

Caracterización de unidades de flujo para un yacimiento carbonatado de la Franja Norte Petrolera Cubana

Randy Ibonet Figueroa¹ y Odalys Reyes Paredes²

¹ *Ingeniero Geofísico. Centro de Investigación del Petróleo. La Habana, Cuba. Correo electrónico: randyif@ceinpet.cupet.cu.*

² *Ingeniera en Tecnologías Nucleares y Energéticas. Máster en Negocio de Petróleo y Gas. Centro de Investigación del Petróleo. La Habana, Cuba. Correo electrónico: lisset@ceinpet.cupet.cu.*

RESUMEN

El yacimiento evaluado está representado por rocas carbonatadas fracturadas presentes en estructuras cabalgadas, donde las fracturas aportan la conectividad necesaria para la producción petrolera. Actualmente el yacimiento presenta una fuerte declinación en la producción de sus pozos, por lo que se hace necesario optimizar los esquemas de explotación para extraer el máximo de los recursos existentes. Sin embargo, la evaluación petrofísica del reservorio ha sido limitada y no existe una descripción de las propiedades que afectan la movilidad de los fluidos que indiquen de manera más efectiva los intervalos de mayor calidad para el flujo de hidrocarburos. Una de las prácticas más utilizadas en la actualidad consiste en definir y caracterizar unidades de flujo hidráulicas, donde una unidad de flujo hidráulica es definida como una porción del volumen total de la roca reservorio en la cual, las propiedades geológicas que controlan el flujo de fluidos son internamente consistentes y previsiblemente diferentes de otras rocas. Con ayuda de los resultados de los informes de pozos, los resultados de la interpretación de los registros geofísicos y las estimaciones de la permeabilidad del reservorio, fue posible caracterizar el medio poroso de acuerdo con la razón

permeabilidad–porosidad, el radio de la garganta de poro y la fábrica de roca existente. Con esta información, los resultados de la caracterización geólogo petrofísica y haciendo uso de métodos gráficos, fueron definidas y caracterizadas las unidades de flujo, evidenciándose que se extienden de forma variable en el reservorio, y que la capacidad de flujo en los mismos está determinada principalmente por el grado de fracturamiento predominante. Esta investigación contribuyó al análisis de la movilidad de los fluidos en el reservorio, incrementando el conocimiento del medio poroso, y permite un mayor entendimiento del comportamiento futuro del yacimiento.

Palabras clave: unidad de flujo, permeabilidad, fractura y yacimiento carbonatado.

ABSTRACT

The evaluated reservoir is represented by fractured carbonate rocks present in folded structures, where the fractures provide the connectivity necessary for oil production. Currently the reservoir presents a strong decline in the production of its wells, so it is necessary to optimize the exploitation schemes to extract the maximum of the existing resources. However, the

petrophysical evaluation of the reservoir has been limited. There is no description of the properties that affect fluid mobility that indicate the highest quality ranges for the flow of hydrocarbons. One of the most widely used practices today is to define and characterize hydraulic flow units, where a hydraulic flow unit is defined as a portion of the total volume of the reservoir rock in which the geological properties that control the flow of fluids they are internally consistent and predictably different from other rocks. With the help of the results of the well reports, the results of geophysical logs interpretation and the estimates of the permeability of the reservoir, it was possible to characterize the porous medium according to the permeability-porosity ratio, the radius of the pore throat and the existing rock fabric. With this information, the results of the petrophysical-geologist characterization and using graphical methods, the flow units were defined and characterized, showing that they extend in a variable way in the reservoir, and that the flow capacity in them is mainly determined due to the predominant degree of fracturing. This research contributed to the analysis of the mobility of fluids in the reservoir, increasing knowledge of the porous medium, and allowing a better understanding of the future behavior of the reservoir.

Keywords: flow unit, permeability, fracture and carbonate reservoir.

RESUMO

O reservatório avaliado é representado por rochas de carbonato fraturadas presentes em estruturas estriadas, onde as fraturas fornecem a conectividade necessária para a produção de petróleo. Atualmente, o reservatório tem um forte declínio na produção de seus poços, sendo necessário otimizar os esquemas de exploração para extrair o máximo dos recursos existentes. No entanto, a avaliação petrofísica do reservatório foi limitada e não há descrição das propriedades que afetam a mobilidade dos fluidos que mais efetivamente indicam as faixas de qualidade mais altas para o fluxo de hidrocarbonetos. Uma das práticas mais usadas atual-

mente é definir e caracterizar unidades de fluxo hidráulico, onde uma unidade de fluxo hidráulico é definida como uma parte do volume total da rocha do reservatório em que as propriedades geológicas que controlam o fluxo de fluidos eles são internamente consistentes e previsivelmente diferentes de outras rochas. Com a ajuda dos resultados dos relatórios do poço, os resultados da interpretação dos registros geofísicos e das estimativas da permeabilidade do reservatório, foi possível caracterizar o meio poroso de acordo com a razão permeabilidade-porosidade, o raio da garganta do poro e a rocha existente. Com essas informações, os resultados da caracterização do geólogo petrofísico e do uso de métodos gráficos, as unidades de vazão foram definidas e caracterizadas, mostrando que elas se estendem de maneira variável no reservatório e que a capacidade de vazão nelas é determinada principalmente devido ao grau predominante de fratura. Esta pesquisa contribuiu para a análise da mobilidade de fluidos no reservatório, aumentando o conhecimento do meio poroso e permitindo uma melhor compreensão do comportamento futuro do reservatório.

Palavras chave: vazão, permeabilidade, fratura e reservatório carbonatado.

INTRODUCCIÓN

Según Ebanks *et al.* (1984), una unidad de flujo hidráulica es definida como una porción del volumen total de la roca reservorio en la cual, las propiedades geológicas que controlan el flujo de fluidos son internamente consistentes y previsiblemente diferentes de otras rocas. Según Aguilera (2004), una unidad de flujo (UF) es un intervalo continuo estratigráficamente de características similares de relación permeabilidad-porosidad (k/ϕ) del yacimiento que mantiene el marco geológico y las características del tipo de roca.

La presencia de diferentes unidades de flujo con características particulares como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, radio de la garganta poral y las capacidades de almacenaje y flujo, ayudan a los investigadores a establecer una buena caracteri-

zación del reservorio (Reyes Paredes, 2013). La caracterización del reservorio dentro de las unidades de flujo es un camino práctico en la zonación del reservorio. Para determinar la interacción roca/fluido en el yacimiento y predecir su comportamiento, es posible realizar una división del mismo en unidades de flujo. El porcentaje de flujo de hidrocarburos en el pozo está en función del tipo de poro, geometría del poro, número y localización de las unidades de flujo presentes en el pozo y la presión diferencial entre las unidades y el pozo. Las características clave de las unidades de flujo que se deben identificar son barreras (sellos al flujo), zonas rápidas (conductos) y deflectores (zonas que desaceleran el movimiento del fluido) (Saavedra Castañeda, 2010).

Los yacimientos carbonatados plantean grandes desafíos en lo que respecta a la terminación, la estimulación y la producción de los pozos, ya que los mismos suelen ser vertical y lateralmente heterogéneos con barreras de permeabilidad y fracturas naturales, y con una amplia gama de tipos de porosidad (Akbar, *et al.*, 2001). La heterogeneidad del sistema poral existente en los mismos dificulta la caracterización de las unidades de flujo.

La racional explotación de los campos petroleros y la toma de decisiones en tiempo real dependen, en lo fundamental, del grado de conocimiento que se tenga del campo. La identificación y caracterización de las unidades de flujo facilita el análisis de la movilidad de los fluidos en el reservorio, incrementando el conocimiento del medio poroso. Además, la determinación de unidades de flujo en etapas tempranas de la vida del reservorio permite un mayor entendimiento del comportamiento futuro del mismo (Ibonet Figueroa, 2018).

Son múltiples los trabajos previos relacionados con la identificación y caracterización de unidades de flujo a escala internacional entre los que destacan Álvares Pavón y Vélez Barrera (2011) y Mejía Romero (2011), los cuales ofrecen una metodología que comprende un ritmo de trabajo a seguir para la identificación y caracterización de las unidades de flujo; sin embargo, esta metodología solo es aplicada

en yacimientos clásicos. También hay que mencionar los informes de Gunter *et al.* (1997); Yildirim Akbaş (2005) y Licitra *et al.* (2012), en ellos son definidas las unidades de flujo en distintos yacimientos gasopetrolíferos con el objetivo de obtener una mejor caracterización de los reservorios y planificar su mejor aprovechamiento y explotación.

La principal referencia de los trabajos realizados en Cuba relacionados a las unidades de flujo constituye la tesis de maestría de Reyes Paredes (2013), que brinda una metodología para la caracterización de las unidades de flujo aplicada a los yacimientos carbonatados de la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC), y ofrece una solución adaptable para determinar las permeabilidades de matriz y de fractura; aunque la primera tiene la limitante de apoyarse en insuficiente información de núcleos. Además, hace una generalización, caracterizando los tipos de rocas carbonatadas de la FNPC y marca los intervalos de índice de calidad del reservorio (RQI), razón permeabilidad-porosidad (k/ϕ) y R35 de Winland que caracterizan y son indicadores de la calidad del reservorio, por lo que constituye una referencia fundamental como base para las investigaciones de ingeniería de yacimientos.

Las tesis posteriores (Mestre Zaldívar, 2015; Utria Porto, 2017) son ejemplos de aplicación de las unidades de flujo en yacimientos carbonatados cubanos, que aplican la metodología expuesta en Reyes Paredes (2013).

La metodología aplicada en la investigación se desarrolló sobre cinco pozos y dos sidetracks de un yacimiento carbonatado de la FNPC. Actualmente el yacimiento presenta una fuerte declinación en la producción de sus pozos, por lo que se hace necesario optimizar los esquemas de explotación para extraer el máximo de los recursos existentes. Sin embargo, la evaluación petrofísica del reservorio ha sido limitada y no existe una descripción de las propiedades que afectan la movilidad de los fluidos que indiquen de manera más efectiva los intervalos de mayor calidad para el flujo de hidrocarburos. Por lo que se plantea, como objetivo de la investigación, caracterizar las unidades de flujo del yacimiento. Su identificación y des-

cripción permitirá garantizar el potencial de producción esperado por cada pozo, así como la caracterización de las vías de flujo del reservorio.

El yacimiento investigado está representado por rocas carbonatadas altamente fracturadas pertenecientes al Cinturón de Cabalgamiento Norte Cubano, donde las fracturas aportan la conectividad necesaria para la producción petrolera.

MATERIALES Y MÉTODOS

Entre los materiales utilizados se encuentran: los resultados de la interpretación de los registros geofísicos, las estimaciones de la permeabilidad de matriz, fractura y total del sistema poroso y los informes de pozos a partir de los cuales se obtuvo información de la perforación y otras particularidades. La investigación se propone a partir de la interpretación conjunta del gráfico estratigráfico modificado de Lorenz (SMLP) y el perfil de flujo estratigráfico (SEP), caracterizar las unidades de flujo pertenecientes al área de estudio.

Parámetros que caracterizan al reservorio en cuanto a la movilidad de los fluidos

Para evaluar las características del reservorio de acuerdo con la movilidad de los fluidos se emplearon tres métodos descritos en la literatura internacional:

Razón permeabilidad-porosidad

La velocidad de entrega del reservorio (*reservoir delivery speed* o *reservoir process speed* - RPS) se expresa como la razón entre la permeabilidad y la porosidad total del sistema (k/ϕ) y está relacionada directamente con el radio de la garganta de poro. El término fue acuñado por Chopra *et al.* (1987) y Gunter *et al.* (1997) como un indicador relativo de la facilidad con que el fluido se mueve a través del medio poroso (**Ecuación 1**).

$$RPS = K_{sist} / \phi t \tag{1}$$

Radio de la garganta de poro

Se utilizó la ecuación de Winland R35 (Kolodzie, 1980) (**Ecuación 2**) para la determinación de los radios de garganta de poro debido a que según Reyes Paredes (2013), presenta mayor coeficiente de correlación para las rocas carbonatadas cubanas, que las ecuaciones formuladas por Pittman (1992). La **Figura 1** representa los distintos radios de poros calculados a partir de Winland R35. Este parámetro caracteriza la movilidad de los fluidos en la matriz de la roca, y se calcula a partir de la permeabilidad de la matriz (K_m) obtenida a partir de mediciones en muestras de núcleos.

$$\log \log (R35) = 0.732 + 0.588 * \log \log (K_m) - 0.864 * \log \phi \tag{2}$$

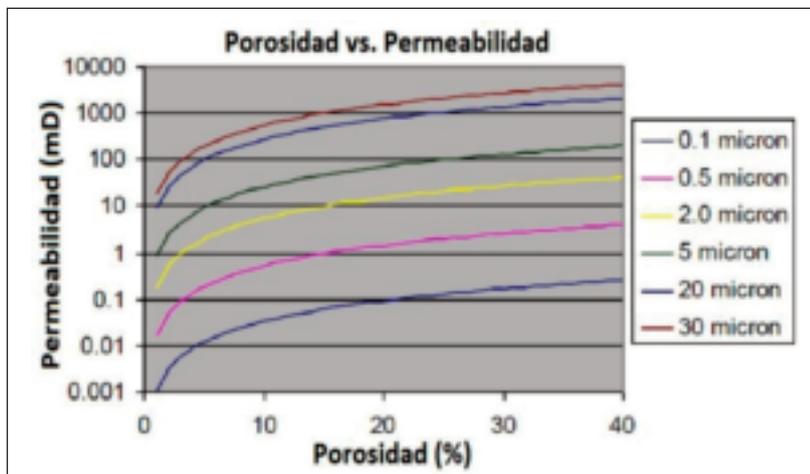


Figura 1. Líneas que representan los distintos radios de poros calculados a partir de Winland R35 en un gráfico de permeabilidad *versus* porosidad.

Fábrica de roca

Jennings y Lucia (2003), relacionan las propiedades de permeabilidad y capilaridad del espacio poroso con la porosidad interpartícula y las descripciones geológicas del tamaño y sorteo de las partículas, llamada fábrica de rocas. Se establece un modelo de permeabilidad para cada una de estas clases, donde se des-

taca que «las relaciones más cercanas a la realidad se obtienen a partir de modelos potenciales».

La Figura 2 muestra un gráfico de porosidad versus permeabilidad en coordenadas log-log para varios grupos de tamaños de partículas en rocas no vulgares uniformemente cementadas, publicado por Lucia (1995).

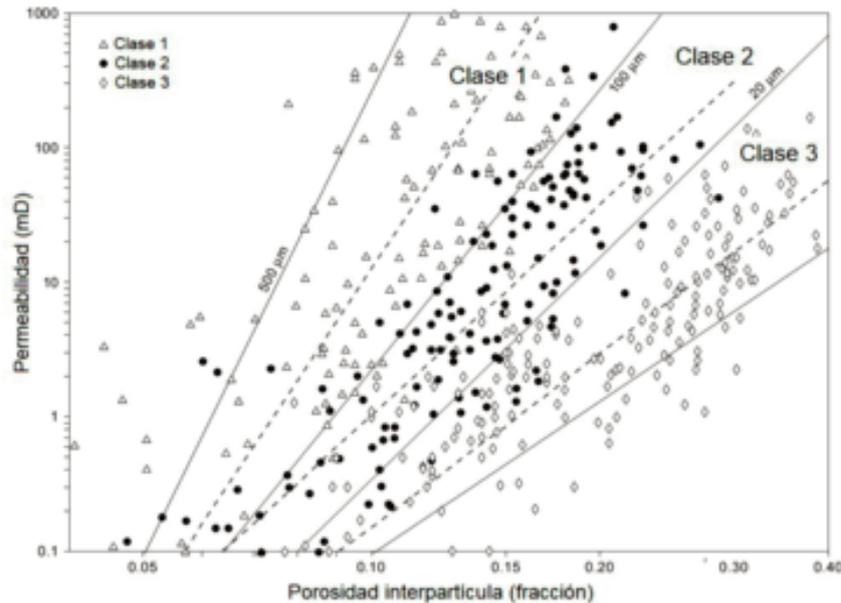


Figura 2. Relación entre la porosidad y la permeabilidad para varios grupos de tamaños de partículas en rocas no vulgares cementadas. Tomado de Lucia (1995) y traducido por el autor.

Jennings y Lucia (2003), demostraron que la saturación de agua es función de la fábrica de roca y la porosidad a una determinada altura sobre el nivel de presión capilar cero, y que puede obtenerse la fábrica de roca por registros de pozos a partir de estimaciones de la saturación de agua (**Ecuación 3**). Los valores de los coeficientes utilizados se muestran en la **Tabla 1**. Este parámetro caracteriza la movilidad de los fluidos en la matriz de la roca.

Herramientas gráficas para definir unidades de flujo
Gráfico estratigráfico de Lorenz modificado (SMLP)

Es una herramienta gráfica donde se identifican las unidades de flujo existentes en un intervalo de estudio,

basados en la variación vertical de la capacidad de flujo ($k \cdot h$) y la capacidad de almacenamiento ($\phi \cdot h$). La modificación implica una acumulación de % $k \cdot h$ y % $\phi \cdot h$ por capa, en cada pozo, de manera que se conserve la posición estratigráfica (Gunter *et al.*, 1997).

Los segmentos de línea recta definen las unidades de flujo y cada punto de inflexión y/o cambio de tendencia muestra un cambio en el comportamiento del flujo. Segmentos de líneas con pendientes mayores a 45 grados a partir de la horizontal tienen una capacidad de flujo mayor y una baja capacidad de almacenaje. Segmentos de líneas con pendientes menores a 45 grados desde la horizontal tienen una capacidad de flujo menor y una alta capacidad de

$$\lambda = \exp \frac{c_0 + d_0 \cdot \ln(\phi) + \ln(Sa)}{c_1 + d_1 \cdot \ln(\phi)} \tag{3}$$

Tabla 1. Coeficientes establecidos por Jennings y Lucia (2003), de las relaciones entre la saturación de agua, la porosidad y la fábrica de roca.

| c0 | c1 | d0 | d1 |
|-------|-------|-------|------|
| 7.163 | 3.063 | 1.883 | 0.61 |

almacenaje. Segmentos que se encuentran cerca de 45 grados representan zonas caracterizadas por capacidades de flujo y almacenamiento similar.

Definición de las unidades de flujo mediante el SMLP

Para la definición y caracterización de las unidades de flujo fue utilizado el SLMP. Para construir el SMLP se hace una gráfica cartesiana del porcentaje acumulado de (k*h) versus el porcentaje acumulado de (φ*h).

$$(kh)\%cum = k_1(h_1 - h_0) + k_2(h_2 - h_1) + \dots + k_i(h_i - h_{i-1}) / \sum k_i(h_i - h_{i-1}) \quad (4)$$

Perfil de flujo estratigráfico (SFP)

Es una herramienta gráfica integrada mediante la inclu-

La Ecuación 4, que se utiliza para obtener un valor del porcentaje acumulado de la capacidad de flujo (en fracción) es la siguiente:

Donde k es la permeabilidad del sistema (mD) y h es el espesor del intervalo estratigráfico de la muestra.

La Ecuación 5, que se aplica para obtener un valor del porcentaje acumulado de la capacidad de almacenamiento (en fracción) es la siguiente:

Donde φ es la porosidad en fracción.

$$(\phi h)\%cum = \phi_1(h_1 - h_0) + \phi_2(h_2 - h_1) + \dots + \phi_i(h_i - h_{i-1}) / \sum \phi_i(h_i - h_{i-1}) \quad (5)$$

gico, R35, relación (k/φ), capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo que varían con la profundidad (Gunter *et al.*, 1997). Mediante la construcción del perfil de flujo estratigráfico se valida la consistencia de los resultados obtenidos de las diferentes herramientas gráficas expuestas hasta el momento, como la identificación de potenciales barreras de flujo, zonas de alta velocidad de entrega, entre otras.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La **Tabla 2** muestra los resultados de la permeabilidad de matriz (Km) y la permeabilidad de fractura (Kfract) de los pozos del área de estudio, junto a la permeabilidad total del sistema. Se aprecia los bajos valores de Km entre 0.1 y 8.4 mD en contraste con los altos valores de Kfract entre 183 y 1392 mD. Esto refleja la realidad del yacimiento estudiado en el cual, la mayor parte de la movilidad de los fluidos es debido a las fracturas. La **Figura 3** ejemplifica en un registro de

sión de diferentes registros petrofísicos. Lo componen típicamente registros nucleares (rayos gamma), litoló-

imágenes de microresistividad de formación (FMI) el alto fracturamiento predominante en estos pozos.

En general, el reservorio de acuerdo con la movilidad de los fluidos, se presenta como un reservorio muy fracturado, donde la matriz con baja permeabilidad está caracterizada por bajos valores de radio de garganta de poro y fábrica de roca de la clase 3 y 4.

Interpretación de los gráficos estratigráficos de Lorenz modificado de los pozos del área de estudio

La **Figura 4** representa los SMLP de los pozos del área de estudio. El SMLP permite representar visualmente las unidades de flujo. La interpretación de las mismas se resume en la **Tabla 3**.

Las líneas horizontales indican las unidades que no permiten el flujo de fluidos a través de ellas, y se conocen como barreras; las líneas perpendiculares representan unidades a través de las cuales los fluidos fluyen con mayor facilidad.

Tabla 2. Resultados de la interpretación petrofísica

| Pozo | Manto | ϕ_e (%) | Km (mD) | Kfract (mD) | Ksist (mD) | λ (adim) | R35 (um) | k/ ϕ (mD) |
|------|---------|-----------------|------------|----------------|---------------|---------------------|-------------|-------------------|
| X-A | V1 | 14 | 1.8 | 535 | 537 | 4 | 0.34 | 3833 |
| X-B | V. Gray | 16 | 0.7 | 781 | 782 | 4 | 0.33 | 4885 |
| | V. Seb. | 18 | 3.4 | 1058 | 1062 | 4 | 0.6 | 5897 |
| | V. Blue | 12 | 0.2 | 549 | 549 | 4 | 0.19 | 4577 |
| X-C | V. Blue | 13 | 0.1 | 249 | 250 | 5 | 0.09 | 1920 |
| | V1 | 14 | 0.2 | 449 | 450 | 3 | 0.44 | 3212 |
| X-C1 | V. Blue | 11 | 0.2 | 889 | 889 | 4 | 0.15 | 8085 |
| | V1 | 12 | 1.3 | 840 | 841 | 3 | 0.48 | 7010 |
| | V2 | 15 | 8.5 | 1071 | 1079 | 2 | 1.03 | 7195 |
| X-D | V1 | 14 | 1.4 | 183 | 185 | 3 | 0.49 | 1318 |
| | V2 | 13 | 0.5 | 213 | 213 | 3 | 0.28 | 1641 |
| | V3 | 17 | 2.8 | 361 | 364 | 4 | 0.45 | 2138 |
| X-E | V. Blue | 12 | 0.7 | 1230 | 1231 | 4 | 0.24 | 10258 |
| | V1 | 12 | 0.5 | 1039 | 1040 | 3 | 0.26 | 8666 |
| | V2 | 13 | 1.3 | 1392 | 1393 | 3 | 0.38 | 10715 |
| X-E2 | V. Seb. | 15 | 2.6 | 748 | 751 | 3 | 0.45 | 5007 |
| | V. Blue | 13 | 1.1 | 406 | 407 | 3 | 0.46 | 3134 |
| | V1 | 14 | 0.8 | 458 | 459 | 3 | 0.39 | 3276 |

Análisis integrado a partir del perfil de flujo estratigráfico

Las unidades de flujo (UF) fueron identificadas y caracterizadas en los pozos del área a partir de la interpretación del gráfico estratigráfico modificado de Lorenz en conjunto con la relación K/ϕ , radio de poros por Winland, fábrica de roca, densidad de fractura y relación capacidad de flujo–capacidad de almacenamiento, que caracterizan la movilidad de los fluidos en el reservorio. En las **figuras 5, 6 y 7** se muestran el uso combinado de estas propiedades para cada uno de los pozos. Las unidades de flujo están clasificadas por colores: azul para las de mayor capacidad de flujo que de almacenamiento (zonas donde el fluido se mueve con mayor facilidad), amarillas para las de similar capacidad de flujo y de almacenamiento (zonas con un flujo medio) y marrón las de mayor capacidad de almacenamiento que de flujo (zonas que se comportan como barreras o presentan un flujo muy bajo). Se puede comprobar que no necesariamente las unidades de flujo coinciden con las electrofacies de los pozos y

en muchos casos existe más de una unidad de flujo en una electrofacie, esto es debido a la alta heterogeneidad de los yacimientos carbonatados.

La capacidad de flujo en los reservorios evaluados está determinada principalmente por el grado de fracturamiento predominante. De manera general, existe gran heterogeneidad en la capacidad de flujo de los mismos, presentando en algunos casos sectores productivos de los pozos con una menor capacidad para el flujo, debido fundamentalmente a la disminución de la densidad de fracturas.

Distribución de las unidades de flujo

Con la finalidad de mostrar el proceso completo de la caracterización de yacimientos, se construyó un modelo de propiedades tridimensional y se extrapoló las unidades de flujo del yacimiento estudiado.

Las unidades de flujo representadas en las **figuras 8, 9 y 10** están clasificadas por colores: en roja las que poseen mayor capacidad de flujo que de almacenamiento (zonas donde el fluido se mueve con

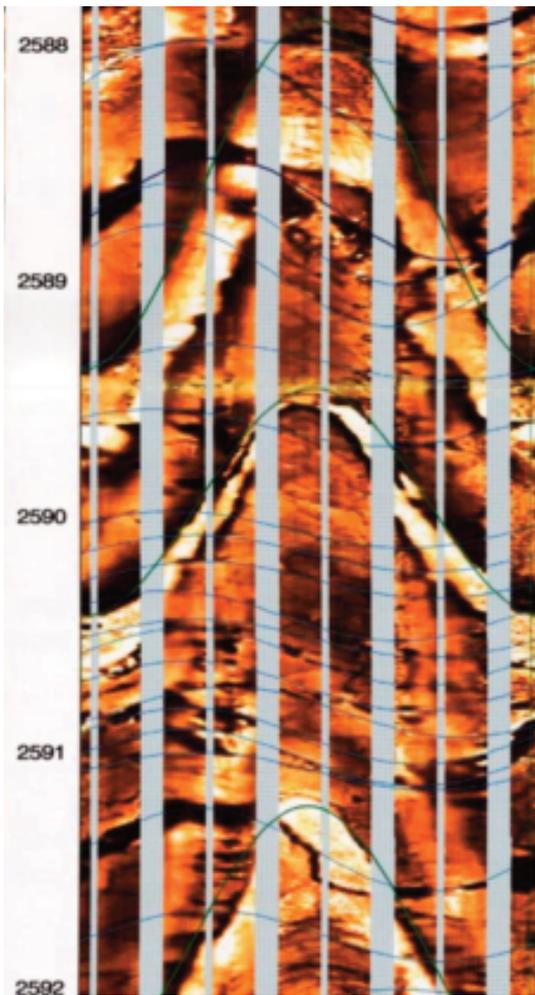


Figura 3. Intervalo del registro de imagen FMI del pozo Sb-C1. Se aprecia el alto fracturamiento predominante en el reservorio. La curva verde representa los límites de capa, las azules las fracturas abiertas y la violeta las trazas vugulares.

Tabla 3. Interpretación de los SMLP de los pozos del área de estudio.

| Pozos | Mayor capacidad de flujo que de almacenamiento | Similar capacidad de flujo y almacenamiento | Mayor capacidad de almacenamiento que de flujo |
|-------|--|---|--|
| X-A | 2 | 3 | 1 y 4 |
| X-B | 1, 3, 5 y 7 | 2 | 4 y 6 |
| X-C | 4 y 6 | 2 y 7 | 1, 3 y 5 |
| X-C1 | 2, 5, 7, 9 y 11 | 3 y 8 | 1, 4, 6, 10 y 12 |
| X-D | 4 y 6 | 1, 3, 5 y 7 | 2 |
| X-E2 | 1, 3 y 5 | 2, 7 y 9 | 4, 6, 8 y 10 |
| X-E | 2, 6, 8 y 10 | 6 | 1, 3, 5, 7, 9 y 11 |

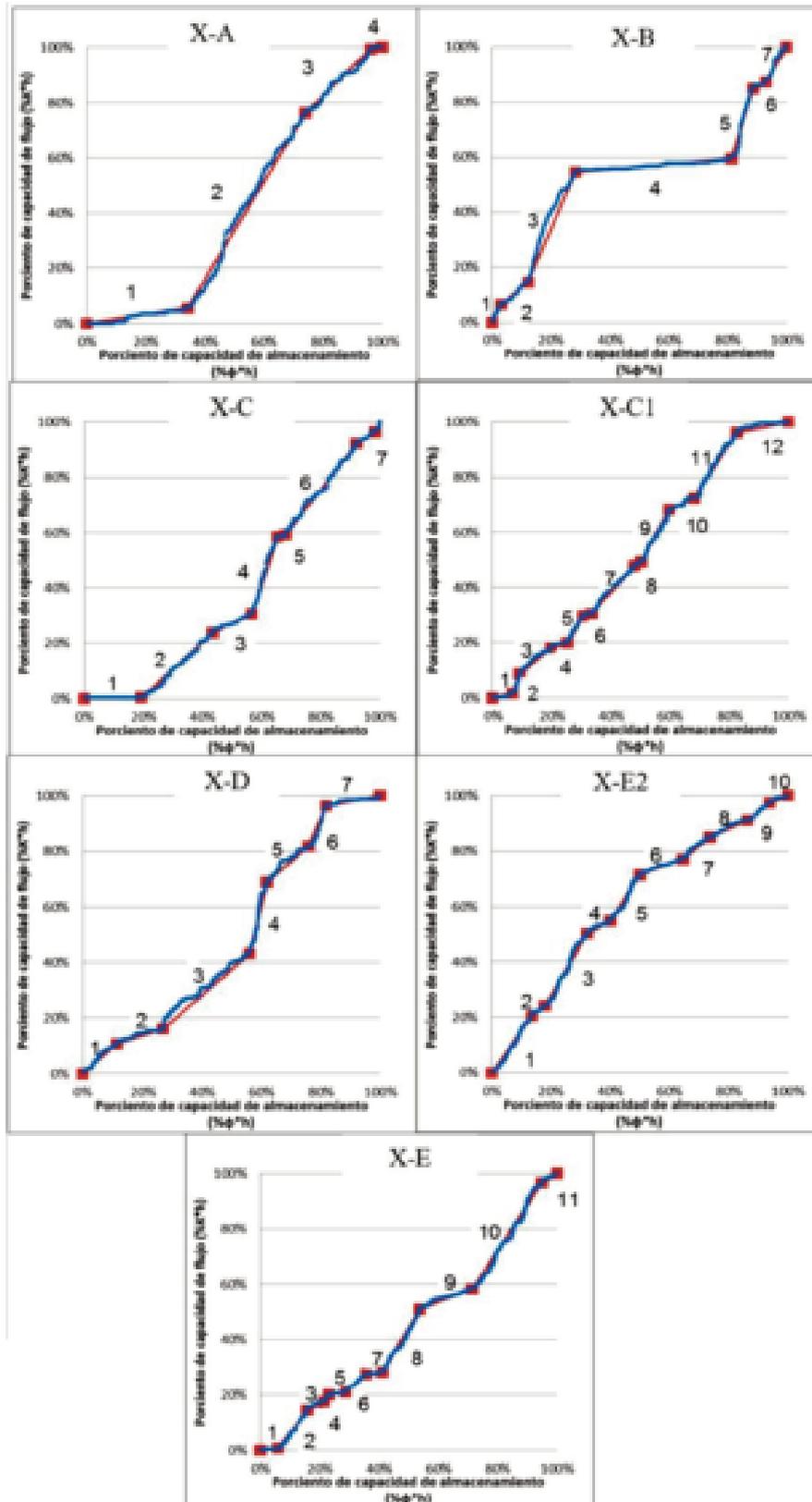


Figura 4. SMLP de los pozos X-A, X-B, X-C, X-C1, X-D, X-E2 y X-E.

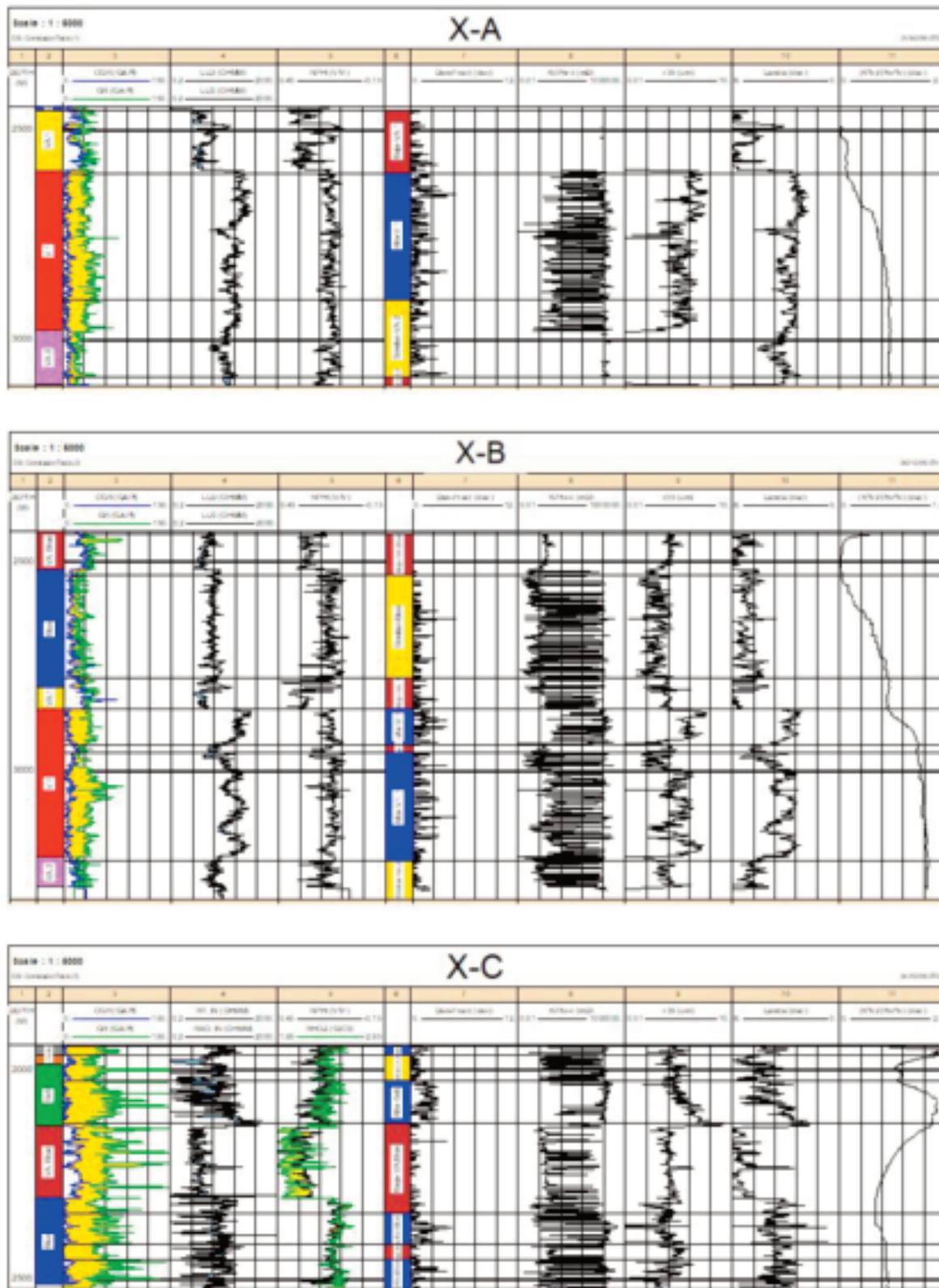


Figura 5. Identificación de las unidades de flujo en el pozo X-A, X-B y X-C. 1-Profundidad (MD), 2-Electrofacies, 3-CGR y SGR, 4-LLD y LLS, 5-RHOZ y NPHI, 6-Unidades de flujo, 7-Densidad de fractura, 8-Relación K/ϕ , 9-Radio de poros por Winland, 10-Fábrica de roca y 11-Relación capacidad de flujo–capacidad de almacenamiento.

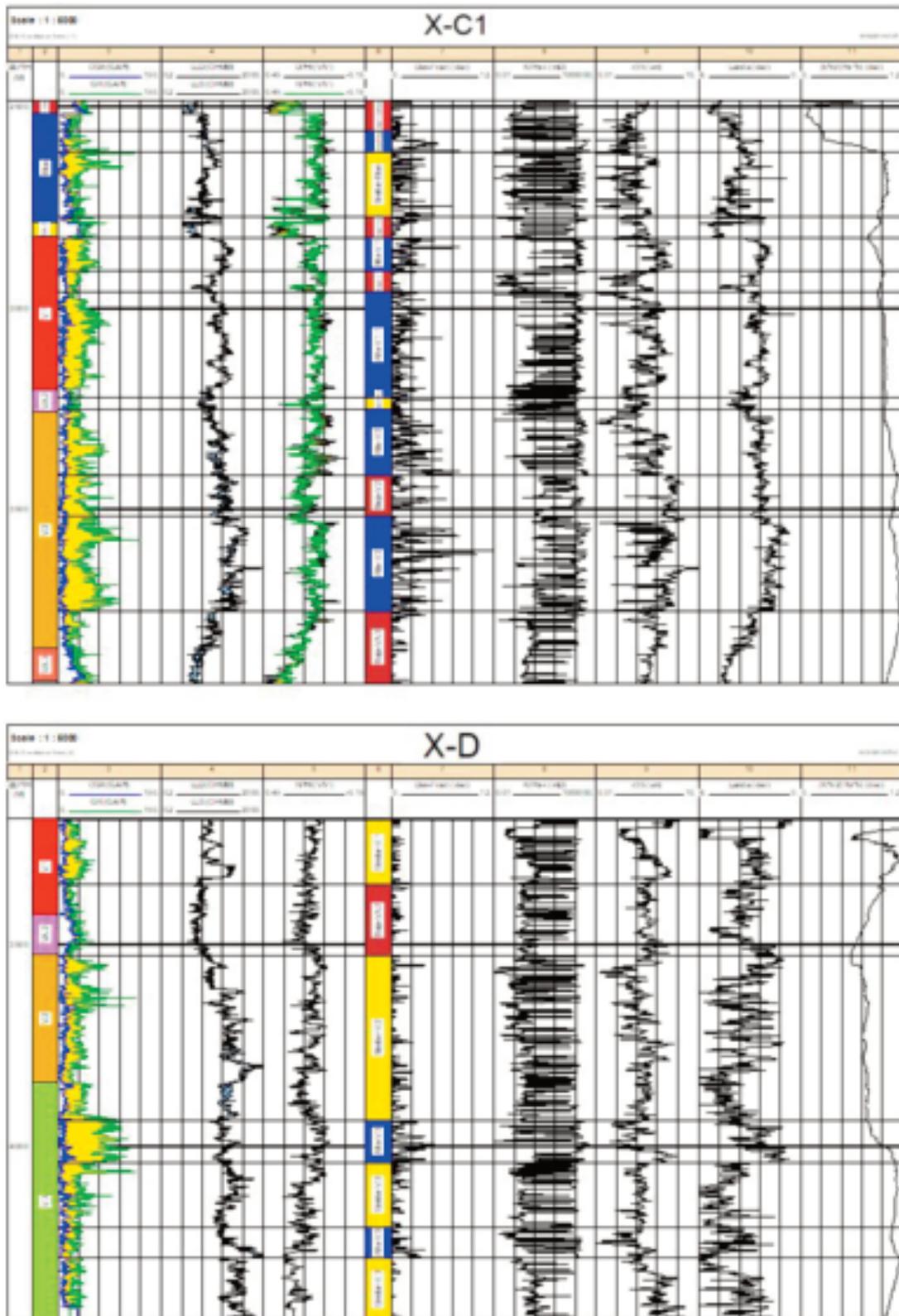


Figura 6. Identificación de las unidades de flujo en el pozo X-C1 y X-D. 1-Profundidad (MD), 2-Electrofacies, 3-CGR y SGR, 4-LLD y LLS, 5-RHOZ y NPHI, 6-Unidades de flujo, 7-Densidad de fractura, 8-Relación K/ϕ , 9-Radio de poros por Winland, 10-Fábrica de roca y 11-Relación capacidad de flujo–capacidad de almacenamiento.

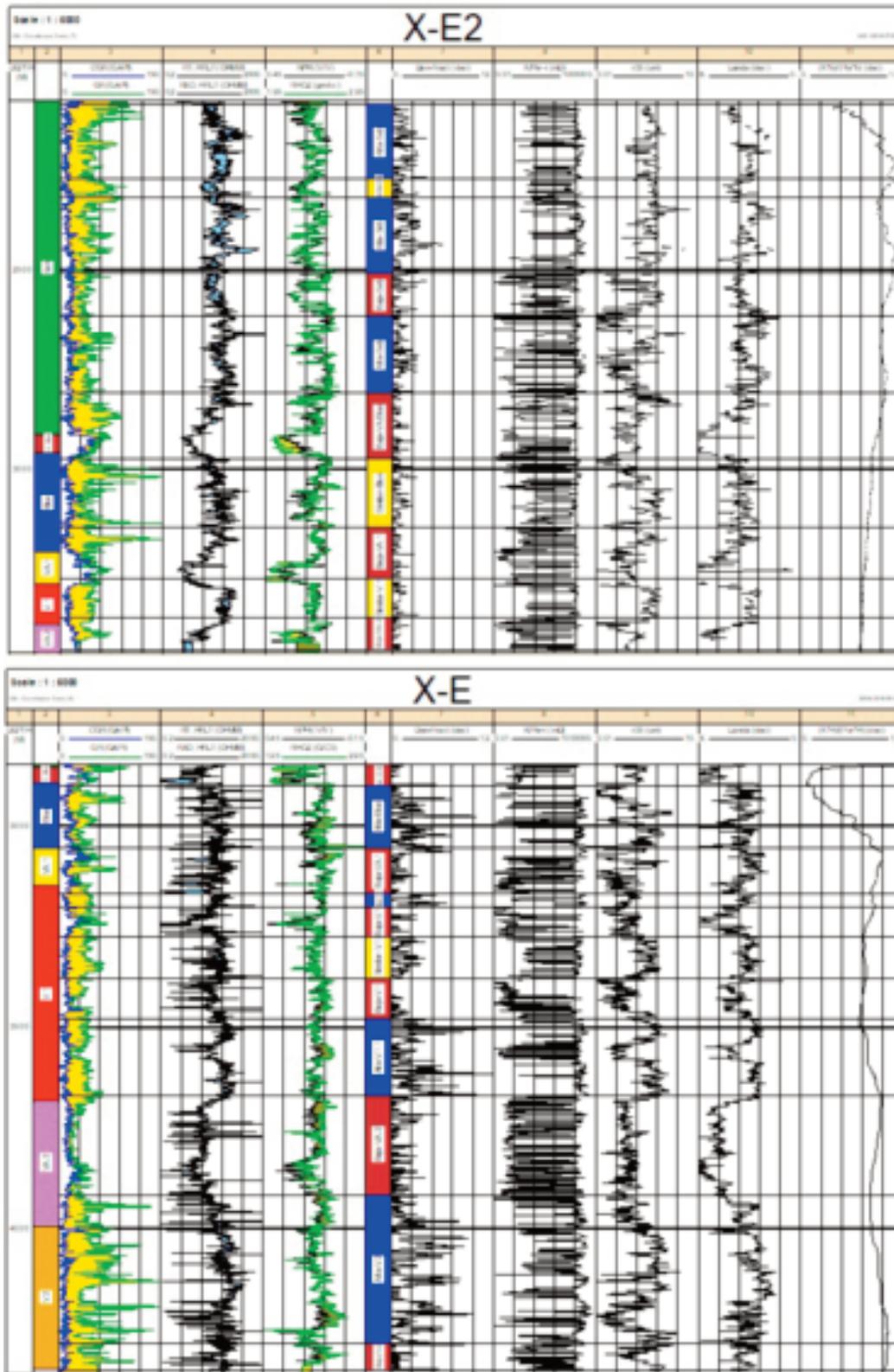


Figura 7. Identificación de las unidades de flujo en el pozo X-E2 y X-E. 1-Profundidad (MD), 2-Electrofacies, 3-CGR y SGR, 4-LLD y LLS, 5-RHOZ y NPHI, 6-Unidades de flujo, 7-Densidad de fractura, 8-Relación K/ϕ , 9-Radio de poros por Winland, 10-Fábrica de roca y 11-Relación capacidad de flujo–capacidad de almacenamiento.

mayor facilidad), en verde azulado las de similar capacidad de flujo y de almacenamiento (zonas con un flujo medio), y en morado las que presentan mayor capacidad de almacenamiento que de flujo (zonas que se comportan como barreras o presentan un flujo muy bajo).

En la **Figura 8** se aprecia que no existe una completa continuidad de las propiedades de movilidad en los mantos Veloz Blue, Veloz 1 y Veloz 2, y que

estos dos últimos poseen una mayor distribución de unidades de flujo favorables al flujo de fluidos.

La **Figura 9** muestra las unidades de flujo en el modelo construido. Una posible interpretación de estos resultados se relaciona con la posibilidad de representar las vías o canales por donde se mueve el fluido verticalmente y puede ayudar a entender el ascenso del contacto agua-petróleo y la entrada repentina de agua a pozos productores.

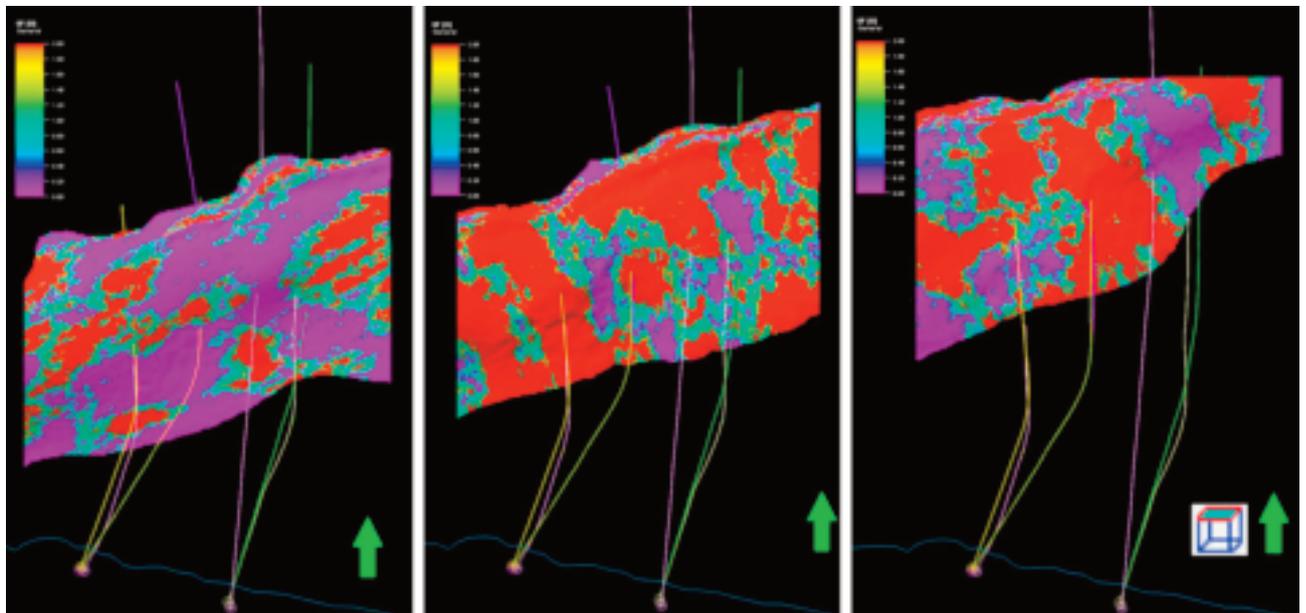


Figura 8. Unidades de flujo de los mantos Veloz Blue, Veloz 1 y Veloz 2 respectivamente. Vista (oeste-este).

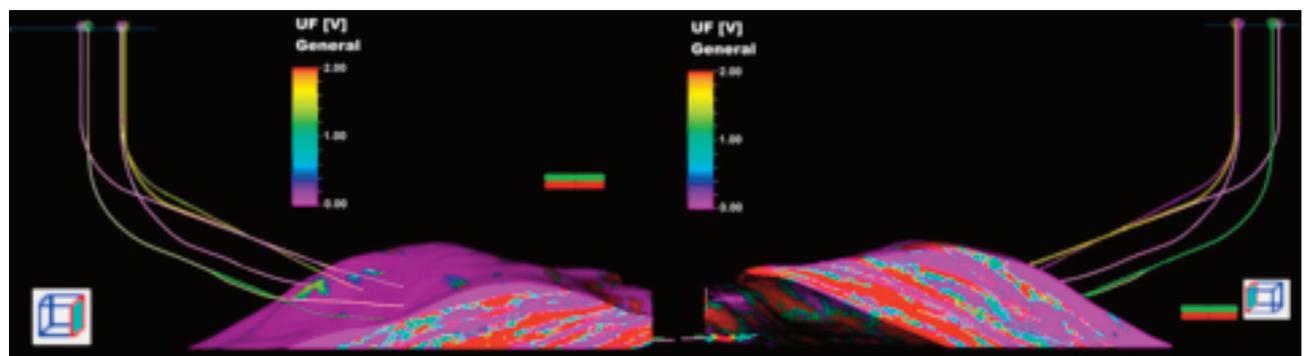


Figura 9. Representación de las unidades de flujo en el modelo construido. Vista sur-norte (izquierda) y norte-sur (derecha).

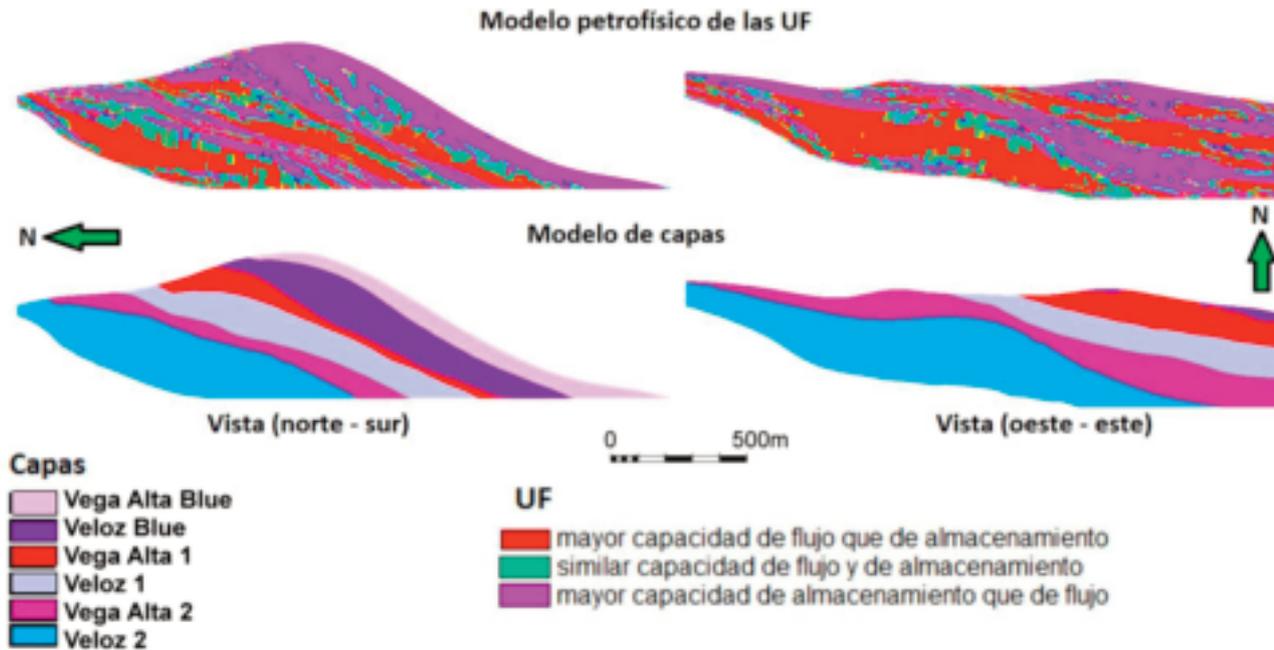


Figura 10. Comparación entre las unidades de flujo (UF) y el modelo de capas en dos cortes del modelo construido (vista norte-sur y oeste-este).

La **Figura 10** muestra la gran heterogeneidad que presentan las UF en dos cortes del modelo construido. Se comprueba, además, la no coincidencia en los reservorios de las UF con las capas modeladas. En esta figura también se aprecia una mayor distribución de UF con mayor capacidad de flujo en los mantos Veloz 1 y Veloz 2.

El conocimiento de la distribución de las unidades de flujo en el bloque de estudio permite comprender las vías o canales por los cuales ocurre el mayor desplazamiento de los fluidos, lo que es aplicable para la planificación efectiva de futuros trabajos de recuperación secundaria o terciaria.

CONCLUSIONES

De manera general, el yacimiento se presenta como un reservorio muy fracturado, donde la matriz con baja permeabilidad está caracterizada por bajos valores de radio de garganta de poro y fábrica de roca de la clase 3 y 4. La permeabilidad de matriz promedia valores entre 0.1 y 8.4 mD, mientras que la de fractura varía entre 183 y 1392 mD.

Las unidades de flujo se extienden de forma

variable en los mantos Veloz Blue, Veloz 1 y Veloz 2, y estos dos últimos poseen una mayor distribución de unidades de flujo favorables al flujo de fluidos.

La capacidad de flujo en los reservorios estudiados está determinada principalmente por el grado de fracturamiento predominante y, de manera general, existe gran heterogeneidad en la capacidad de flujo del yacimiento.

AGRADECIMIENTOS

A la doctora C. Norma Rodríguez Martínez por su dedicación, asesoría y confianza en el desarrollo de la investigación y a la maestra en ciencias Dolores Gonzáles Despaigne por su necesario apoyo e información brindada.

A los trabajadores de la Dirección de Producción y el Departamento de Petrofísica del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET) y a los pertenecientes a la U. C. T. B. de Geofísica (DIGICUPET) por el soporte técnico y profesional brindado en sus instalaciones.

A los trabajadores de la Dirección Técnica de la Empresa de Extracción de Petróleo y Gas (PETRAF S. A.) especialmente al maestro en ciencias Elinor Te-

ruel Díaz por su apoyo e impulso para desarrollar esta investigación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilera, R.**, 2004, Integration of geology, petrophysics, and reservoir engineering for characterization of carbonate reservoirs through Pickett plots, *The American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, 88(4), 433-446.
- Akbar, M., Vissaprag, B. et al.**, 2001, «Evaluación de yacimientos carbonatados», *Oilfield Review* 12(4): 20-43.
- Álvarez Pavón, S. A., Vélez Barrera, G. E.**, 2011, Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos. Colombia, Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander (UIS). Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Trabajo de diploma, 161 pp.
- Chopra, A. K., Stein, M. H.**, 1987, Development of reservoir descriptions to aid in design of EOR projects. SPE California Regional Meeting: Ventura, California, 437-449.
- Ebanks, W. J., Scheihing, M. H., Atkinson C. D.**, 1984, Flow Units for Reservoir Characterization, *The American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bulletin*, 282-289.
- Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., Miller, D. J.**, 1997, Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method, *Society Petroleum Engineers (SPE)*, 38679, 373-380.
- Ibonet Figueroa, R.**, 2018, Caracterización petrofísica e identificación de unidades de flujo en el bloque límite con Yumurí del yacimiento Seboruco: La Habana, Cuba, Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría (UTHJAE). Trabajo de diploma, 62 pp.
- Jennings, J. W., Lucia, F. J.**, 2003, Predicting permeability from well logs in carbonates with a link to geology for interwell permeability mapping. SPE Reservoir evaluation and Engineering, 215-225.
- Kolodzie, S.**, 1980, Analysis of pore throat size and use of the Waxman Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. Society of Petroleum Engineers (SPE). 55th Annual Fall Technical Conference, Paper SPE-9382(10).
- Licitra, D. T., Bravín, N. E.**, 2012, Caracterización petrofísica de la formación Lajas en el yacimiento Lajas Tight Gas, a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulicas de flujo. Área Aguada Toledo-Sierra Barrosa, cuenca Neuquina. *Petrotecnica*, 48-71.
- Lucia, F. J.**, 1995, Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization. *The American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, 79(9), 1275-1300.
- Mejía Romero, C. H.**, 2011, Metodología para el desarrollo de modelos petrofísicos aplicados a la optimización de producción de campos maduros. Colombia. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander (UIS). Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Trabajo de diploma, 321 pp.
- Mestre Zaldívar, N.**, 2015, Definición y descripción de unidades de flujo en el sector este del yacimiento Seboruco. La Habana. Cuba. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE), Facultad de Ingeniería Civil. Departamento de Geociencias. Trabajo de diploma, 69 pp.
- Pittman, E. D.**, 1992, Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived From Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone: *AAPG Bulletin*, 76(2): 191-198.
- Reyes Paredes, O.**, 2013, Metodología para la caracterización de las unidades de flujo aplicada al prospecto Habana del Este de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba: La Habana. Cuba, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE). Tesis de maestría, 80 pp.
- Saavedra Castañeda, M.A.**, 2010, «Caracterización petrofísica con determinación de unidades de flujo en el campo Escobal, Chicontepec»: México, Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL), Tesis de diploma.

Utria Porto, D., 2017, Estudio integrado del yacimiento Canasí a partir de datos geólogos-geofísicos. La Habana, Cuba. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE). Facultad de Ingeniería Civil. Departamento de Geociencias. Trabajo de diploma, 63 pp.

Middle (METU), Department of Petroleum and Natural Gas Engineering. Trabajo de maestría, 146 pp.

Yildirim Akbaş, C., 2005, Determination of flow units for carbonates reservoirs by petrophysical-based methods. Universidad Técnica del este de

Fueron recibidos
corregidos
aprobados

10-marzo-2020
14-mayo-2020
29-mayo-2020

