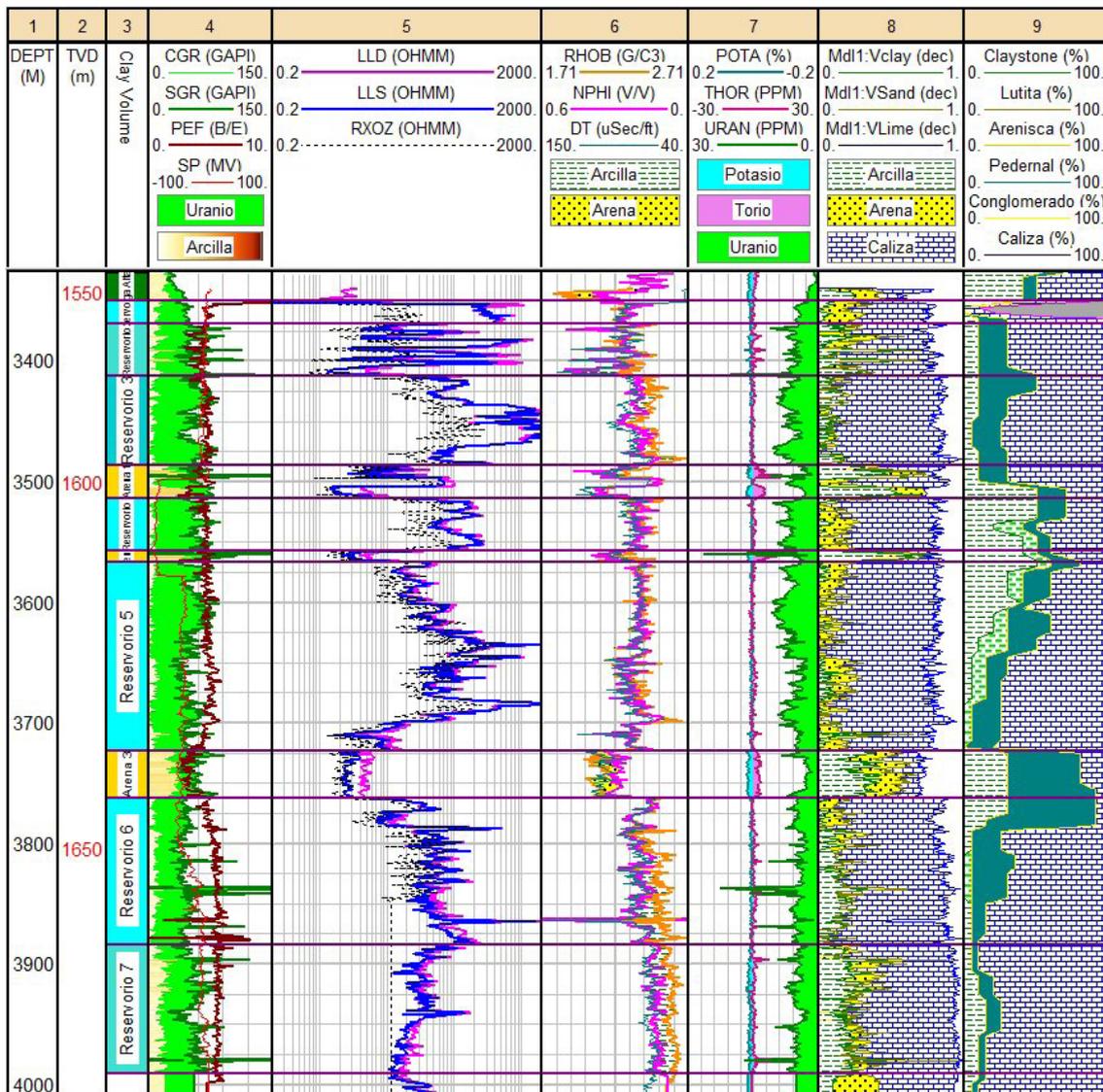


Figura 2. Registro compuesto del pozo STC-100, donde se intercalan electrofacies de reservorios unidas en paquetes y zonas areno arcillosas. Pistas del registro: 1. Profundidad por el largo del instrumento (MD); 2. Profundidad por la vertical (TVD); 3. División en electrofacies; 4. Registros de composición (rayos gamma totales -SGR- y computados -CGR-, potencial espontáneo -SP- y factor fotoeléctrico -PEF-); 5. Registros eléctricos (laterolog profundo -LLD-, laterolog Somero -LLS- y microlaterolog -RXOZ-); 6. Registros de porosidad (neutrónico -NPHI-, densidad -RHOB- y sónico -DT-); 7. Espectrometría de rayos gamma (torio -THOR-, potasio -POTA- y uranio -URAN-); 8. Modelo litológico de interpretación; 9. Litología descrita en muestras de canal.

Caracterización cuantitativa: interpretación de las propiedades de reservorio:

Composición litológica del reservorio en Santa Cruz

La litología de los reservorios está representada por calizas de color pardo claro y medio, masivas, en parte arcillosas (*mudstone* calcáreo/*wackestone/packstone*) microlaminadas, friables, fracturadas, porosidad intercrystalina, vugular y en los *wackestone*, móldica. Fragmentos de brecha, impregnación en parches; fluorescencia amarilla y corte rápido. Pedernal de escaso a abundante de color pardo, claro, menos gris claro, translúcido y opaco. Escaso *claystone* de color verde claro, menos calcáreo gris oscuro.

Evaluación petrofísica de propiedades de reservorio

La interpretación de las propiedades se realizó por el modelo secuencial, con la ayuda de los *softwares* Interactive Petrophysics (IP) y Techlog (TL), y el módulo de cálculos petrofísicos de Schlumberger, para la evaluación y el cálculo de los diferentes parámetros.

Se evaluó el contenido de arcilla, la mayoría de las veces por el modelo lineal del registro de rayos gamma (VCLGR); en algunas ocasiones se simultaneó con los registros neutrón y densidad (VCLND). La porosidad efectiva (PHIE) se obtuvo al corregir por el volumen de arcilla la porosidad total (PHIT). La saturación de agua (SW) se calculó por el modelo de Simandoux, para lo cual se consideró la salinidad del agua de 44000 ppm. Esta salinidad es el promedio de los análisis realizados en el pozo STC-100, únicos válidos en el área. Para el espesor efectivo fue necesario establecer los valores de corte (*cut off*) para cada bloque mediante un estudio de sensibilidad (GeoIOil, 2014). El modelo litológico se seleccionó a partir de las propuestas del *software* de interpretación, ajustadas con la descripción litológica utilizada como un registro.

Características de los registros de imágenes de los pozos de estudio

Se escogió un pozo representativo de cada bloque para presentar la textura en los reservorios y el estudio de su fracturación: STC-100, 200 y 303, que responden a patrones establecidos (Castro *et al.*, 2006).

Evaluación de las propiedades geomecánicas

La evaluación se realizó solo en el pozo STC-203 por ser el único que contaba con los registros necesarios en todo el intervalo de sello y reservorio. Al no contar con registros sínicos dipolares, fue necesaria la reconstrucción de la curva de tiempo de tránsito de las ondas de corte o cizalla (DTSM), para lo que se

utilizaron registros dipolares del yacimiento Varadero como patrón, por su composición común en la franja petrolera. Se realizó a partir del método de regresión multilínea (Davis, 1986). Fueron empleados los registros de CGR, NPHI, RHOB y DT para obtener un DTSM sintético a través de la ecuación 1.

$$DTSM = 0,0597282 * CGR + 49,43563 * NPHI + 1,587737 * DT * RHOB + 23,27613 \quad (1)$$

El coeficiente de correlación obtenido para los pozos del sector Varadero, entre las curvas DTSM sintéticas y DTSM originales, es de 0,78, el cual se considera aceptable para la tarea propuesta. Dicha ecuación permite estimar la variable faltante en el pozo objetivo.

Las propiedades elásticas o módulos elásticos de las rocas pueden determinarse en forma dinámica y estática. Las propiedades elásticas estáticas son medidas en el laboratorio, mientras que las dinámicas son pruebas no destructivas que se calculan a partir de ecuaciones de propagación elástica de ondas acústicas en un medio sólido (Acevedo, 2009).

Las propiedades elásticas son: módulo de Young (YME), coeficiente de Poisson (PR), módulo de cizalla (SMG) y módulo de compresibilidad (BMK) (Calderón y Rincón, 2010).

Las propiedades mecánicas se definen como resistencia a la compresión (UCS) y resistencia a la tensión (TSTR) (Páez, 2007). De acuerdo con la Sociedad Internacional de Mecánica de Rocas, o International Society for Rock Mechanics, se propone la clasificación de la resistencia que aparece en la [Tabla 2](#).

Tabla 2. Clasificación por la resistencia según el ISRM (Portillo, 2011).

Clasificación de la roca	UCS (MPa)
Resistencia muy alta	>200
Resistencia alta	60-200
Resistencia media	20-60
Resistencia baja	6-20
Resistencia muy baja	<6

Para evaluar los parámetros geomecánicos y poder caracterizar las distintas formaciones, es necesario realizar una división del corte en facies mecánicas, las cuales, como su nombre lo indica, deben tener diferente comportamiento geomecánico.

Resultados obtenidos

Características petrofísicas del reservorio

En la **Figura 3** se presentan de forma gráfica los resultados promedio del contenido de arcilla (A), porosidad efectiva (B) y saturación de agua (C), luego

de aplicar los valores de corte (*cut off*). Se destaca la diferenciación de las propiedades entre las electrofacies de un mismo pozo y de un pozo a otro. No obstante, en la mayoría de las electrofacies, la relación *net/gross* resulta mayor de 70% (D).

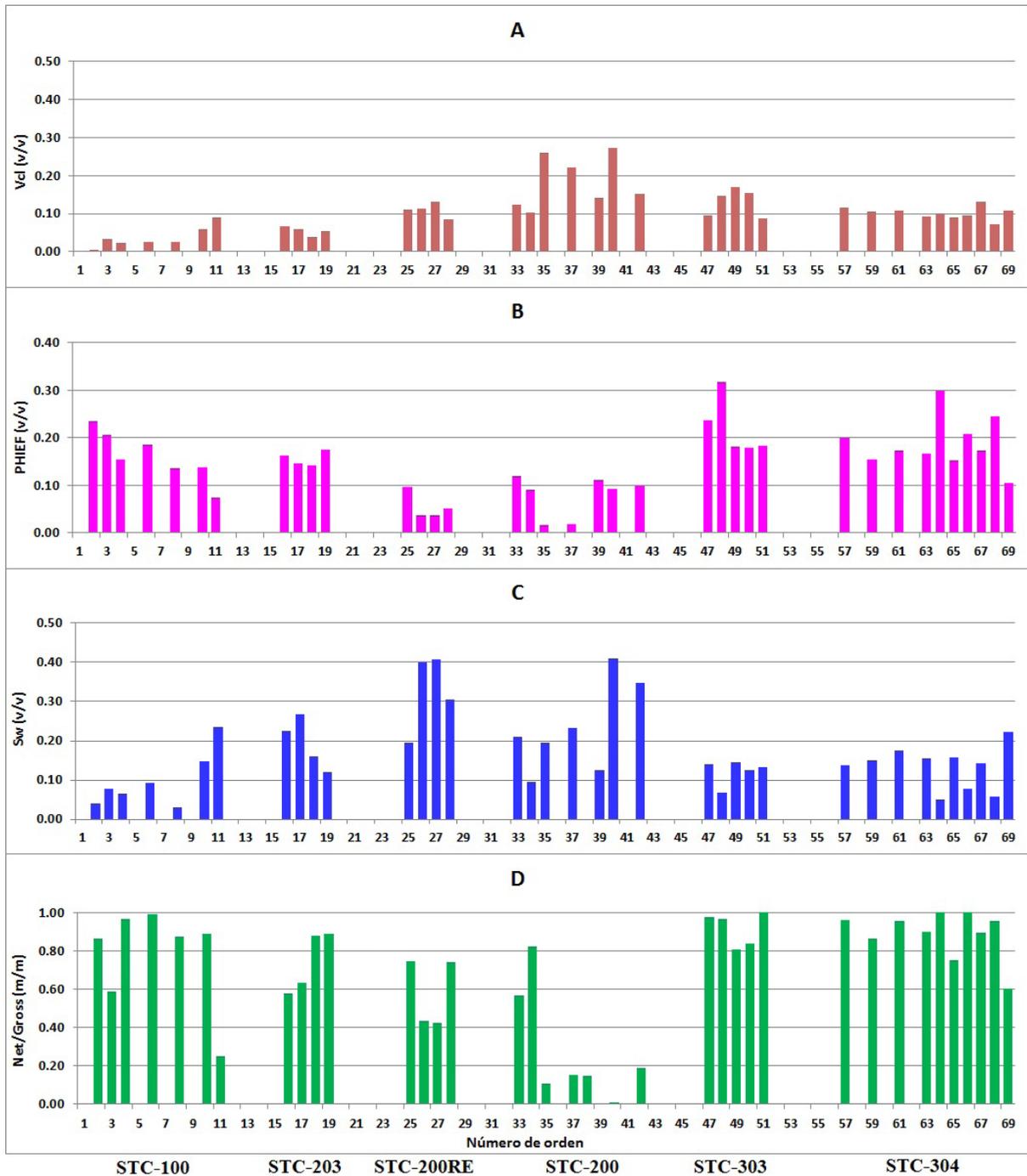


Figura 3. Resultados promedio de las propiedades de reservorio por pozo. **A.** Vcl Prom.: volumen de arcilla. **B.** PHIEF Prom.: porosidad efectiva. **C.** Sw Prom.: saturación de agua. **D.** *Net/Gross*: relación entre espesor total y espesor saturado.

En la **Figura 4** aparecen los resultados cuantitativos de la interpretación del FMI en los pozos donde se realizó (STC-100, 200RE y 304): densidad de fracturas (A), apertura hidráulica de las fracturas (B), porosidad de fracturas (C) y permeabilidad de

fracturas (D) (**Crain, 1986**). En el pozo 304, la apertura y la permeabilidad se dan en detalle en un recuadro por los valores tan pequeños que presentan. En conjunto, las mejores propiedades se aprecian en el pozo STC-200RE del bloque este (**Figura 2**).

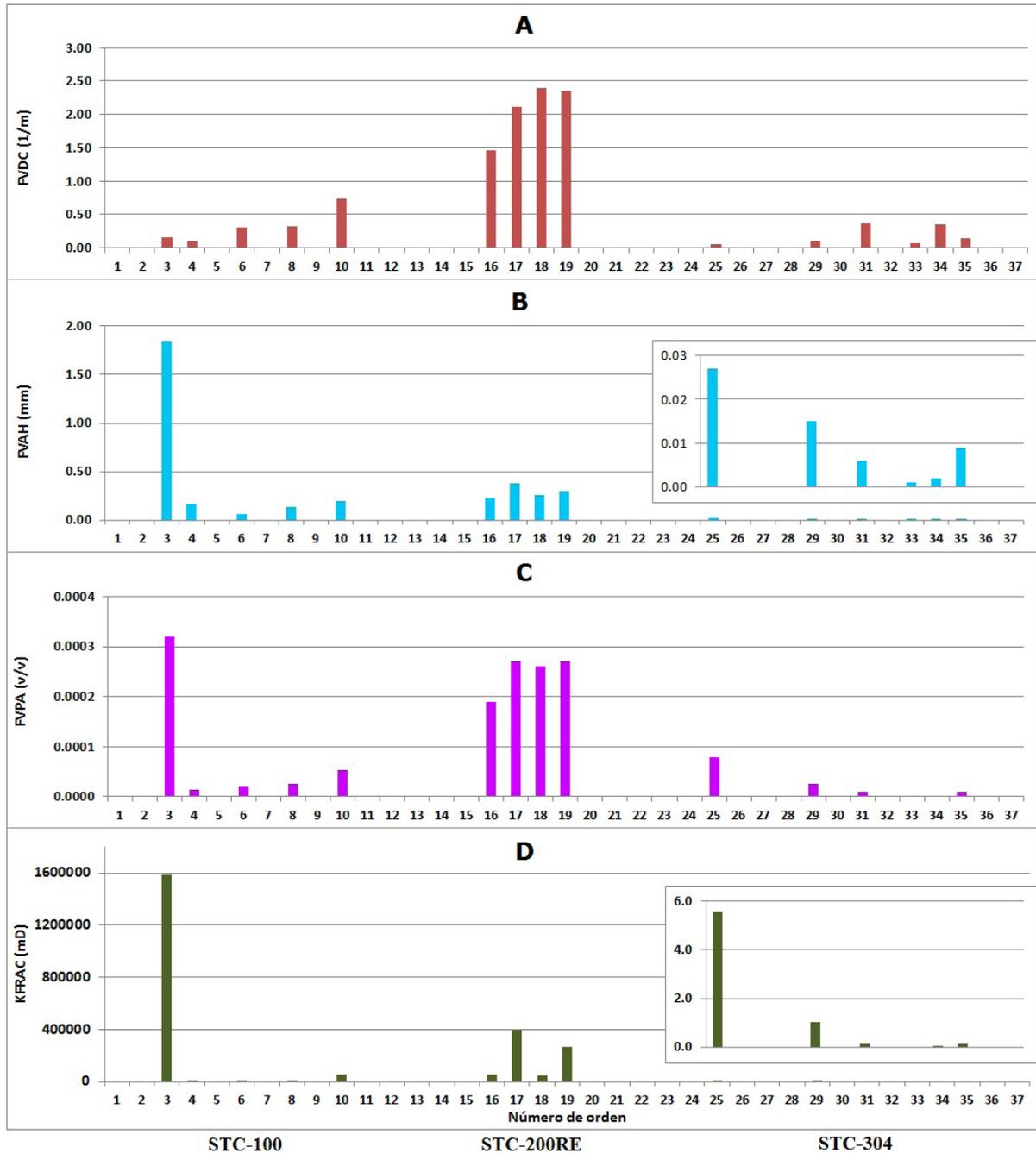


Figura 4. Resultados promedio de la interpretación de la fracturación por pozo. **A.** FVDC, densidad de fracturas. **B.** FVAH, apertura hidráulica de fracturas. **C.** FVPA, porosidad de fracturas. **D.** KFRAC, permeabilidad de fracturas.

Características texturo-estructurales del reservorio

En los registros de imágenes se ejemplifican las variaciones texturales que se presentan en el yacimiento en tres de los pozos claves de diferentes bloques, pero con la misma composición litológica.

Pozo STC-100. En este pozo, para el paquete de reservorios localizado de 3350 a 3486,2 m, puede encontrarse en la electrofacies Reservorio 1, las rocas que en el intervalo 3363-3369 m presentan textura brechosa (Figura 5A). La imagen de la electrofacies Reservorio 3 (3412,6-3486,2 m) aparece en la Figura 5B, con capas de carbonato bien definidas con textura laminar. La electrofacies Reservorio 5 presenta carbonatos de gran heterogeneidad en su textura; en la Figura 5C puede apreciarse uno de estos comportamientos. En la electrofacies Reservorio 6 se observa una zona de textura arenosa-conglomerado fino a 3785 m, producto de la fracturación intensa. También son notables los pliegues y la estratificación laminar. En el ejemplo de la Figura 5D se tiene una de las variaciones texturales.

La fracturación en los reservorios 4 y 5 mejora sus propiedades de permeabilidad al comunicar la porosidad de la matriz.

Pozo STC-303. Presenta un paquete de reservorio que se puede dividir en 5 electrofacies. En la electrofacies Reservorio 1, de 3864,1 a 3894,4 m, se presentan capas resistivas de carbonatos, representadas en la Figura 6A. La electrofacies Reservorio 2 presenta textura heterogénea, con capas brechosas, cortadas por fracturas, como aparece en la Figura 6B. La sección de la electrofacies Reservorio 3, de 3937,8 a 4087,5 m, se caracteriza por estar muy plegada, como aparece en la Figura 6C. La electrofacies Reservorio 4, de 4087,5 a 4166,7 m, se presenta como capas de carbonatos intercaladas con arcillas, mientras que en la electrofacies Reservorio 5, de 4166,7-4205,6 m, se destaca la presencia de vórgulos, como en la imagen de la Figura 6D. El patrón de echados en las capas indica una gran heterogeneidad hasta el Reservorio 3.

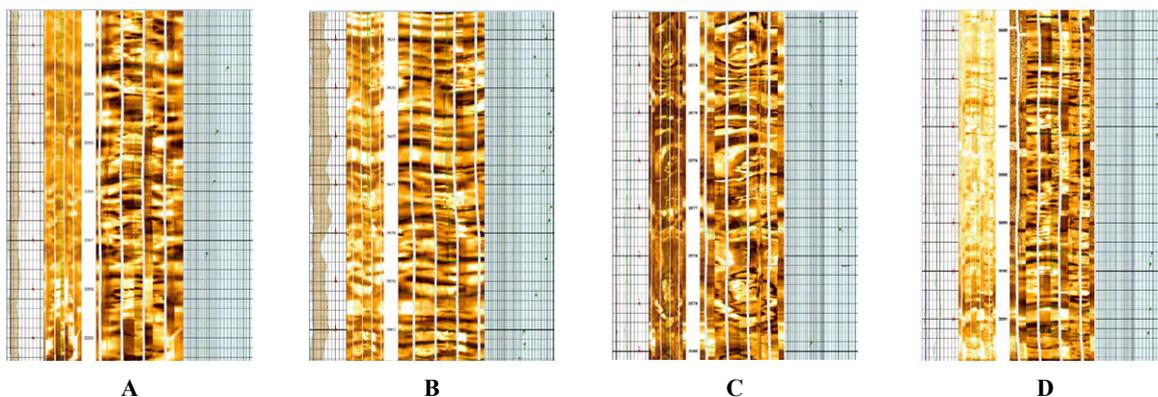


Figura 5. Textura de los carbonatos en intervalos de las electrofacies del pozo STC-100. **A.** Reservorio 1. De 3363 a 3369 m: capas de carbonatos de textura brechosa. **B.** Reservorio 3. 3473 a 3481 m: capas de carbonatos que alternan con capas muy finas de arcillas, con vórgulos y poros. **C.** Reservorio 5: zona plegada, de 3573 a 3580 m. **D.** Reservorio 6: 3785 a 3791 m: zona de textura arenosa-conglomerado fino.

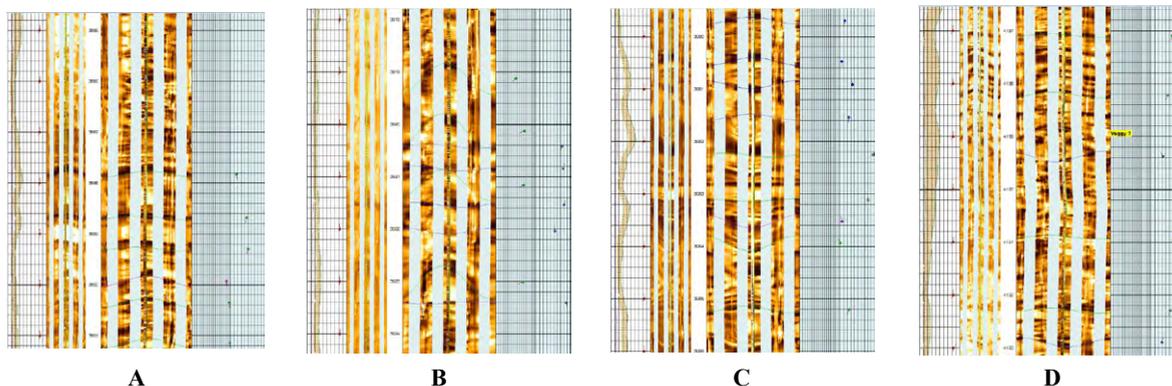


Figura 6. Textura de los carbonatos en intervalos de las electrofacies del pozo STC-303. **A.** Reservorio 1: 3885 a 3891 m: capas resistivas de carbonato con microfalla. **B.** Reservorio 2: 3918 a 3924 m, con fracturas que cortan las capas brechosas. **C.** Reservorio 3: 3979 a 3989 m: plegado con fracturas abiertas y microfalla asociadas a los pliegues. **D.** Reservorio 5: vórgulos en el intervalo de 4186 a 4194 m.

Pozo STC-200. Presenta 3 intervalos de reservorios caracterizados por una o más electrofacies con arenas arcillosas intermedias.

En la electrofacies Reservorio 1, de 3625,1 a 3679,8 m, se presentan en el tope capas masivas de carbonato sin estratificación aparente, como se muestra en la [Figura 7A](#). La electrofacies Reservorio 4, de 3866,8 a 3925,4 m, tiene diferentes texturas: capas de carbonato y arcilla laminar deformada y con mucha fracturación, presencia de pliegues sinorogénicos (*slump*), rocas resistivas y muy fracturadas. En la [Figura 7B](#) se presenta un ejemplo. En la electrofacies Reservorio 7, de 4139,9 a 4187,3 m, se alternan capas de carbonato con capas de arcilla fina, muy fracturadas hasta el brechamiento; de 4150 a 4153 m ([Figura 7C](#)) aparecen pliegues con estructuras tipo antifaz. El patrón de echados solo presenta homogeneidad en el Reservorio 2, estable en ángulos bajos.

Características geomecánicas del reservorio

En la [Figura 8](#) se muestra el registro compuesto del pozo de estudio con la división de las facies mecánicas y posible reservorio carbonatado (RC), así como en una formación arcillosa (FA) (pista 2), con los topes y las bases relacionados en la [Tabla 3](#); las 4 electrofacies reservorios ya identificadas (pista 3); algunas de las curvas empleadas para el cálculo de los parámetros geomecánicos (pista 4 a 8). Además, las pistas 9 y 10 corresponden a las propiedades elásticas (módulos y

coeficiente de Poisson) y mecánicas (resistencias), en ese orden.

Tabla 3. Topes y bases de las facies mecánicas.

Pozo	Facies mecánicas	Tope – Base (m)
STC-203	FA 1	3659,71 – 3814,21
	FA 2	3814,21 – 4041,10
	RC	4041,10 – 4540,26

De forma general, la formación reservorio muestra mayores valores de todas las propiedades elásticas y mecánicas, mientras que en la formación arcillosa son inferiores, excepto en algunos intervalos donde el porcentaje de arcilla y la porosidad total son bajas, como sucede casi al final de FA 2. En la zona FA 1, los módulos son muy bajos, al no superar nunca los 16 GPa, y con resistencias menores a 20 MPa. Este comportamiento es algo usual, pues los componentes arcillosos hacen que sean rocas algo más deformables, con menor rigidez y baja resistencia.

En la [Figura 9](#) se puede corroborar que las facies arcillosas presentan bajos valores del módulo de Young, que varían en función del volumen de arcilla y muestran una relación inversa, donde a mayor arcillosidad tiende a ser menor este módulo elástico. Sin embargo, en el caso de la facies RC, esta no exhibe una tendencia definida, muestra poca o nula dependencia entre estas variables.

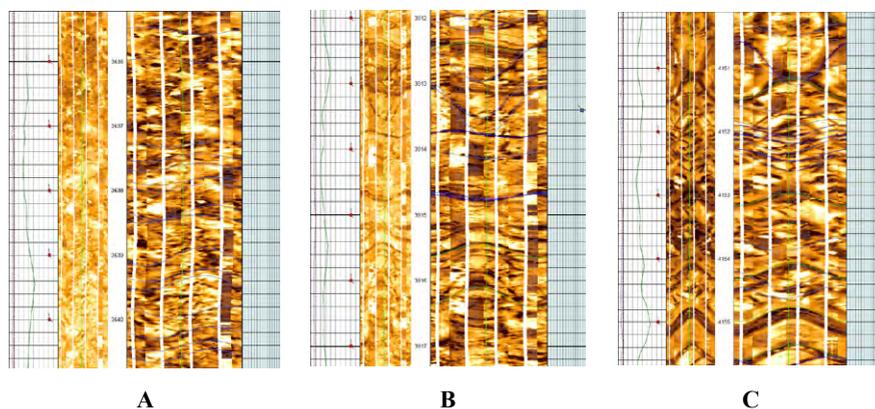


Figura 7. Textura de los carbonatos en intervalos de las electrofacies del pozo STC-200. **A.** Reservorio 1: 3636 a 3640 m, con capas masivas de carbonato con abundantes fracturas. **B.** Reservorio 4: 3911 a 3917 m. Carbonatos plegados y muy fracturados. **C.** Reservorio 7: 4150 a 4156 m con pliegues de estructura tipo antifaz.

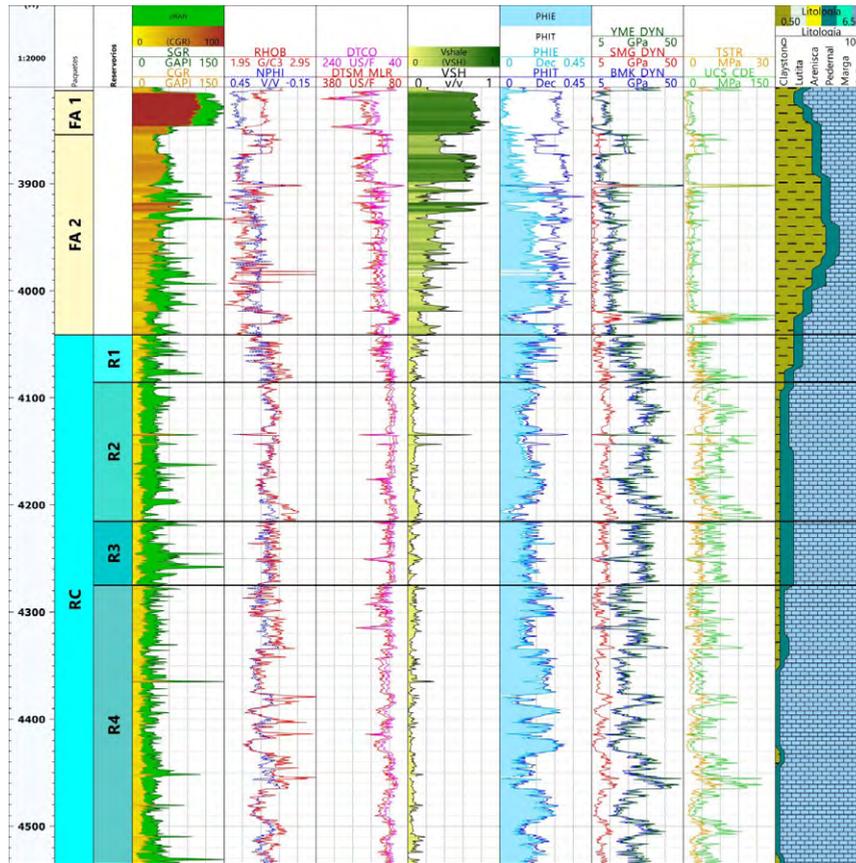


Figura 8. División de facies, registros geofísicos y propiedades elásticas y mecánicas en el pozo de estudio. Pistas del registro: 1. Profundidad por el instrumento (MD); 2. Facies mecánicas; 3. Electrofacies de reservorios. 4, 5, 6. Registros primarios de gamma total y computado (SGR y CGR), densidad, porosidad neutrónica (RHOB, NPHI) y tiempo intervalo de la onda compresional y de cizalla (DTCO, DTSM); 7 y 8. Curvas de volumen de arcilla (VSH) y porosidad total y efectiva (PHIT y PHIE); 9 y 10. Propiedades elásticas y mecánicas (YME_DYN, SMG_DYN, BMK_DYN, TSTR y UCS_CDE); 11. Litología descrita en muestras.

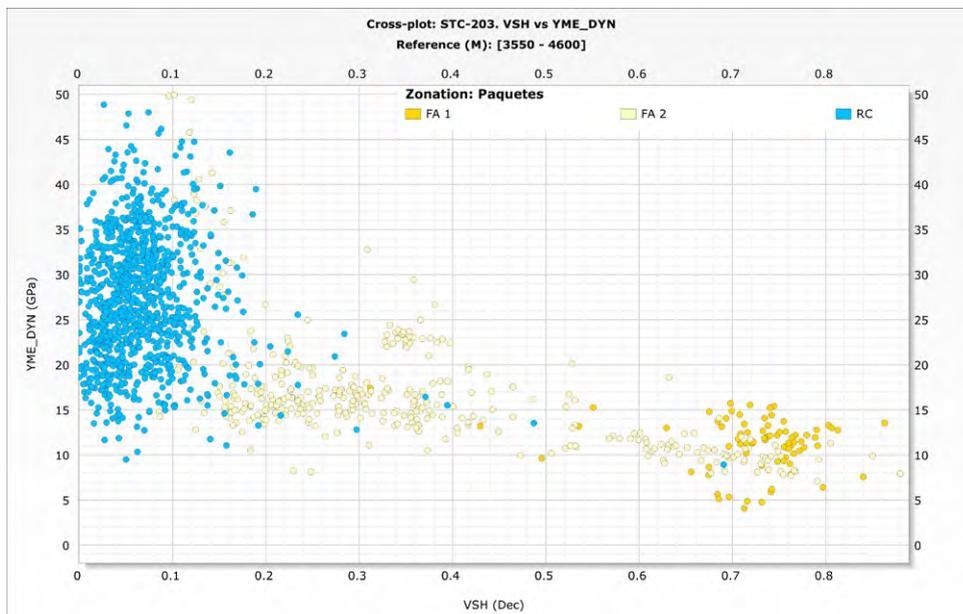


Figura 9. Gráfico de propiedades cruzadas de volumen de arcilla (VSH) vs. YME, donde se observa que, en el caso de RC, las variaciones son producto de la porosidad, y en el FA se debe a la arcilla.

Caracterización de los reservorios a partir de las propiedades geomecánicas: en la [Figura 10B](#) se muestra el histograma del módulo dinámico de Young (YME), que corresponde a la facies de reservorios carbonatados en el pozo, y presenta 3 posibles poblaciones estadísticas con algún solapamiento, lo que implica que comparten características comunes dadas por la litología; sus diferencias pudieran radicar en el grado de compactación de la roca o en la arcillosidad. Los colores presentes en el histograma sugieren una clasificación relativa, donde el color azul corresponde a valores bajos, mientras el amarillo y el verde, a módulo de Young medio y alto.

A la izquierda ([Figura 10A](#)) se identifican, en el corte por los colores mencionados, los intervalos que corresponden a cada una de las poblaciones. Se aprecia la heterogeneidad dentro de las diferentes facies reservorios, con un predominio general de las poblaciones de valores medios (amarillo) y mayores (verde), pero con presencia notable de valores menores (azul) en la parte superior de la electrofacies Reservorio 1, mientras que estos valores alternan con los medios y altos en el Reservorio 4. En este caso, las variaciones de propiedades elásticas en los reservorios están más asociadas a cambios en la porosidad total, nótese en el registro de la figura que las zonas con bajo módulo de Young (azul) presentan los mayores valores de porosidad. Esto también se puede evidenciar a través del gráfico de propiedades cruzadas (*cross-plot*) del módulo de Young vs. porosidad ([Figura 10C](#)), donde el primero decrece a medida que se reduce la porosidad, con una tendencia bien definida y buena correlación. Por otra parte, la relación con el volumen de arcilla no sigue una tendencia clara y muestra gran dispersión, por ende, la arcilla en estos reservorios no presenta una influencia significativa en el comportamiento elástico ni mecánico de la roca, debido a que el porcentaje es bastante bajo en la facies RC.

En las [Figuras 10D](#) y [10E](#), se muestra un grupo de diagramas de caja (*box plots*) para facies reservorios, los cuales corresponden a YME y UCS. Las propiedades se comportan algo similares. En el caso del Reservorio 1, los valores de YME y UCS tienden a ser algo más bajos. De acuerdo con estos gráficos, las electrofacies Reservorios 2 y 3 tienen un comportamiento parecido,

aunque en R3 el YME tiene menor rango de variación, lo que implica, desde el punto de vista geomecánico, que es un poco más homogéneo. En el caso del Reservorio 4, la variación de los datos es mayor, dado por el tamaño de los *box plots*, lo que representa un comportamiento levemente más heterogéneo con mezcla de las 3 clases definidas en el histograma.

La [Figura 11](#) muestra el gráfico de propiedades cruzadas de DT vs. YME, y en la escala de color, la porosidad total. La tendencia es que, a medida que disminuye el tiempo de tránsito de la onda P con la consecuente disminución de la porosidad, el módulo dinámico de Young aumenta, y se puede obtener una dependencia predictiva.

La [Figura 12](#) corresponde a un gráfico de propiedades cruzadas de RHOZ vs. UCS para el pozo, caracterizado por un aumento de la resistencia de la roca a medida que aumenta su densidad.

El comportamiento general del UCS es bastante similar en los cuatro reservorios, aunque en la parte baja del gráfico se aprecia un predominio de los datos correspondientes al R1 y R4, lo cual confirma que las rocas de estos reservorios son ligeramente menos resistentes.

Discusión de resultados

Uno de los aspectos que diferencia a los reservorios de los distintos pozos es que pueden presentarse en el corte de forma continua, como en el STC-203 y el STC-303, o con arenas arcillosas intercaladas, como en el STC-100 y el STC-200. A esos intervalos de sello que se intercalan se les identifica como arenas arcillosas y no como arcillas, por su ubicación en los gráficos de propiedades cruzadas NPHI/RHOZ como los de la [Figura 13](#).

La agrupación de los puntos indica que en el pozo 100 predomina la componente silíceo, sobre todo en la arena 3; y en el 200 se equilibra con componentes calcáreas y arcillosas. Los puntos de las rocas silíceas denotan su porosidad alta y baja densidad, lo cual pudiera explicarse por la presencia de gas.

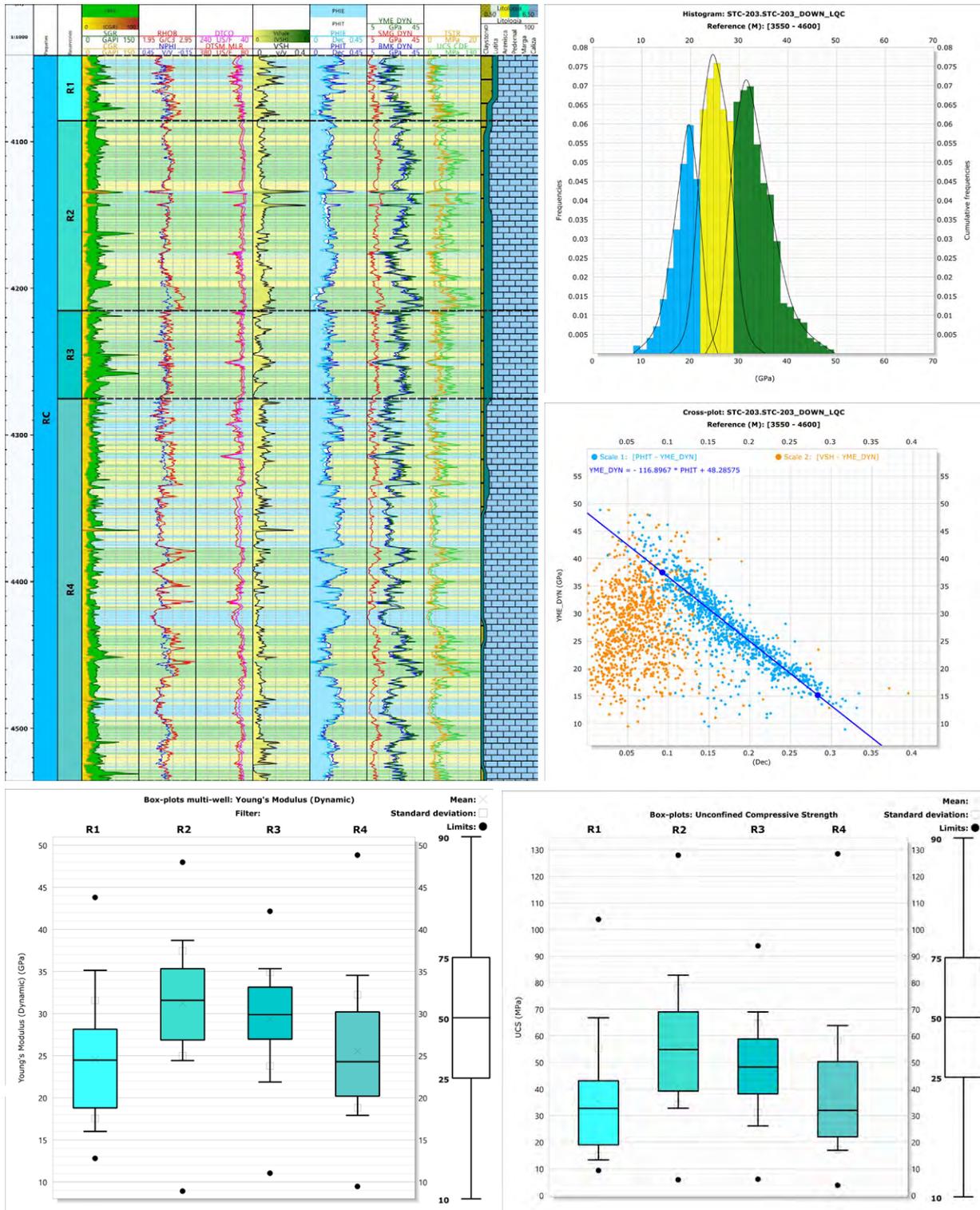


Figura 10. Histograma del módulo dinámico de Young y poblaciones identificadas para el pozo STC-203. A. Registro del pozo con intervalos por colores que corresponden a cada una de las poblaciones. B. Histograma del módulo dinámico de Young (YME), para la facies de reservorios carbonatados en el pozo. C. Gráfico de propiedades cruzadas del módulo de Young vs. porosidad. D. Diagramas de caja de YME para facies reservorios. E. Diagrama de caja de UCS para facies reservorios.

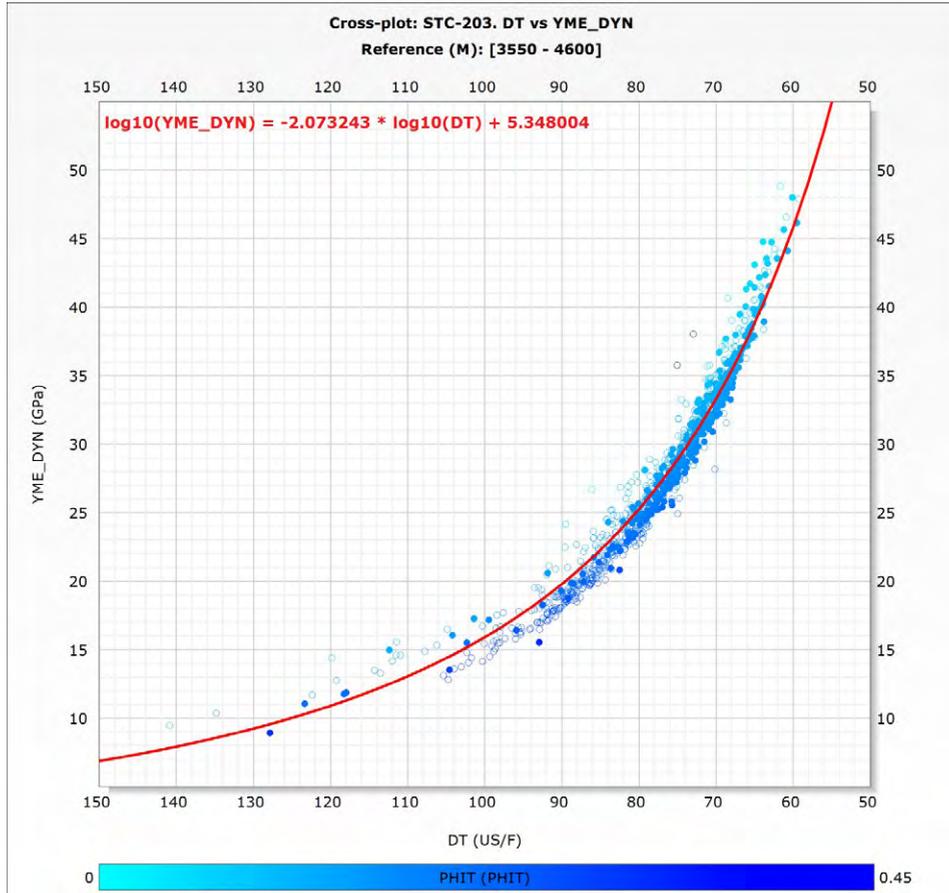


Figura 11. Gráfico de propiedades cruzadas DT vs. YME y PHIT en la escala de color. La línea roja indica la tendencia de mejor ajuste de los datos.

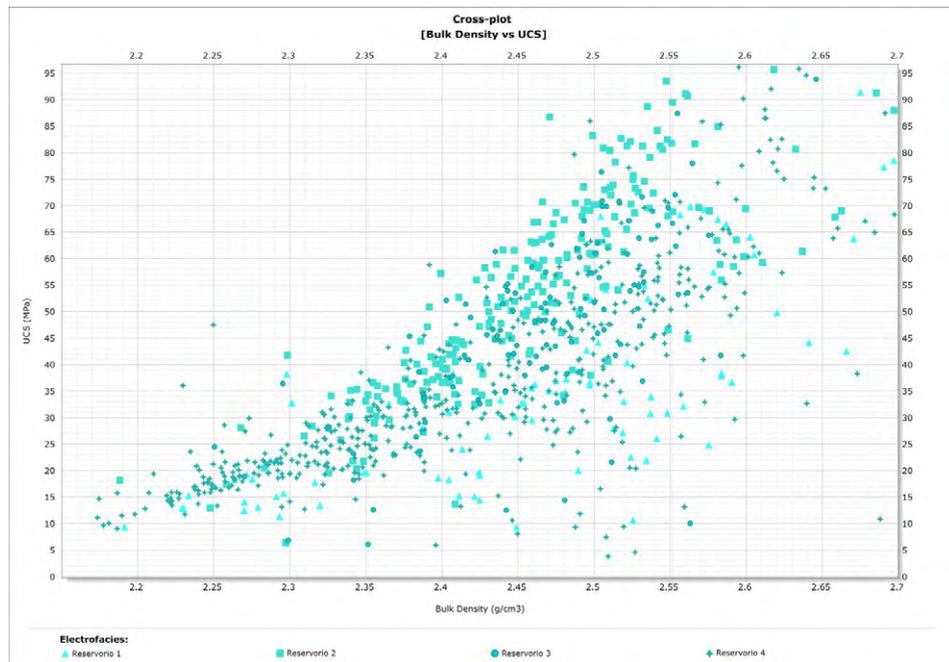


Figura 12. Gráfico de propiedades cruzadas de RHOB vs. UCS en el pozo para las facies reservorio.

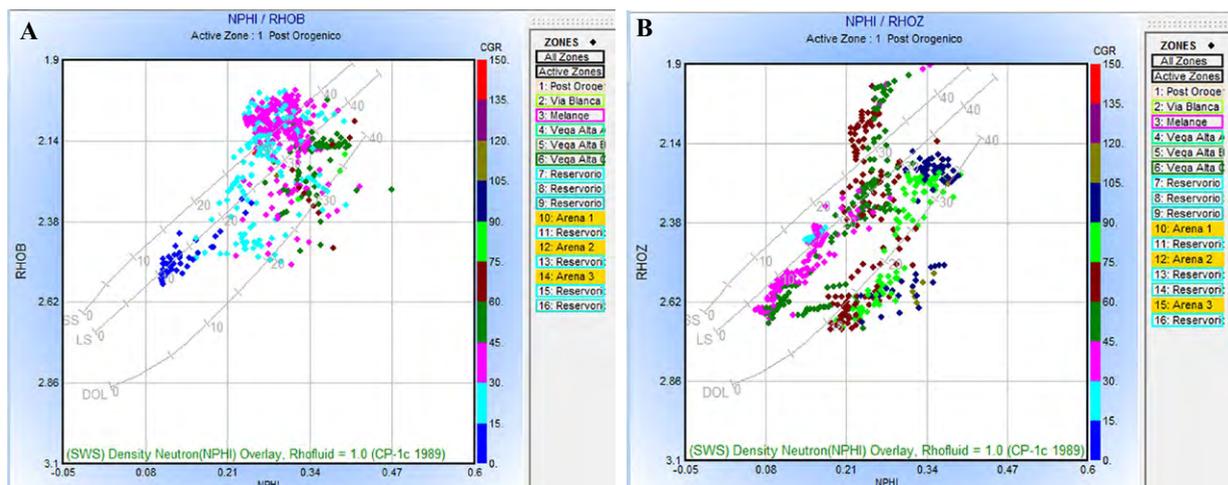


Figura 13. Gráficos de propiedades cruzadas NPHI-RHOB para los pozos, 100 (A) y 200 (B), donde se puede apreciar la posición de los puntos correspondientes a las electrofacies identificadas como arenas en la parte superior hacia la derecha.

En el pozo 203 para la zona del reservorio, en las propiedades geomecánicas, la resistencia promedio es media, según la clasificación del ISRM, y las propiedades elásticas tienden a ser un tanto heterogéneas con módulo de Young promedio que varía entre 24 y 52 GPa entre las 4 facies reservorios, lo que muestra un comportamiento elástico. Las ligeras diferencias están provocadas por variaciones en la porosidad, casi sin influencia por el volumen de arcilla. De forma general, no existen diferencias sustanciales entre las 4 electrofacies de reservorios, aunque los reservorios 1 y 4 presentan condiciones geomecánicas algo más desfavorables con valores de YME y UCS algo inferiores.

En la Figura 14 se observan capas laminares de carbonato que alternan con capas finas de arcilla en la electrofacies Reservorio 3 del pozo STC-100 en el bloque central, donde la arcillosidad es de 2,4%; la porosidad efectiva, de 15,4%; y la saturación de agua, de 6,5%. La relación del espesor efectivo con el espesor total (*net/gross*) es de 96,3%. Además, la densidad de fracturas es de 0,094/m; su apertura hidráulica, de 0,17 mm; su porosidad, de 0,001%; y su permeabilidad, de 1473 mD. Presenta un alto contenido de uranio que puede relacionarse con el contenido de materia orgánica, ya que la fracturación no es alta. En este pozo, la porosidad efectiva y el espesor neto saturado favorecen un volumen apreciable de hidrocarburos.

En la Figura 15 se presenta una sección de la electrofacies Reservorio 2 del pozo STC-200RE en el bloque este, con un volumen de arcilla de 11,2%, porosidad efectiva de 3,6%, saturación de agua de 40,1%, y *net/gross* de 43,6%. Por otra parte, tiene una densidad de fracturas de 2,114/m, con apertura hidráulica de 0,384 mm, porosidad de 0,027% y permeabilidad de 395191 mD. El contenido de uranio no es alto y puede relacionarse con la fracturación apreciable. En esta electrofacies, donde la porosidad efectiva es baja, las fracturas incrementan la permeabilidad, pero el volumen total de hidrocarburos no es alto dado el espesor neto saturado.

Al comparar los ejemplos de las Figuras 14 y 15, se aprecia que las texturas parecidas pueden tener diferentes propiedades de reservorio. En general, se observa una gran variabilidad en los reservorios de un mismo bloque, y de un bloque a otro, en cuanto a sus electrofacies y propiedades.

Aunque la evaluación geomecánica se hizo en un pozo tipo, el resultado es aplicable al yacimiento, ya que la heterogeneidad de los reservorios está originada por los cambios texturales, la influencia de la componente arcillosa, el grado de fracturación y la materia orgánica, reflejadas las dos últimas en el uranio variable de los reservorios.

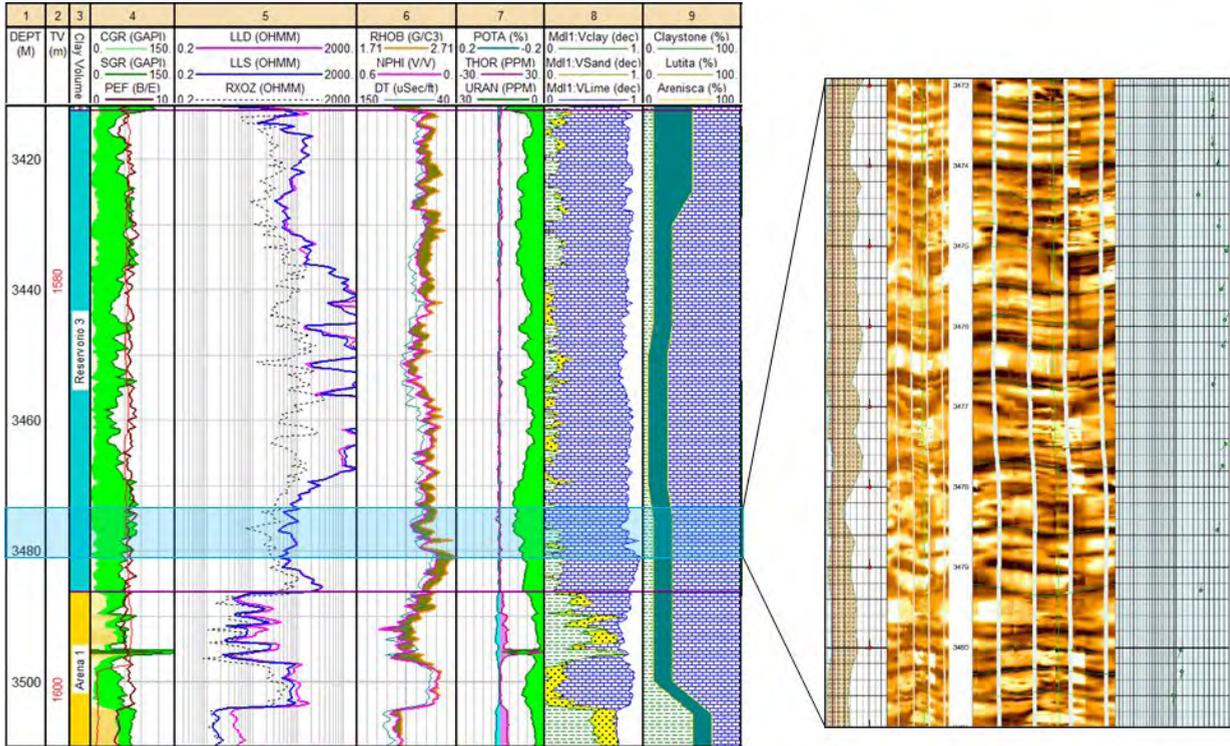


Figura 14. Capas de carbonato bien definidas con textura laminar que alternan con capas de arcillas, en la electrofacies Reservorio 3 del pozo productivo STC-100.

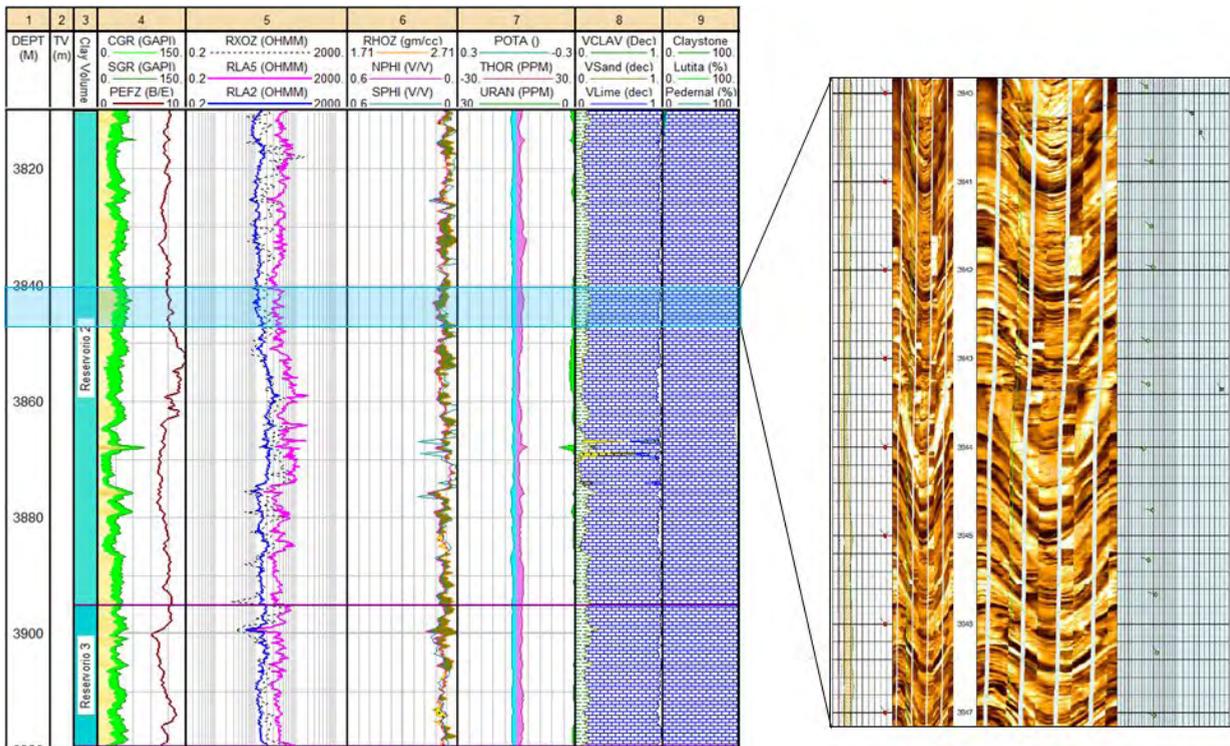


Figura 15. Capas laminares de carbonato con finas capas de arcilla intercaladas en la electrofacies Reservorio 2 del pozo productivo STC-200RE.

Conclusiones

En el yacimiento Santa Cruz, los reservorios carbonatados con algo de pedernal y bajo grado de arcillosidad son fracturados en diferente grado, donde prima la variabilidad textural, y se encuentran diversos tipos de poros. Hacia el sector más oriental, las fracturas se manifiestan con una densidad muy alta y una buena permeabilidad. En las propiedades geomecánicas del reservorio, las ligeras diferencias entre las distintas facies reservorio están provocadas por variaciones en la porosidad, casi sin influencia del volumen de arcilla.

Los carbonatos presentan diversidad textural:

- Gran heterogeneidad con estratificación en capas de diferente espesor, desde laminares hasta varios metros, algunas muy resistivas, con pliegues muy bien definidos, brechamiento grueso y fino.
- Capas que alternan con capas laminares de arcilla, o capas bien definidas con textura laminar intercaladas con finísimas capas de arcillas.
- Capas masivas sin estratificación aparente.

Las capas arcillosas con fracción arenosa-gravosa, en intervalos plégadas, marcan cambios de estructuras.

- Carbonatos con texturas comparables, donde hay producción de hidrocarburos, pueden tener diferentes propiedades de reservorio.

La porosidad en general es de tipo mixto, ya que, junto con la porosidad primaria de la matriz, se presenta la porosidad secundaria en forma de: fracturas naturales abiertas y parcialmente abiertas; fracturas que cortan capas brechosas dentro de una textura heterogénea; vugulos, que al conectarse forman fracturas vugulares; capas de carbonato y arcilla laminar deformadas con intensa fracturación.

Agradecimientos

Los autores agradecen al Centro de Investigaciones del Petróleo por proporcionar los materiales necesarios para la realización de este trabajo. También agradecen a los doctores Manuel Pardo-Echarte, Reinaldo Rojas-Consuegra y Edgar George de Armas por la exhaustiva revisión del material antes de su entrega.

Referencias

Acevedo, O.D. (2009). Determinación de la magnitud de esfuerzos *in situ*. Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México.

Álvarez, J.; Fernández, J.; Hernández, J.; Castro, O.; Otero, R.; Pérez, L.; Pérez, Y.; Rodríguez, R. (2004). Proyecto 2106. Informe final del pozo Santa Cruz 100. Archivo Técnico Ceinpet, La Habana.

Álvarez, J.; Blanco, S.; Hernández, J.; Fernández, J.; Pérez, L.; Otero, R.; Castro, O.; Brey, D.; Pérez, Y.; Rodríguez, R. (2006). Proyecto 2106. Informe final del pozo Santa Cruz 200. Archivo Técnico Ceinpet, La Habana.

Bratton, T.; Viet Canh, D.; Van Que, N; V. Duc., N.; Gillespie, P.; Hunt, D.; Li, B.; Marcinew, R.; Ray, S.; Montaron, B.; Nelson, R.; Schoderbek, D.; Sonneland, L. (2006). La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. *Oilfield Review*, 4-25.

Calderón, F.M.; Rincón, A.C. (2010). Diseño e implementación de una herramienta software de edición de registros sísmicos reales y sintéticos para la estimación de propiedades geomecánicas de las rocas. Tesis, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Castro, O.; Brey, D.; Hernández J. (2006). Main electrofacies in carbonates of the heavy crudes northern belt of Cuba, *SPWLA 47th Annual Logging Symposium*, Veracruz, México.

Castro, O. (2017). Flujo de trabajo para la evaluación petrofísica de las formaciones. En: O. Castro (ed.). *Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrólicas cubanas* (pp. 31-57). Centro Nacional de Información Geológica.

Castro-Castriñeira, O.; Moya, C. (2019). Flujo de trabajo para optimizar el uso de registros geofísicos convencionales al caracterizar reservorios carbonatados. *Geociencias UP*, 2(1), 5-14.

Crain, E.R. (1986). *The Log Analysis Handbook, Volume 1 «Quantitative Methods»*. PennWell Books.

Davis, J.C. (1986). *Statistics and Data Analysis in Geology*. 2nd ed. John Wiley & Sons, Inc.

Diéguez, D.; Hernández, R.; Ortega, Y.; Díaz, A.M.; Cabello, W.; Miquel, L.; Suárez, L.; Rodríguez, E.; Perera, C.; Pérez, L.; Blanco, S.; Carballo, K.; Pérez, O.; González, O.; Griñán, I. (2020).

- Servicio Científico Técnico: Informe final del pozo Santa Cruz 203. Archivo Técnico Ceinpet, La Habana.
- GeolOil (2014). How to calculate Petrophysicals Cutoffs. <https://www.geoloil.com/petroCutoffs.php>
- Nacer-Bey, R.; Chibah, R. (1995). II-3 Carbonate Reservoirs in Algeria. Contribution from Sonatrach, Exploration Division. *Schlumberger WEC Sonatrach* (pp II-3-1 – II-3-15). Schlumberger.
- Páez, L.R. (2007). Apuntes de Mecánica de Rocas. Universidad Autónoma de Chihuahua, México.
- Portillo, M.C. (2011). Análisis geomecánico en pozos del Yacimiento C-Inferior VLC-363, susceptibles a migración de finos. Tesis de Maestría, Universidad del Zulia, Venezuela.
- Reyes, O.; Brey, D.; Castro, O.; González, E.M.; Gines, W.; García, A.; Fernández, P.A. (2021). Definición de estructuras gasopetrolíferas en el Sector Santa Cruz de la Franja Norte Petrolera Cubana. Etapa I.2, informe parcial: Correlación sísmo-geológica, Proyecto 5501. Archivo Técnico Ceinpet, La Habana.
- Schlumberger (1991). *Principios/Aplicaciones de la interpretación de registros*. Schlumberger Educational Services.
- Valladares, S.; Castro, O.; Rodríguez, N.; González, D.; Torres, M.; Garciga, A.; Hernández, L.; Álvarez, J.; Cruz, R.; Mejías, L.; Linares, E.; Flores, A.; Blanco, S.; González, O.; García, D.; Tamayo, Y.; Rosell, Y.; Reyes, O.; Veiga, C.; Prieto, F.; (2023). Caracterización de los reservorios gasopetrolíferos de la República de Cuba. Etapa I: Reservorios carbonatados y terrígeno – carbonatados pertenecientes a las diferentes Unidades tectono-estratigráficas de los dominios Las Villas y Pinar del Río. Archivo Técnico Ceinpet, La Habana.
-
-
- Fecha de recibido: 05 de septiembre de 2023
Fecha de aceptado: 22 de marzo de 2024
-
-