

DEFINICIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO EN POZOS DE UN YACIMIENTO DE LA FRANJA PETROLERA NORTE CUBANA

DEFINIÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DE UNIDADES DE FLUXO EM POÇOS DE UM RESERVATÓRIO DA FAIXA PETROLÍFERA NORTE CUBANA

Odalys REYES PAREDES, Olga M. CASTRO CASTIÑEIRA, Dania Brey DEL REY

Centro de Investigaciones del Petróleo. Churruca # 481 e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, Cuba.

Emails: odalys.reyes@ceinpet.cupet.cu; olgac@ceinpet.cupet.cu, dania@ceinpet.cupet.cu

- Introducción
- Materiales y métodos
 - Materiales
 - Métodos
 - Modelo del medio poroso
 - Modelo de triple porosidad
 - Estimación de la permeabilidad
- Unidades de flujo
- Resultados y discusión
 - Sector Occidental
 - Sector Central
 - Sector Este
- Conclusiones
- Referencias

RESUMO - Este artigo apresenta os resultados da aplicação de técnicas não convencionais para a identificação de unidades de fluxo num reservatório da Faixa Petrolífera Norte Cubana. As grandes heterogeneidades do reservatório, composto por carbonatos fraturados, dentro de uma mesma unidade geológica (Grupo Veloz), dificultam a correlação lito-estratigráfica entre horizontes produtores de petróleo. Com o objetivo de identificar e descrever as sequências relacionadas a características geológicas comuns e propriedades semelhantes, atribuíveis ao movimento de fluidos (unidades de fluxo), a caracterização dos reservatórios (da idade Tithoniano – Neocomiano) é uma solução viável para estabelecer sua continuidade lateral ou não. Estudou-se o meio poroso em 16 poços do campo, a partir de registros geofísicos de poços, para o qual foram utilizadas relações estatísticas – matemáticas obtidas em poços nucleados da Faixa Petrolífera Norte Cubana, que permitem estimar a porosidade e a permeabilidade da matriz e das fraturas ou secundárias, o raio de poros efetivo ao fluxo, o tipo de rocha e a razão de mobilidade. Esses parâmetros facilitaram a divisão do corte em unidades petrofísicas, e com a ajuda do gráfico de Lorenz Modificado, foram identificadas e caracterizadas as unidades de fluxo no reservatório. **Palavras-chave:** Unidades de fluxo, Reservatórios carbonatados, Porosidade, Permeabilidade, Meio poroso.

RESUMEN - Este artículo presenta los resultados de la aplicación de técnicas no convencionales para la identificación de unidades de flujo en un yacimiento de la Franja Petrolera Norte Cubana. Las grandes heterogeneidades del reservorio, compuesto por carbonatos fraturados, dentro de una misma unidad geológica (Grupo Veloz), dificultan la correlación litoestratigráfica entre horizontes productores de petróleo. Con el objetivo de identificar y describir las secuencias relacionadas con características geológicas comunes y propiedades similares, atribuibles al movimiento de fluidos (unidades de flujo), la caracterización de los reservorios (de edad Tithoniano – Neocomiano) es una solución viable para establecer su continuidad lateral o no. Se estudió el medio poroso en 16 pozos del yacimiento, a partir de registros geofísicos de pozos, para lo cual se utilizaron relaciones estadístico - matemáticas obtenidas en pozos nucleados de la Franja Petrolera Norte Cubana, que permiten estimar la porosidad y la permeabilidad de la matriz y de las fracturas o secundaria, el radio de poros efectivo al flujo, el tipo de roca y la razón de movilidad. Estos parámetros facilitaron la división del corte en unidades petrofísicas, y con la ayuda del gráfico de Lorenz Modificado, se identificaron y caracterizaron las unidades de flujo en el yacimiento.

Palabras clave: Unidades de Flujo, Reservorios carbonatados, Porosidad, Permeabilidad, Medio poroso.

ABSTRACT - This article presents the results of the application of unconventional techniques for identification of flow units in the northern oil belt of Cuba. The large heterogeneities of the reservoir, composed of fractured carbonates, within the same geological unit (Veloz Group), complicate the lithostratigraphic correlation between oil-producing horizons. To identify and describe the sequences related to common geological characteristic and similar properties, attributable to fluid movement (flow units), the characterization of the reservoirs (from The Tithonian – Neocomian age) is a viable solution to establish their lateral continuity of lack thereof. The study of the porous medium in 16 wells of the field was conducted using geophysical well logs, for which statistical – mathematical relationships obtained from clustered wells in the northern oil belt of Cuba. These relationships allow for the estimation of porosity and permeability of the matrix and fractures or secondary porosity, the effective pore radius for flow, rock type, and mobility ratio. These parameters facilitated the division of the core into petrophysical units, and with the help of the Modified Lorenz graph, flow units were identified and characterized within a deposit.

Keywords: Flow Units, Carbonate reservoirs, Porosity, Permeability, Porous medium.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento estudiado se encuentra en el sector marino de aguas transicionales ubicado al noroeste de la provincia de Mayabeque (Figura 1).

El modelo geológico se basa en la formación de estructuras en zonas de triangulares (zona de

compensación de la deformación en cinturones de cabalgamientos) que se componen de apilados tectónicos y cuencas frontales. Este proceso ocurrió durante toda la etapa orogénica, que va desde el Cretácico Superior hasta el Eoceno Medio.

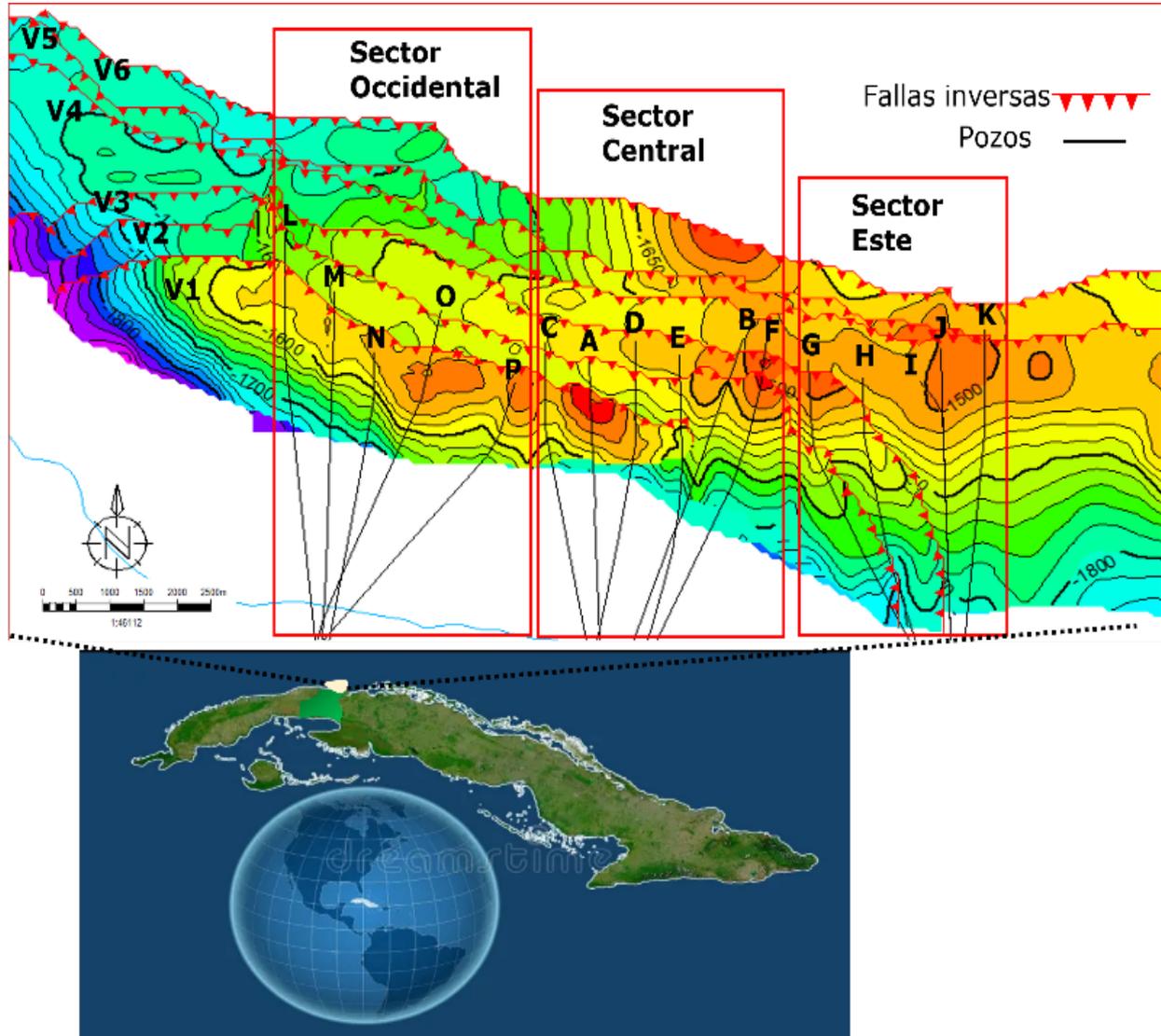


Figura 1 - Ubicación del área de estudio y mapa estructural del yacimiento.

El modelo geológico del yacimiento cubre la zona de cabalgamiento de las secuencias relacionadas con el Terreno Zaza (secuencia ofiolítica) sobre los mantos o escamas de carbonatos de Placetás e ilustra el sector de los primeros apilados tectónicos más cercanos a la costa, que es donde se desarrollan los yacimientos conocidos de la Franja Petrolera Norte Cubana (FPNC) (Figura 2).

El reservorio es considerado como una sucesión de repeticiones del Grupo Veloz (escamas) desde Veloz 1 (V1) hasta Veloz 6 (V6), separadas por intramantos de la formación Vega Alta (VA).

En los reservorios carbonatados cubanos existe una gran variabilidad de tipos de porosidad. En los mismos se observa la presencia de procesos

secundarios como fracturación, carso y porosidad vugular por disolución de la calcita, los cuales son favorecedores de la permeabilidad. Los parámetros fundamentales, porosidad y permeabilidad, ligados a las características de almacén y de flujo de la roca son las que rigen el comportamiento del medio poroso. Las relaciones existentes entre estas propiedades muestran una gran dispersión en núcleos de carbonatos de la FPNC, donde se observan valores de porosidad que varían entre 0.01 y 0.35 v/v, mientras que la permeabilidad se encuentra entre 0.01 y en algunos casos más de 100 mD. Esta dispersión impide establecer una relación directa entre dichos parámetros, dificultándose la obtención del modelo del reservorio.

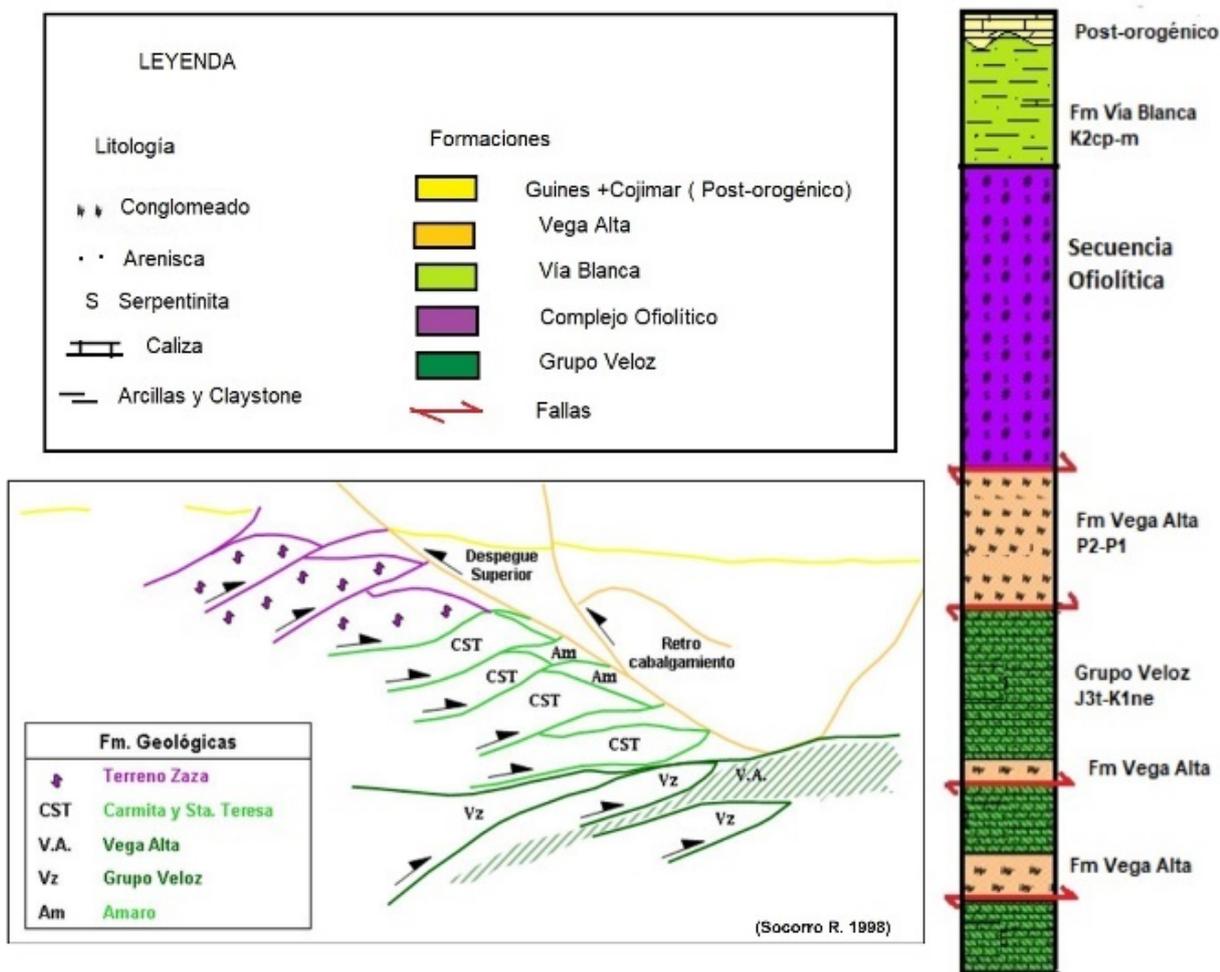


Figura 2 - Esquema tectónico de la FPNC (parte inferior izquierda) y columna lito estratigráfica del yacimiento a la derecha.

Muchos estudios clásicos han subrayado la importancia petrofísica de las fábricas de rocas en reservorios carbonatados. Desde mediados del siglo pasado se realizan los primeros intentos para relacionar la fábrica de rocas con las propiedades petrofísicas en reservorios carbonatados, donde se establecen relaciones entre la porosidad y la permeabilidad (Archie, 1952). Otros autores como Jennings y Lucia (2003) y posteriormente (Lucia, 2007) establecen una clasificación petrofísica del sistema basado en los tipos de fábrica de roca y sus propiedades petrofísicas, propiedades capilares, porosidad y permeabilidad, sin dejar de considerar que la mejor información sobre las propiedades de flujo proviene de datos de producción.

Las relaciones establecidas por Jennings y Lucia (2003), Lucia (1983, 2007) excluyen la porosidad de los vórgulos aislados de la matriz de la roca, mientras que la existencia de la triple porosidad como sistema compuesto es evaluada por Aguilera (2004).

El modelo de triple porosidad se utiliza para calcular el exponente de porosidad en reservorios que presentan vórgulos no conectados, fracturas naturales y matriz (Aguilera, 2004), lo que posi-

bilita que esta sea una posible variante para el cálculo de la porosidad de los vórgulos aislados.

Una de las grandes dificultades en estas técnicas, desarrolladas a escala de núcleos, es la pobre recuperación de núcleos fracturados, por lo que Lucia (1983), establece relaciones teóricas entre la porosidad y la permeabilidad de la matriz y de las fracturas; esta última depende de la amplitud, altura y espaciamiento de las mismas, y las compara con las relaciones porosidad – permeabilidad de las clases definidas como fábricas de rocas – petrofísicas (Figura 3).

En la FPNC, las muestras estudiadas se describen en general como carbonatos, en muchos casos con matriz arcillosa, generalmente *mudstone*, pero pueden aparecer *wackestone* / *packstone*. Los efectos diagenéticos presentes han afectado de forma favorable la estructura poral, en un mismo núcleo se encuentran diferentes sistemas porales.

Si se consideran las bases teóricas expuestas por Lucia (1983, 2007), Jennings (2003) y Aguilera (2002, 2004), en los reservorios carbonatados fracturados de la FPNC se podría entonces referir tres tipos de roca fundamentales como se describe en la tabla 1 (Reyes, 2014).

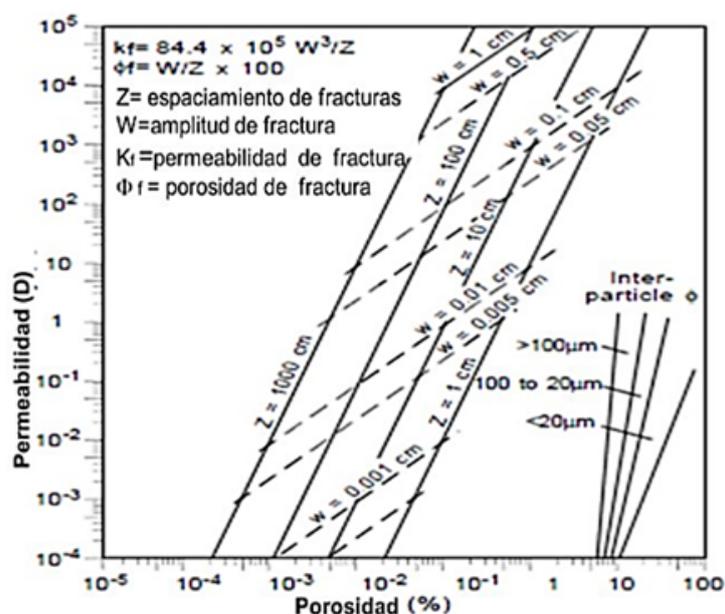
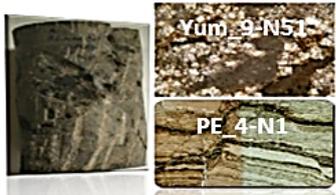
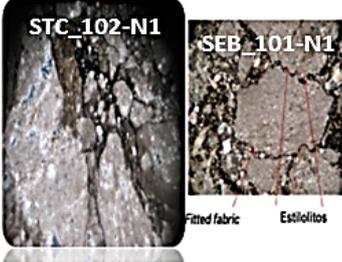
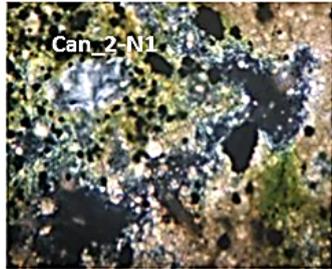


Figura 3 - Relaciones teóricas porosidad - permeabilidad de las fracturas a la izquierda, petrofísicas a la derecha. Tomado de (Lucia, 1983).

Tabla 1 - Tipos de rocas carbonatadas en la FPNC y sus características (Modificado de Reyes (2014)).

Tipo de Roca	Descripción	Propiedades petrofísicas.
<p>Tipo de roca 1</p> 	<p><i>Mudstone</i> calcáreo, donde se observan juntas de disolución con materia orgánica, vórgulos, y fracturas. Se manifiesta en sectores porosidad intercrystalina vinculada al proceso de dolomitización.</p>	<p>Se hallan abundantes meso y macroporos. Porosidades por debajo del 15 % y valores de permeabilidad en ocasiones mayores a los 100 mD.</p>
<p>Tipo de roca 2</p> 	<p>Conglobrecha texturalmente <i>rudstone</i> La roca se manifiesta brechada por abundantes estilolitos, los cuales por procesos de corrosión presentan mayor amplitud. Se observa porosidad intercrystalina en los fragmentos de la roca y la matriz. La presencia de <i>fitted fabric</i>, es la primera evidencia de los procesos de presión - disolución, esta textura desarrolla directamente estilolitos en calizas rígidas puras.</p>	<p>Gran porcentaje de microporosidad y cerca del 50 % de mesoporos. Valores de porosidad hasta cerca del 25 % y permeabilidades hasta 30 mD.</p>
<p>Tipo de roca 3</p> 	<p>Conglobrecha calcárea donde la microporosidad se hace efectiva en algunos sectores gracias a la diagénesis que amplía, por disolución, el diámetro de los poros. Sin embargo, la presencia de cemento clorítico afecta de manera negativa la calidad del reservorio, ya que el crecimiento de las escamas de clorita conjuntamente con el crecimiento de cristales de pirita, dolomita y calcita, obliteran la porosidad.</p>	<p>Predomina la microporosidad. Los valores de porosidad varían entre 9 y 30 % mientras que la permeabilidad se encuentra por debajo de los 2 mD.</p>

Varios métodos han sido propuestos para subdividir los reservorios carbonatados en zonas (litofacies, petrofacies, electrofacies, unidades de flujo hidráulicas o también llamadas unidades de flujo (UF)). Una unidad de flujo hidráulica (UFH) 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 (Ebanks et al., 1984; Ebanks, 1987).

Los datos de núcleos aportan información de la geometría de los poros y las variaciones de sus propiedades (Amaefule y Altunbay, 1993), lo cual implica la existencia de zonas separadas con similares propiedades de flujo, y que fueron llamadas unidades de flujo hidráulicas. Autores como Abbaszadeh (1995), Al-Ajmi y Holditch (2000), Rincones, Delgado, Ohen, Enwere, Guerini y Marquez (2000), Gunter, Finneran, Hartmann y Miller (1997), Martin, Solomon y Hartmann (1997), Wang, Lucia y Kerans (1996) y Aguilera (2004), emplean datos de núcleos para establecer relaciones que permitan definir las Unidades de Flujo en pozos no nucleados y de esta forma mejorar la descripción de los reservorios. En el caso objeto de estudio, en el yacimiento solo existe un núcleo, y carente de suficientes análisis petrofísicos, sin embargo, estudios realizados para núcleos carbonatados de la FPNC han permitido el uso de estas técnicas en yacimientos como Seboruco, Habana del Este y Santa Cruz (Reyes, 2013).

Una metodología diferente para la determinación de unidades de flujo, se basa en el uso del gráfico cruzado de porosidad contra resistividad conocido como gráfico de Pickett, en este caso integrado con parámetros geológicos (a partir de los tipos de roca), petrofísicos (con el uso del gráfico de Pickett) y de ingeniería de reservorios (con las propiedades atribuibles al movimiento de fluidos) según Aguilera (2002, 2004), con muy buenos resultados para reservorios carbonatados. La gran dificultad para la aplicación en Cuba, es la limitante de parámetros obtenidos en núcleos para ajustar los coeficientes propuestos por el autor para rocas carbonatadas.

El yacimiento, con 19 años de explotación, pese al estado actual de declinación y avance del agua en algunos sectores, presenta grandes incertidumbres manifiestas al perforar pozos nuevos, en áreas aparentemente drenadas, que entregan excelentes producciones de petróleo y presiones casi similares a las presiones iniciales del yacimiento.

El campo está compuesto por tres grupos fundamentales de pozos divididos según los sectores (Oeste, Centro y Este), donde al alto grado de imbricación de pliegues y escamas se suma un componente estructural adicional, que consiste en la presencia de fallas que atraviesan toda la secuencia del cabalgamiento.

Los reservorios están formados por una sucesión de carbonatos fracturados, en ocasiones separados por rocas sellantes o malos reservorios con elevado grado de fracturación, propiedades heterogéneas y con esto la respuesta física del medio variable entre pozos y en un mismo pozo, por lo que la correlación lito-estratigráfica y de electrofacies se enmascara y es difícil establecer la continuidad de estas.

Para realizar un estudio de continuidad o no de horizontes productivos, es necesario en primera instancia, la identificación de intervalos con características atribuibles al movimiento de los fluidos a escala de pozos, aspecto que se valora como el objetivo fundamental de esta investigación; otro objetivo es la caracterización de estos intervalos, de vital importancia en el manejo actual del yacimiento, al poder definir aquellos que mayor aporte tienen a la movilidad de los fluidos.

Para el desarrollo de esta investigación en el área de estudio se hará uso de un grupo de técnicas utilizadas en el ámbito internacional para caracterizar el medio poroso y definir aquellas variables con mayor aporte al movimiento de los fluidos.

Serán utilizadas relaciones estadístico-matemáticas establecidas a partir de núcleos carbonatados de la FPNC, para calcular las propiedades inherentes a las posibles unidades de flujo existentes en cada pozo y caracterizadas las mismas de acuerdo a su capacidad de flujo y de almacenaje.

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales

Se realizó la evaluación convencional de los

registros geofísicos de pozos, la secuencia de interpretación se llevó a cabo con el objetivo de

calcular propiedades petrofísicas como volumen de arcilla, las porosidades (total y efectiva), saturación de agua, espesores de reservorios y efectivos Castro (2024). 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, FMI; Inclínometría, para conocer la profundidad por la vertical (TVD); Descripciones litológicas porcentuales representadas como registros.

El análisis abarcó un total de 16 pozos en el yacimiento (Figura 1.), 6 son del sector central (A, B, C, D, E, F), 5 son del sector ubicado al este (G, H, I, J, K) y 5 del sector ubicado en la zona más occidental (L, M, N, O, P).

Métodos

Modelo del medio poroso

Para representar de manera apropiada las características petrofísicas de los yacimientos naturalmente fracturados, es necesario dividir sus propiedades en dos grupos.

El primer grupo será representado por las propiedades que están asociadas a la matriz y el segundo grupo estará representado por las propiedades vinculadas a los procesos secundarios. En base a las características de los reservorios carbonatados cubanos, los modelos petrofísicos pueden ser de doble o triple porosidad.

Teniendo en cuenta las relaciones existentes entre la porosidad y permeabilidad de los núcleos estudiados, y debido a que la permeabilidad es el parámetro que más aporta al movimiento de fluidos en el reservorio, el modelo a utilizar para la clasificación del medio poroso se fundamenta en la capacidad de flujo del mismo. El medio poroso será dividido en porosidad de baja capacidad de flujo y porosidad de alta capacidad de flujo (Figura 4).

La porosidad de matriz estará constituida por porosidad interpartícula y se excluye de la misma la porosidad de los vóculos aislados o separados, y representa a la sección del reservorio con baja capacidad de flujo. La porosidad de alta capacidad de flujo estará constituida por vóculos y/o fracturas conectadas (Reyes, 2013).



Figura 4 - Modelo del medio poroso.

Para el cálculo de la porosidad fue utilizado el modelo de triple porosidad propuesto por Aguilera (2004) y los ajustes realizados por González (2010), en carbonatos de la FPNC (ecuaciones 1-4). La porosidad de fractura se

obtuvo a partir del análisis y el procesamiento de los datos de micro imágenes eléctricas de formación, y en caso de no existir las mismas, a través de la combinación de registros de porosidad total y matricial.

Modelo de triple porosidad

$$\phi b = 0.7928 * \phi e + 0.000944 \quad (1)$$

$$\phi 2 = 0.001 * Wf * Df * Kfi \quad (2)$$

$$\phi nc = \frac{\phi e - \phi b + \phi b * \phi 2 - \phi 2}{1 - \phi b} \quad (3)$$

$$\phi m = \phi e - \phi 2 - \phi nc \quad (4)$$

Donde:

ϕb – Porosidad de bloque. (v/v)

$\phi 2$ – Porosidad de fractura. (v/v)

ϕnc - Porosidad de vgulos no conectados o aislados. (v/v)

ϕm – Porosidad de la matriz. (v/v)

ϕe – Porosidad efectiva. (v/v)

Wf - Apertura de la fractura. (mm)

Df - Frecuencia o densidad de las fracturas (fracturas x metros)

Kfi - Número de las direcciones de las fracturas principales que varía según la dirección de las fracturas. (Adimensional)

$Kfi = 1$ para subhorizontal o subvertical.

$Kfi = 2$ para ortogonal subvertical.

$Kfi = 3$ para caótico o brechado.

La porosidad de bloque se define como el espacio vacío en la matriz entre el volumen de matriz y se obtiene a partir de núcleos, los coeficientes (0.7928 y 0.000944) fueron determinados para los carbonatos fracturados de la FPNC en González (2010).

Estimación de la permeabilidad

Para el cálculo de la permeabilidad de la matriz se utilizaron los modelos propuestos por Lucia (1983, 2007), calibrados para los carbonatos de la FPNC por Reyes (2013). Estos modelos hacen uso de funciones potenciales y coeficientes dependientes del tipo de rocas. La permeabilidad de las fracturas se determinó con la ecuación 5 que depende de la dirección de

las fracturas, apertura de las fracturas y de la densidad de las mismas Crain (1990).

$$Kf = 833.10^2 * Wf * Df * KF1 \quad (5)$$

Para el caso estudiado se utiliza $KF1=3$ dada la caoticidad que presenta el corte.

Unidades de Flujo

El corte de los pozos es dividido en unidades petrofísicas, que responden al conjunto de electrofacies vinculadas al comportamiento de propiedades como el radio de poros efectivo al flujo (R35_W) según Winland (1972), la fábrica de roca (Rock_F), permeabilidad del sistema matriz-fractura (Ks) y la razón de movilidad ($K/PHIT$). Las unidades de flujo (UF) se identificaron y caracterizaron con ayuda del gráfico de Lorenz modificado (Gunter *et al.*, 1997). El Gráfico de Lorenz Modificado (MLP) (Figura 5), 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 ($k*h$) y la capacidad de almacenamiento ($\phi*h$) (SMLP).

En su modificación se grafica la capacidad de flujo acumulada versus la capacidad de almacenamiento acumulada para cada unidad de flujo hallada en el SMLP.

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 almacenaje.

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

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El corte geológico es muy heterogéneo, los carbonatos presentan diversidad textural y porosidades de tipo mixta (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; vgulos, que al conectarse forman fracturas vgulares; capas de carbonato y arcilla laminar deformadas con intensa fracturación). Entre los sectores Oeste, Central y Este, se observa una gran variabilidad en los reservorios de un mismo sector y de un sector a otro en cuanto a sus electrofacies y propiedades.

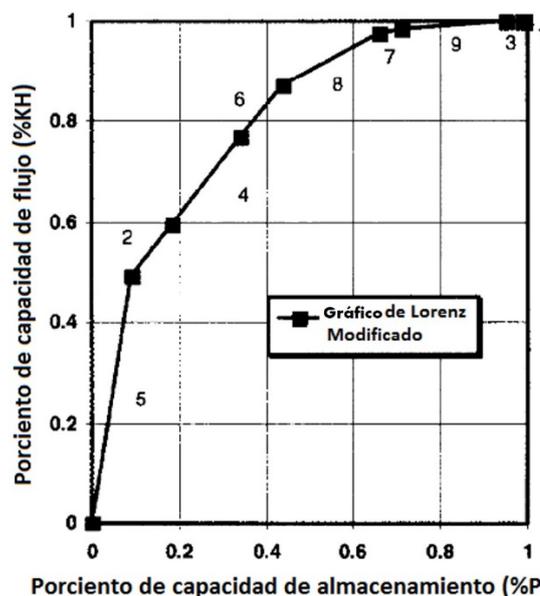


Figura 5 - Gráfico de Lorenz Modificado. Tomado de (Gunter *et al.*, 1997).

La litología de los reservorios varía en distintas proporciones en los pozos. Se resume el comportamiento de dichas propiedades para cada escama, observándose en la Figura 6 que las escamas Veloz 1 (V1) hasta Veloz 4 (V4) son las de mayor espesor efectivo, mientras que las escamas Veloz 5 (V5) y Veloz 6 (V6), interceptadas principalmente por los pozos al este del yacimiento, presentan mayores saturaciones de agua.

Las unidades de flujo se ejemplifican con un pozo en cada sector (Figuras 7, 8 y 9).

En el registro compuesto de cada pozo, se presentan las siguientes pistas de izquierda a derecha: TVDSS (profundidad vertical bajo el nivel del mar); MD (profundidad por el largo del instrumento); Escama interceptada; UF (Unidades de Flujo); Und (unidades petrofísicas); LLD (resistividad profunda), PHIT, PHIm, PHIs

(porosidades total, de matriz y secundaria); Sw (saturación de agua), DF (densidad de fracturas de existir), R35_W (R35_Winland), Rock_F (fábrica de rocas), R_mov (razón de movilidad).

Las unidades petrofísicas están clasificadas por colores (azul oscuro (1), azul claro (2), verde (3), naranja (4), rojo (5)), donde se presenta un máximo de 5 unidades a escala de pozo. Las características de estas unidades difieren entre pozos y en ocasiones dentro de un mismo pozo, rasgo característico de las elevadas heterogeneidades existentes en el corte geológico atravesado por los pozos.

El gráfico de Lorenz modificado resalta las características de las diferentes UF: se destaca en amarillo, posible barrera permeable o semipermeable; en verde, mayor capacidad de flujo; en carmelita oscuro, similar capacidad de almacenaje y flujo; carmelita claro, mayor capacidad de almacenaje.

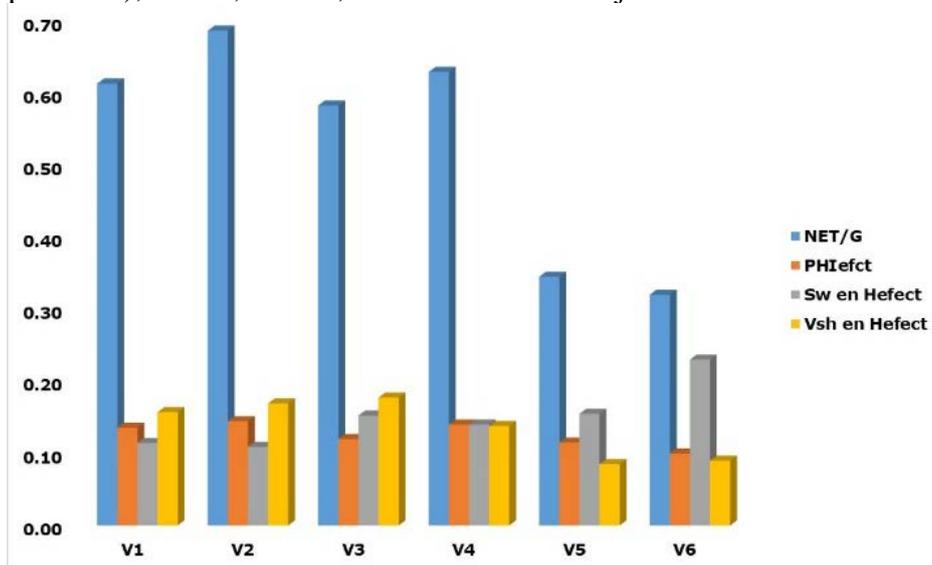


Figura 6 - Resultados promedio de las propiedades de reservorio por escamas.

Sector Occidental

Representado por el pozo P (Figura 7), se nota la existencia de tres Unidades de Flujo caracterizadas de acuerdo a su comportamiento en el gráfico de Lorenz Modificado.

Existe una barrera permeable coincidente con una secuencia de Vega Alta (VA) intramanto de cerca de 20 m por el largo del instrumento (MD), y menos de 2 m por la vertical (TVDSS). Se destaca la UF 2 con mayor capacidad de flujo, atribuible al incremento del radio de poros (mayores

a 0.5 micras) y la razón de movilidad. La UF 1 con menor razón de movilidad, donde existe un intervalo con similar capacidad de flujo y almacenaje y otro característico de almacén. La UF 3, interceptada en dos escamas se divide por una posible barrera semipermeable, de muy poco espesor vertical con la presencia de escasa porosidad secundaria, disminuyendo en la Und 6 la razón de movilidad al predominar un corte microporoso aunque no dejan de existir radios de poros superiores a 0.5 micras.

Pozo P

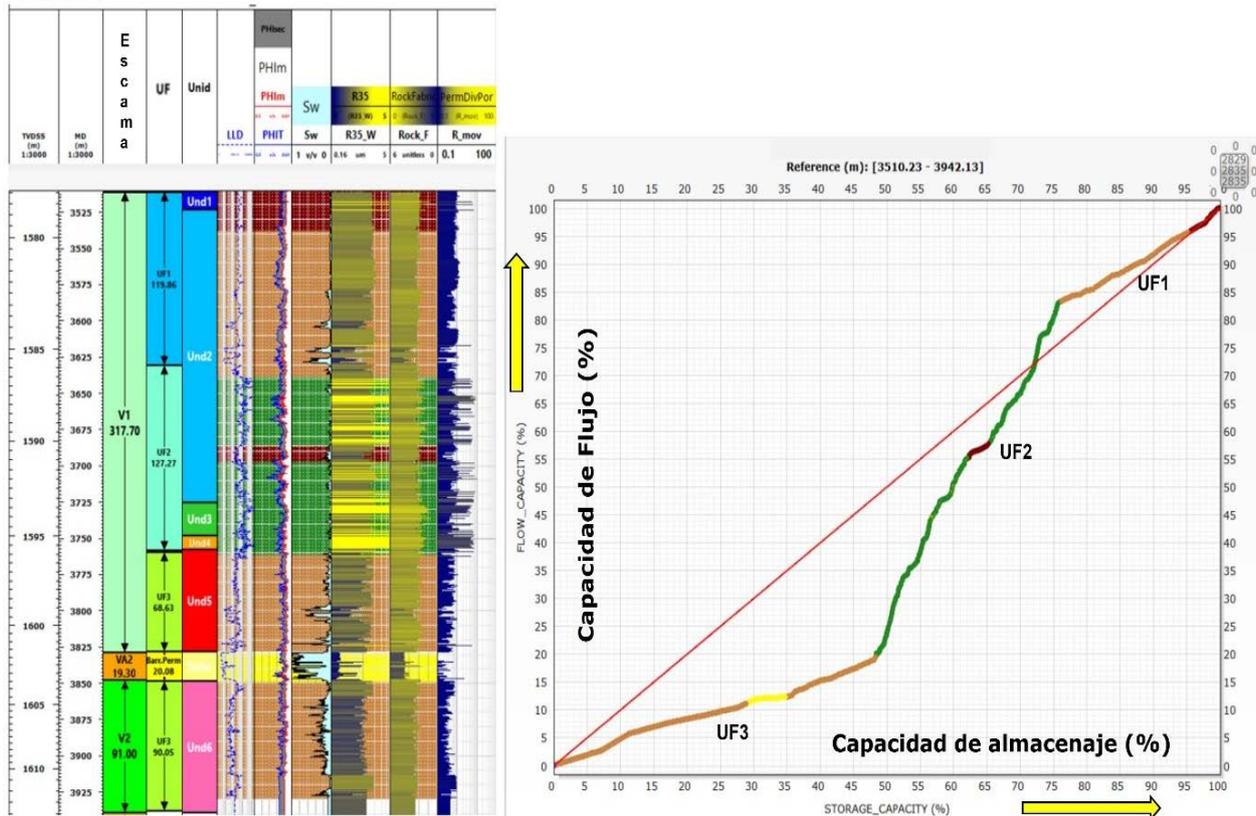


Figura 7 - Gráfico compuesto del pozo P a la izquierda. A la derecha gráfico de Lorenz Modificado.

Sector Central

En la Figura 8, pozo C, se pudo confirmar tres UF separadas entre sí por barreras permeables coincidentes con intramantos de VA con variable espesor, de ellos la aparente barrera permeable asociada a VA3 con cerca de 76 mMD y 6 mTVDSS es la mayor, sin embargo, la presencia de porosidad secundaria en el tramo (quizás fracturas por su cercanía a una zona de falla) hacen que disminuya su capacidad sellante.

La UF 1 con similar capacidad de flujo y almacenaje, radios de poros mayores a 0.5 micras y alta movilidad; con un núcleo en su base con fuerte impregnación de petróleo y mayor permeabilidad vertical que horizontal. La UF 2, en la que se intercalan las zonas con alta capacidad de flujo y similar capacidad de flujo y almacenaje, radios de

poros superiores a 0.5 micras y alta movilidad.

El intramanto VA3 como barrera permeable separa a la UF 3 de las superiores; en este intervalo se encuentra el núcleo 2 con bajas permeabilidades, aunque se reporta impregnado de petróleo. La UF 3 con buenas propiedades de flujo, está representada por 3 unidades petrofísicas, con propiedades inherentes al flujo variables en el que predomina la similar capacidad de flujo y de almacenaje.

En el registro de imágenes del pozo C, perteneciente a la escama V3, se describe la existencia de una gran densidad de fracturas conductivas en el intervalo 3960-4115 mMD, y se interpretan de 2 a 5 f/m. En este intervalo también existe un núcleo (N3) donde se reportan vórgulos, y la permeabilidad horizontal alcanza valores de 135.1 mD, destacándose una alta capacidad de flujo.

Pozo C

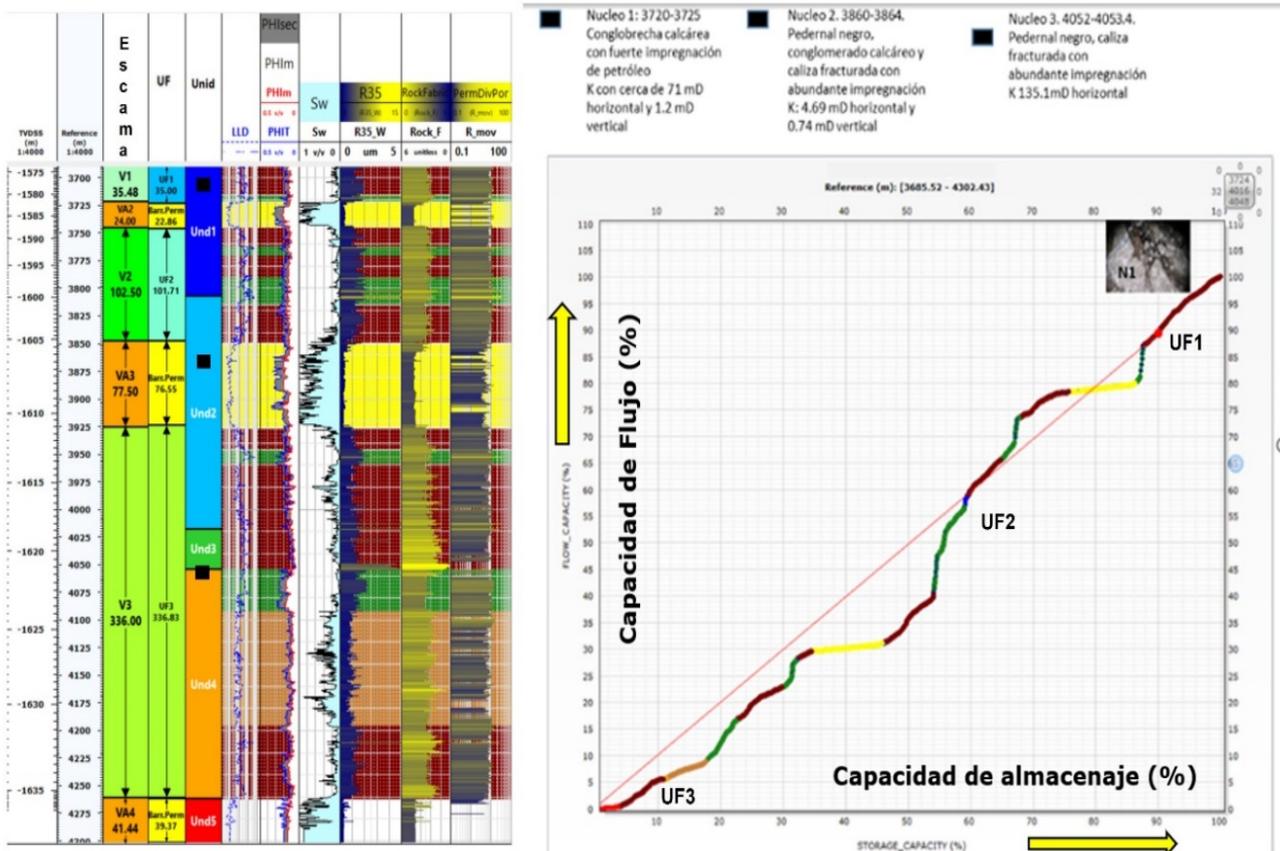


Figura 8 - Gráfico compuesto del pozo C a la izquierda. A la derecha gráfico de Lorenz Modificado.

Sector Este

El pozo J (Figura 9) tiene tres UF separadas por intramantos de VA como posibles barreras permeables con menos de 4 m TVDSS. La UF 1 con intercalaciones de intervalos con mayor capacidad de flujo, similar capacidad de flujo y de almacenaje y pequeñas zonas con mayor capacidad de flujo; la razón de movilidad aumenta en secciones fracturadas aun cuando los radios de poros sean inferiores o similares a 0.5 micras.

La UF 2 disminuye sus propiedades de entrega al predominar en ella las rocas con más capacidad de almacenaje que de flujo, incrementándose solo en un intervalo con mayor capacidad de flujo donde aumenta la densidad de fracturas. La UF 3 muy heterogénea, acrecienta la movilidad hacia zonas más fracturadas. El pozo presenta un CAP por debajo de 1595 mTVDSS por lo que la UF 3 aun en intervalos con elevada capacidad de flujo, estaría saturada de agua.

La correlación entre UF se realizó por sectores, al existir diferencias estructurales marcadas entre los mismos, como por ejemplo la existencia de las escamas V1-V3 solo en el sector central y occidental del yacimiento, mientras que al este

solo se atraviesan las escamas V4-V6.

Otro factor importante es un corredor de fracturas casi verticales en la región central que impide establecer la continuidad lateral entre sectores.

Para el sector occidental (Figura 10) las tres UF interceptadas, presentan un espesor variable y un comportamiento heterogéneo, predominando fábrica de rocas (Tipo 2-3) con una gran heterogeneidad textural (Castro, 2024), donde hay predominio de microporosidad, aunque pueden existir aisladamente meso y macroporos.

La UF 1 disminuye su calidad hacia el pozo P, aunque presenta alta capacidad de flujo, su razón de movilidad es baja, mientras que la UF 2, aun presentando una capacidad de flujo inferior a la UF 1, generalmente presenta intervalos del corte con buenas propiedades de filtración (razón de movilidad).

La UF 3 aparenta tener mejores propiedades de filtración en los pozos L y O. Esta UF se separa de las UF que la preceden por una barrera permeable, la cual disminuye su calidad hacia el pozo L donde existe desarrollo de porosidad secundaria e incremento de la razón de movilidad por intervalos.

Pozo J

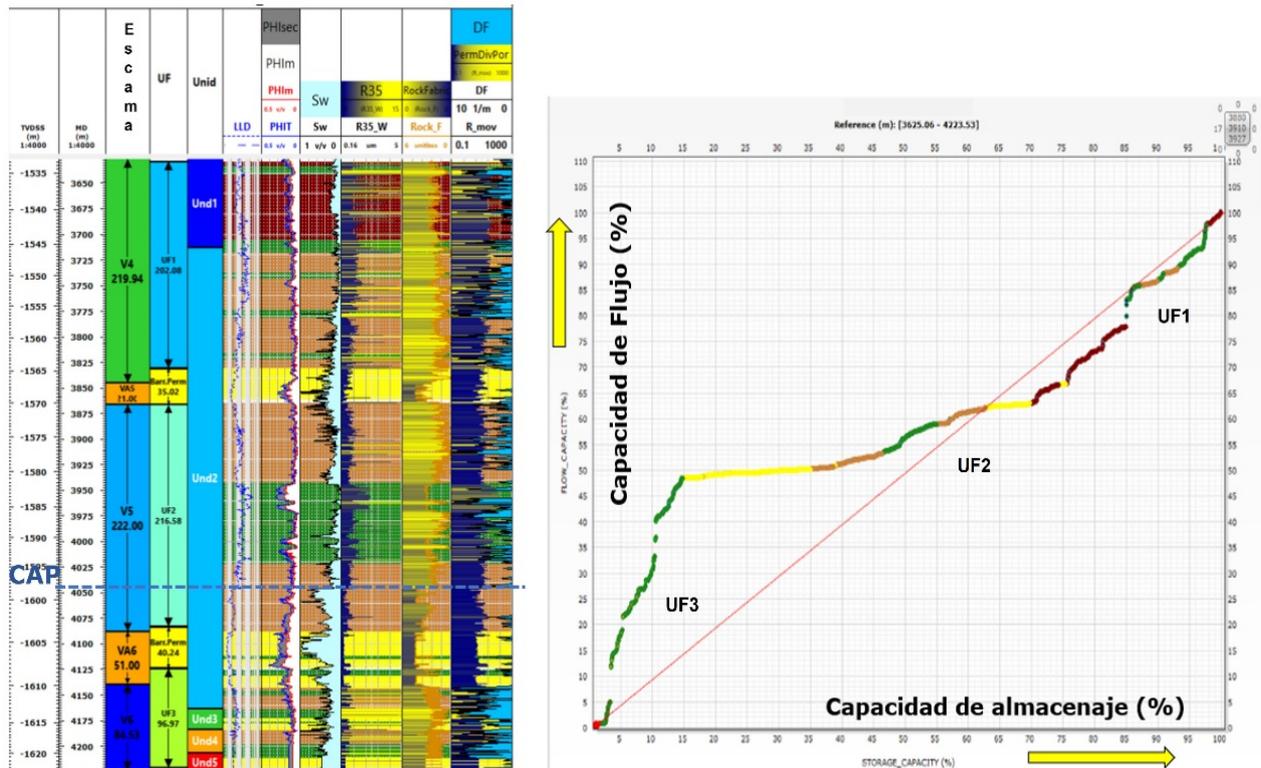


Figura 9 - Gráfico compuesto del pozo J a la izquierda. A la derecha gráfico de Lorenz Modificado.

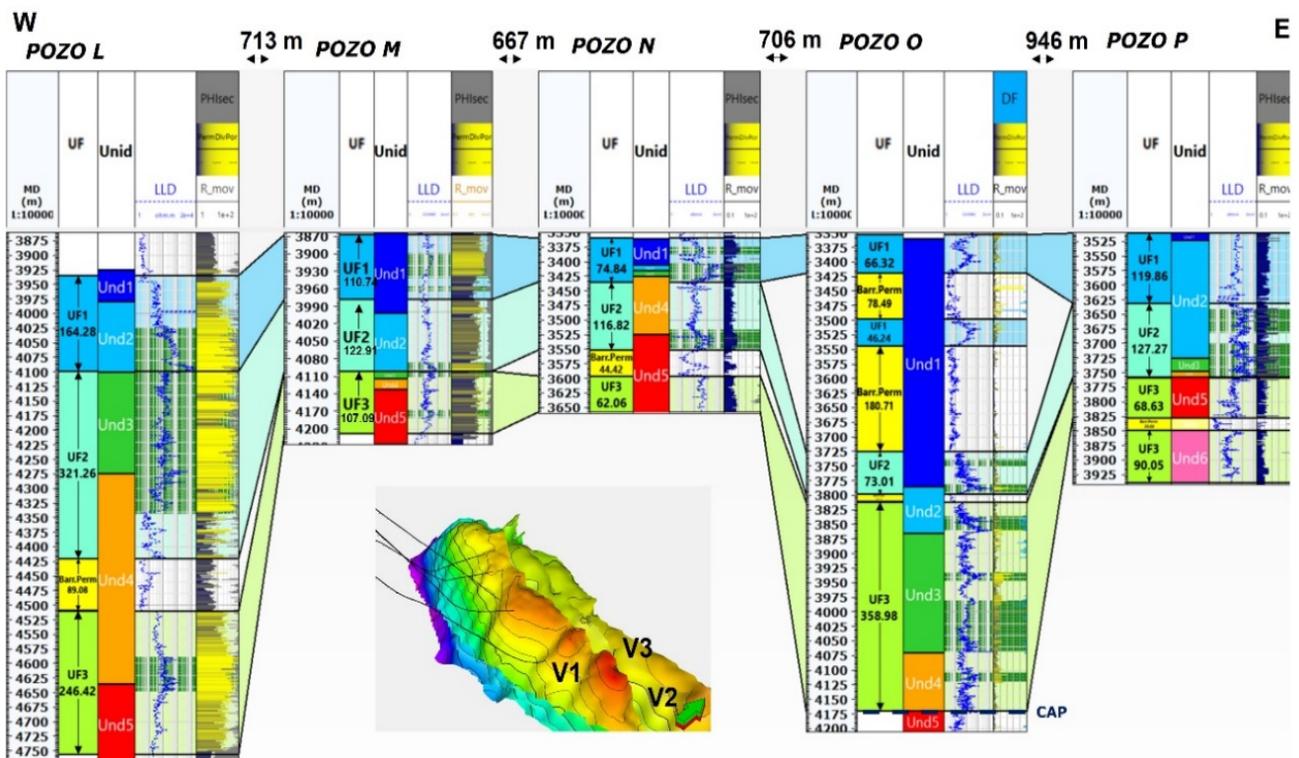


Figura 10 - Correlación de UF en el sector occidental del yacimiento.

Para el sector Central (Figura 11) atravesado por una zona fallada e intensamente fracturada, se dificulta la distribución espacial de las propiedades del reservorio (tipo 2-3) con textura entre brechosa y arenosa - conglomerado fino (Castro, 2024). Se observa el incremento de la movilidad

hacia aquellas zonas más fracturadas, comportándose la UF 2 como una de las de mayor movilidad a excepción del pozo F al extremo este del sector, que, aunque la mayor capacidad de flujo se encuentra en la UF 1, presenta similar capacidad de flujo y almacenaje, y hoy en día es uno de los

pozos más productores del yacimiento.

El contacto agua petróleo (CAP) confirmado en el pozo B, alerta a la posibilidad de que las UF 3 y 4 puedan contener agua, y dada la elevada densidad de fracturas y el abrupto ángulo de

inclinación de las fracturas (mayor a 75 °). Esta agua ascendería niveles o las capas superiores, ya que las barreras permeables o semipermeables son de poco espesor vertical, heterogéneas y de baja calidad al estar fracturadas por intervalos

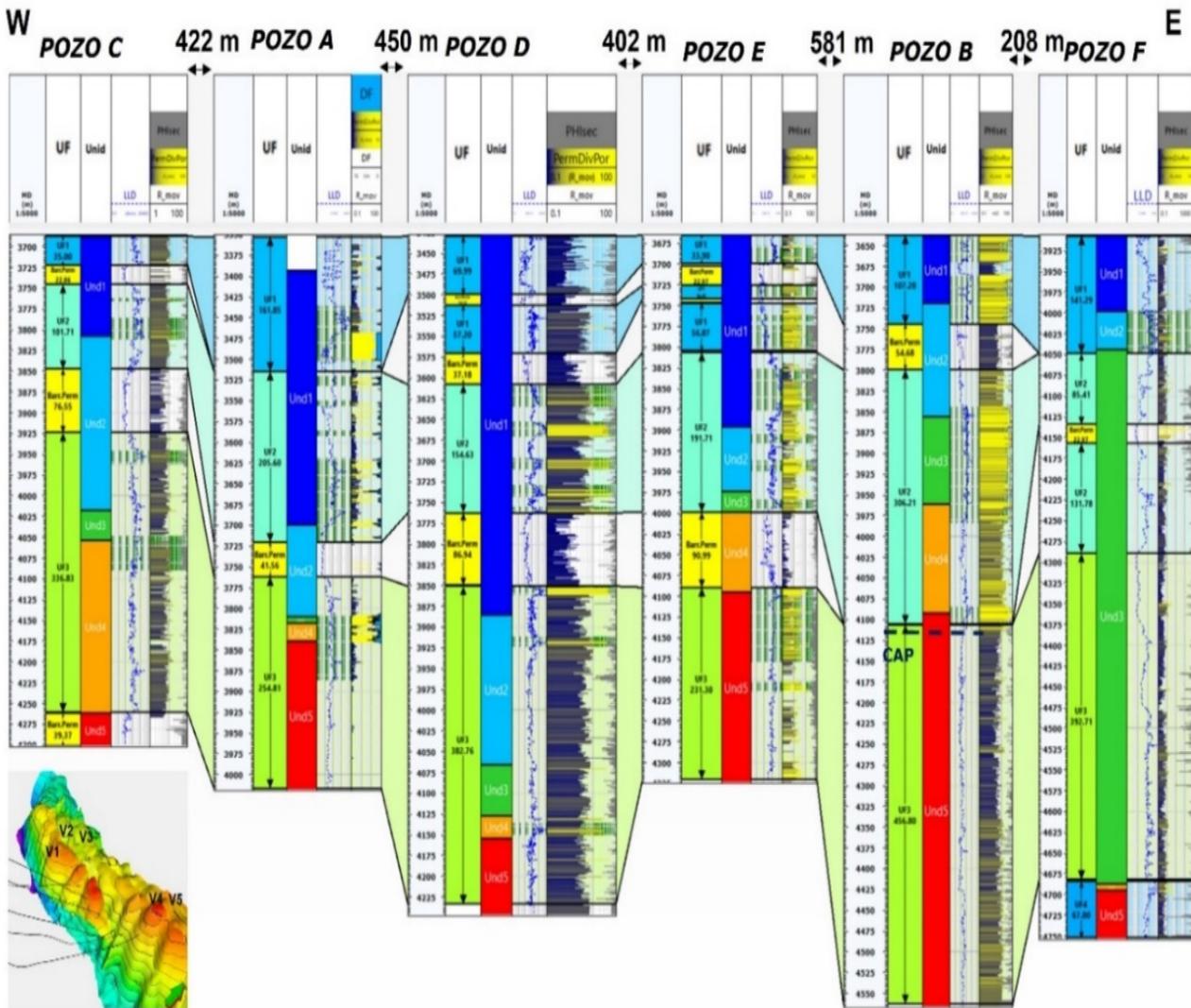


Figura 11 - Correlación de UF en el sector central del yacimiento.

El sector este presenta un cuadro estructural diferente observado en la figura 12, en el que predominan las escamas V4-V6, donde existen variaciones respecto al tipo de roca (predominan rocas tipo 1) con la presencia de capas masivas de carbonatos de diferentes texturas e estructuras con un intensa fracturación, según lo definido por Castro (2024). La UF 2 aparenta poseer las mejores propiedades de filtración, mostrando intervalos de mayor movilidad, aunque no se descarta la UF 1, que aun en menor porcentaje, presenta zonas de alta razón de movilidad asociada a la intensidad de fracturas en el corte.

El CAP confirmado en los pozos J y K muestra la posible existencia de agua en las UF 3 y 4, lo cual se demuestra en los pozos G y H, que

contienen solo las UF 1 y 2 en el alto estructural más occidental, y no reportan agua durante su producción.

Las propiedades fundamentales vinculadas al medio poroso, como factores clave para entender como los fluidos se mueven a través de rocas porosas y facilitar, una vez conocida la viscosidad del fluido, la capacidad productiva de un reservorio se resume por sectores, pozos, UF y barreras permeables o semipermeables (BP) en la tabla 2 y figuras 13-15. El sector occidental con una elevada capacidad de flujo en la UF 1 tiene mayor razón de movilidad hacia el pozo L, extremo occidental, siendo la UF 1 la de mayor R_{mov} (Figura 13), esto pudiera explicar el comportamiento productivo actual con mas de un 31 % de invasión de agua.

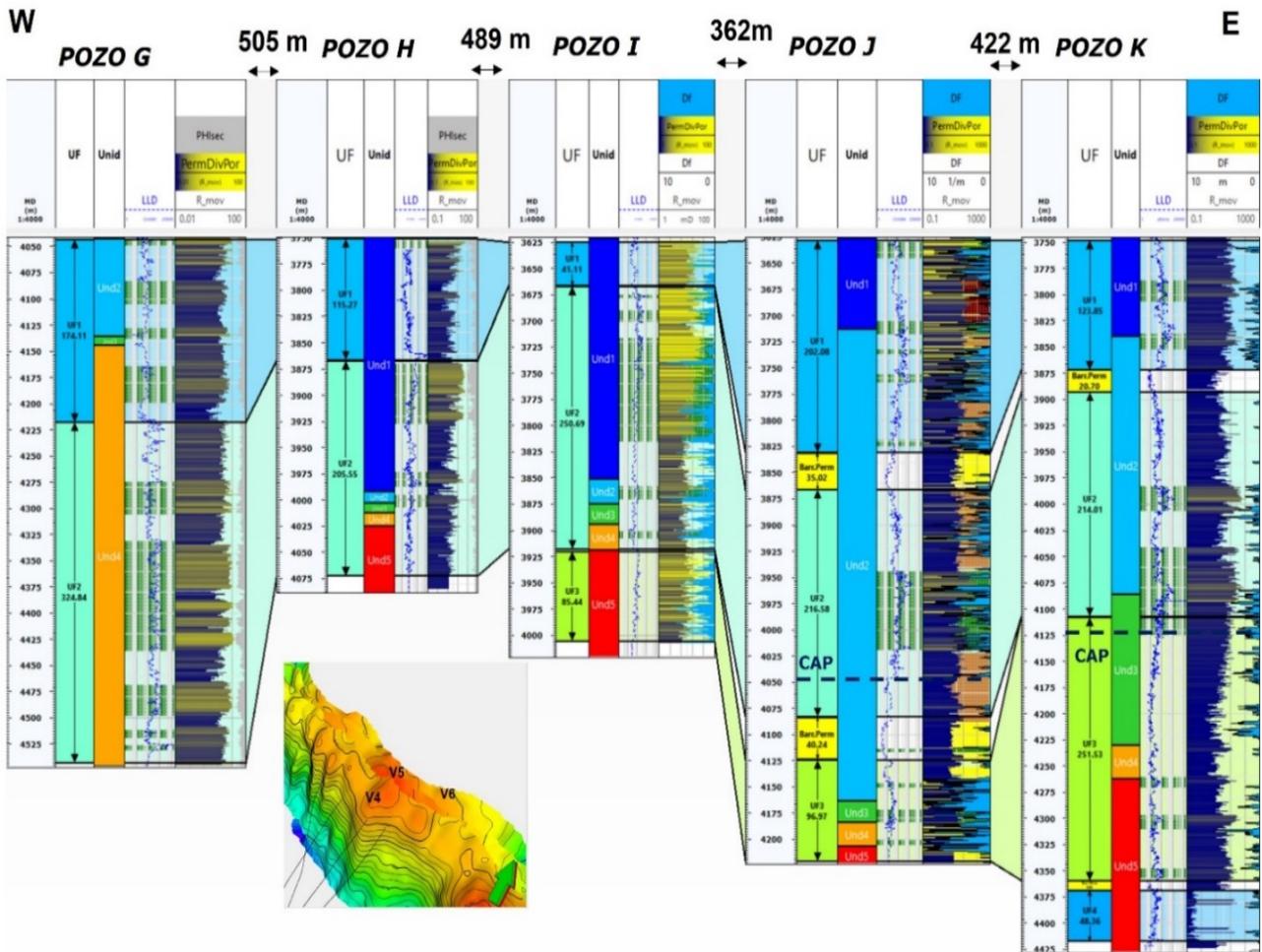


Figura 12 - Correlación de UF en el sector este del yacimiento.

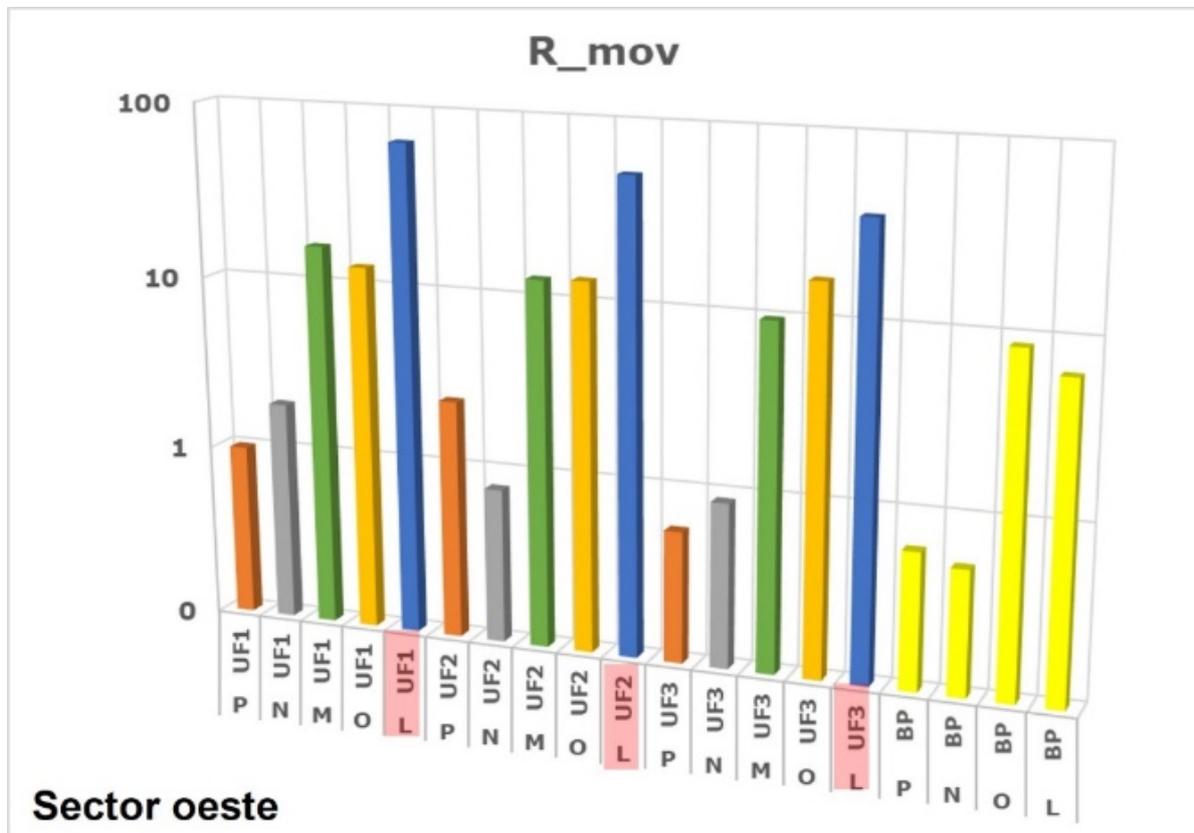


Figura 13 - Comportamiento de la razón de movilidad por UF, BP y pozos.

Tabla2 - Resumen de UF y sus propiedades.

Sector	Pozo	UF	R35_W (um)			R_mov			Ks (mD)			Rock_F			FLOW_CAPACITY (%)		
			Minim	Max	Med. Aritmética	Minim	Max	Med. Aritmética	Minim	Max	Med. Aritmética	Minim	Max	Med. Aritmética	Minim	Max	Med. Aritmética
O c c i d e n t a l	P	UF1	0.25	6.11	1.84	0.07	8.34	0.99	0.32	77.99	12.44	1	4	2	81.92	100.00	90.77
	N	UF1	0.42	5.91	2.56	0.12	9.36	1.87	0.24	123.62	24.64	1	4	3	40.51	100.00	72.01
	M	UF1	0.83	4.30	2.72	1.39	35.95	16.23	1.82	143.61	50.54	1	3	3	5.28	10.27	7.32
	O	UF1	0.56	4.67	2.20	1.22	44.96	12.82	1.06	140.33	25.53	1	4	3	0.00	100.00	47.81
	L	UF1	0.68	10.35	2.28	4.77	843.41	66.43	0.63	238.42	14.52	1	3	2	0.00	0.00	0.00
	P	UF2	0.90	7.10	3.19	0.17	10.21	2.40	1.67	207.75	34.11	1	3	2	10.40	81.89	48.96
	N	UF2	0.53	6.15	1.81	0.13	9.75	0.79	0.52	159.39	9.88	2	4	3	0.93	40.51	24.20
	M	UF2	1.05	5.11	2.54	2.16	49.06	12.98	2.22	176.33	33.51	1	3	3	2.08	5.28	3.84
	O	UF2	0.35	10.11	2.29	1.53	153.13	13.33	0.34	226.42	24.06	1	4	3	0.00	99.31	58.20
	L	UF2	0.20	13.23	1.87	1.19	970.31	52.24	0.13	289.49	12.77	0	4	2	0.00	100.00	37.14
	P	UF3	0.24	6.17	1.44	0.05	6.42	0.58	0.29	102.64	7.37	1	4	3	0.09	99.96	34.59
	N	UF3	1.18	5.38	2.06	0.22	7.18	0.90	1.97	85.92	10.58	2	3	2	4.13	98.81	57.95
M	UF3	0.82	6.91	2.27	1.35	42.73	9.73	1.76	138.36	20.03	0	3	2	0.00	100.00	3.74	
O	UF3	0.38	12.05	2.52	0.72	463.70	16.56	0.44	551.64	34.42	0	4	2	0.00	100.00	47.64	
L	UF3	0.54	9.53	1.69	4.59	747.25	37.41	0.69	178.22	8.07	0	3	2	0.00	100.00	39.53	
P	BP	0.19	1.84	0.45	0.04	12.66	0.62	0.11	10.33	1.22	2	4	4	0.00	100.00	55.19	
N	BP	0.35	2.63	1.29	0.07	1.49	0.53	0.12	25.26	5.02	1	4	3	0.00	100.00	54.47	
O	BP	0.51	4.11	1.09	1.25	355.40	8.87	1.15	97.79	11.90	2	4	4	0.00	100.00	51.21	
L	BP	0.23	1.58	0.45	1.50	58.01	6.50	0.18	16.80	1.60	0	5	4	0.00	97.01	26.04	
C e n t r a l	A	UF1	0.30	12.71	2.05	0.04	131.43	5.81	0.60	533.90	80.79	0	5	3	44.95	97.18	75.78
	B	UF1	0.20	6.71	1.29	0.11	9.67	0.81	0.14	154.60	5.55	0	4	2	82.02	99.99	92.32
	C	UF1	0.49	6.77	1.69	5.79	654.50	63.46	0.81	157.17	12.39	2	3	3	0.00	47.00	23.50
	D	UF1	0.20	6.65	1.27	0.11	61.28	3.93	0.13	145.67	7.11	0	5	3	0.00	100.00	51.09
	E	UF1	0.22	5.77	1.47	0.08	41.79	3.08	0.21	52.53	12.92	0	5	3	5.81	98.75	51.93
	F	UF1	0.27	6.84	1.39	0.04	8.64	0.85	0.29	117.22	8.25	0	5	3	77.95	99.93	89.44
	A	UF2	0.26	11.78	1.66	0.03	106.29	3.53	0.34	1069.74	59.81	0	5	3	13.12	44.93	24.89
	B	UF2	0.18	6.81	1.25	0.09	18.00	0.70	0.10	157.77	6.05	0	4	2	16.24	79.84	46.81
	C	UF2	0.31	6.71	1.84	3.29	643.58	77.19	0.69	160.58	15.10	1	4	3	0.00	99.95	52.92
	D	UF2	0.33	7.07	2.62	0.38	75.59	15.03	0.57	211.20	29.50	1	4	2	0.00	100.00	48.41
	E	UF2	0.17	7.16	2.29	0.07	45.84	3.69	0.16	255.44	22.38	0	4	3	0.00	100.00	49.17
	F	UF2	0.49	3.36	1.18	0.15	20.13	0.72	0.72	67.37	7.96	1	4	3	57.98	77.93	66.01
	A	UF3	0.17	11.54	1.22	0.01	243.63	4.37	0.08	800.00	40.76	0	4	2	0.02	12.33	3.29
	B	UF3	0.17	3.64	0.63	0.05	3.16	0.34	0.08	7.18	1.06	0	4	2	0.21	16.23	9.21
	C	UF3	0.27	7.01	1.36	2.44	732.41	39.66	0.26	197.33	6.68	0	4	2	0.00	0.00	0.00
	D	UF3	0.29	6.76	1.82	0.27	65.30	6.96	0.50	156.66	12.68	0	4	2	0.00	100.00	40.87
	E	UF3	0.33	6.81	1.89	0.19	69.39	3.32	1.12	160.80	12.78	0	4	2	0.00	92.39	7.45
	F	UF3	0.30	3.51	1.14	0.06	8.46	0.61	0.22	38.92	5.66	0	4	3	14.23	57.96	41.27
F	UF4	0.52	6.25	1.61	0.15	25.05	0.90	1.04	93.44	10.40	1	4	2	0.91	14.00	6.22	
A	B.P	0.29	2.08	0.52	0.03	9.25	0.44	0.48	269.04	13.33	3	5	4	12.33	13.12	12.79	
B	B.P	0.26	4.35	0.50	0.12	1.57	0.34	0.10	12.03	1.04	0	4	3	79.86	82.01	80.83	
C	B.P	0.20	1.75	0.42	1.17	54.31	6.07	0.15	8.61	1.36	2	5	4	0.00	100.00	13.72	
D	B.P	0.24	4.17	0.73	0.18	16.09	1.38	0.22	15.17	2.36	0	5	3	0.00	100.00	10.31	
E	B.P	0.18	2.01	0.67	0.03	12.82	0.45	0.10	15.60	2.15	0	5	3	0.00	100.00	50.10	
F	B.P	0.28	0.80	0.54	0.11	362.14	10.98	0.86	5.14	2.28	3	5	4	67.64	68.15	67.92	
E s t e	J	UF1	0.48	56.87	3.37	4.33	17624.50	256.77	0.28	2114.94	28.23	0	3	2	0.61	100.00	42.72
	I	UF1	0.30	2.97	0.99	3.00	120.62	21.73	0.16	16.13	3.49	0	4	3	0.00	0.00	0.00
	H	UF1	0.13	0.81	0.38	0.40	19.07	4.29	0.02	5.34	0.73	0	4	3	0.00	100.00	7.21
	K	UF1	0.38	4.59	1.30	4.67	170.33	31.69	0.33	26.41	4.75	0	4	2	0.00	100.00	42.13
	G	UF1	0.11	0.98	0.47	0.25	28.97	6.21	0.01	10.07	1.15	0	4	3	83.43	99.95	90.82
	J	UF2	0.22	34.06	1.63	1.46	6761.30	75.15	0.16	523.13	8.85	0	4	2	0.88	99.99	44.05
	I	UF2	0.36	8.38	1.14	2.88	406.00	24.63	0.12	21.59	2.64	0	3	1	0.00	100.00	42.82
	H	UF2	0.11	0.79	0.42	0.25	18.04	5.35	0.01	4.87	0.99	0	4	3	0.00	2.42	0.74
	K	UF2	0.20	6.75	1.15	1.00	522.50	31.72	0.09	83.59	6.69	0	4	2	1.25	99.78	56.60
	G	UF2	0.11	0.90	0.53	0.25	23.97	8.27	0.01	7.64	1.74	0	4	3	0.32	83.40	43.28
	J	UF3	0.18	125.96	4.22	0.90	52919.00	615.22	0.09	5265.59	72.54	0	4	2	0.00	100.00	47.35
	K	UF3	0.18	1.96	0.79	0.89	88.13	14.82	0.08	26.41	2.34	0	4	2	0.00	1.24	0.45
	I	UF3	0.52	7.50	1.08	4.80	336.00	20.43	0.23	16.38	1.57	0	3	1	0.00	18.65	2.02
	K	UF4	0.25	1.55	0.92	0.04	59.39	4.88	0.27	9.64	2.59	0	4	2	0.00	100.00	54.25
	J	BP	0.23	6.68	0.68	1.67	676.00	16.28	0.11	173.31	3.38	0	5	3	0.00	100.00	39.78
K	BP	0.22	1.10	0.52	0.23	27.78	8.38	0.15	8.86	1.87	2	4	4	0.00	100.00	69.25	

El sector central afectado por una alta densidad de fracturas de elevados ángulos de inclinación presenta más del 50 % de capacidad de flujo en las UF 1 y 2, fundamentalmente en los pozos A, B y F, siendo este último, el más joven,

con buenos indicadores productivos, sin embargo, la razón de movilidad (Figura 14) incrementa hacia el pozo C pese al predominio de microporos no efectivos en la matriz de la roca, ligado a la elevada densidad de fracturas existentes.

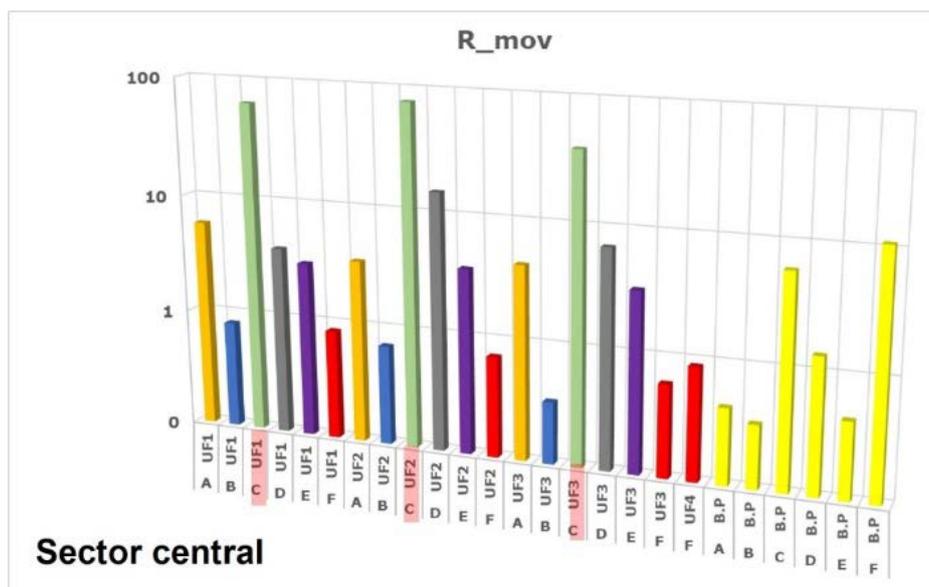


Figura 14 - Comportamiento de la razón de movilidad por UF, BP y pozos.

El sector Este del yacimiento sufre cambios estructurales que pueden o no favorecer la calidad de la roca yacimiento.

La capacidad de flujo escasamente se encuentra por encima del 50 %, lo cual puede estar dado por la disposición de las escamas reservorio y la dirección casi horizontal de los pozos, donde el gráfico de Lorenz Modificado, basado en la variación vertical de la capacidad de flujo y la capacidad de almacenamiento, se ve limitado para ángulos de inclinación mayores a

85°, siendo los pozos G y K los de mayor capacidad de flujo, sin embargo la razón de movilidad (Figura 15) es de moderada a alta en la mayoría de los pozos destacando su calidad como roca reservorio.

En todos los sectores las barreras permeables o semipermeables son de mediana a baja calidad al presentar una razón de movilidad moderada con el predominio de rocas microporosas de baja permeabilidad, solo favorecida por intervalos fracturados.

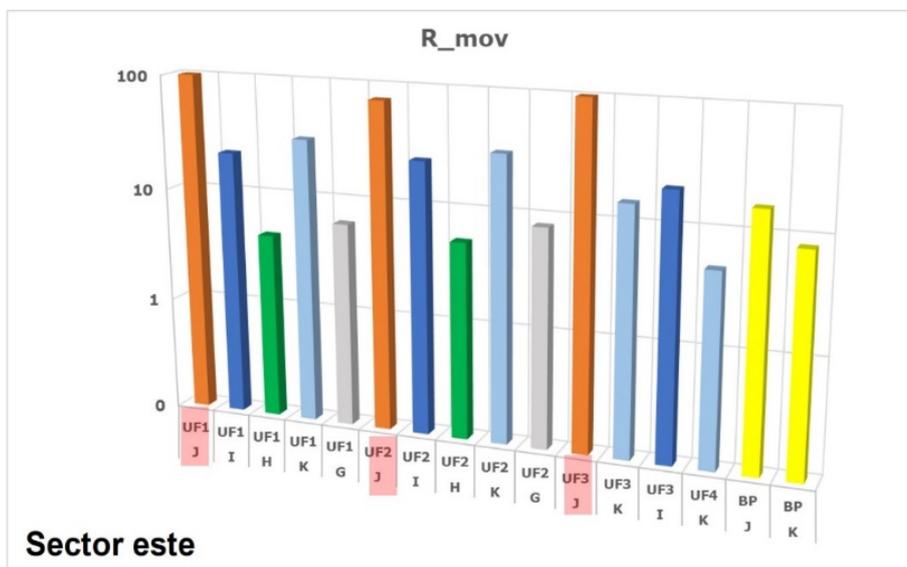


Figura 15 - Comportamiento de la razón de movilidad por UF, BP y pozos.

CONCLUSIONES

Con el uso de técnicas poco convencionales de caracterización petrofísica, empleadas internacionalmente y calibradas con las propiedades de las rocas carbonatadas fracturadas de la FPNC, fue posible la identificación de tres Unidades de Flujo en los pozos del sector

occidental, y cuatro en los sectores central y este del yacimiento. Estas UF y de acuerdo con los resultados actuales de la investigación, se encuentran en orden de aparición en los pozos, lo cual no quiere decir que exista continuidad de las mismas entre sectores.

La correlación espacial de las UF en cada sector y entre sectores, se ve afectada por la posición estructural de los pozos, eventos tectónicos como corredores de fracturas y por la presencia de intramantos que corresponden a intervalos con pobres o malas propiedades del reservorio, por lo que no responden en su totalidad a barreras permeables. El intramanto VA3 aparenta tener propiedades sellantes siempre que no esté fracturado.

A partir de los resultados del análisis de las propiedades petrofísicas y con el apoyo de técnicas gráficas, fue posible la descripción del

corte atravesado por los pozos.

La capacidad de flujo y almacenaje en los pozos del yacimiento muestran la posible existencia de recursos no extraídos en el mismo y la posibilidad de superar las incertidumbres en el modelo geológico del área. La representación de la capacidad de flujo y almacenaje de cada UF, facilitará a los tomadores de decisión el manejo del yacimiento.

El gráfico de Lorenz Modificado, para caracterizar unidades de flujo, presenta limitantes cuando los pozos tienen ángulos mayores a 85 grados.

REFERENCIAS

- ABBASZADEH, M. Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units-Theory and Applications. In: SPE PETROVIETNAM CONFERENCE. Vietnam, 1995. *Actas...* Vietnam: SPE, 1995.
- AGUILERA, R.F. & AGUILERA, R. Triple Porosity Model for Petrophysical Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. *Petrophysics*, v. 45, n. 2, p. 157-166, 2004.
- AGUILERA, R. Integration of geology, petrophysics, and reservoir engineering for characterization of carbonate reservoirs through Pickett plots. *Bolletín the American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, v. 88, n. 4, p. 433-446, 2004.
- AGUILERA, R., M. & AGUILERA, S. The Integration of Capillary Pressures and Picket Plots for Determination of Flow Units and Reservoir Containers. *SPE Reservoir evaluation and Engineering*, p. 465-471, 2002.
- AL-AJMI, F. & HOLDITCH, S.A. Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in a Central Arabia Reservoir. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, 2000.
- AMAEFULE, J.O. & ALTUNBAY, M. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, p. 205-220, 1993.
- ARCHIE, G.E. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical considerations. *Bolletín the American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, v. 36, n. 6, p. 98-278, 1952.
- CASTRO, O.; REYES, O.; BREY, D.; HERNÁNDEZ, L. Caracterización petrofísica del reservorio en el yacimiento Santa Cruz en Cuba. *Boletín de Geología*, v. 46, n. 2, p. 47-63, 2024.
- CRAIN, E.R. *The Log Analysis Handbook 1*, Quantitative Methods, v. 1 PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 684 p, 1986.
- EBANKS, W.J. Flow unit concept - Integrated approach for engineering projects. In: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGIST ANNUAL CONVENTION, 1987.
- EBANKS, W.J.; SCHEIHING, M.H.; ATKINSON, C.D. Flow Units for Reservoir Characterization *Bolletín the American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, p. 282-289, 1984.
- GONZÁLEZ DESPAIGNE, D. *Desarrollo de modelos de interpretación petrofísica en reservorios carbonatados, aplicados en yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados*. La Habana, 2010, 80 p. Tesis en opción al grado de máster, Universidad de Matanzas, Centro Politécnico del Petróleo Sede La Habana.
- GUNTER, G.W.; FINNERAN, J.M.; HARTMANN, D.J.; MILLER, J.D. Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, San Antonio, Texas. 1997. *Actas...* San Antonio: SPE, 1997, p. 373 – 380.
- JENNINGS, J.W., & LUCIA, F.J. Predicting Permeability From Well Logs in Carbonates With a Link to Geology for Interwell Permeability Mapping. *SPE Reservoir evaluation and Engineering*, p. 215-225, 2003.
- LUCIA, F.J. *Carbonate Reservoir Characterization*. New York. Springer Berlin Heidelberg, segunda edición, 341 p, ISBN 978-3-540-72740-8, 2007.
- LUCIA, F. J. Petrophysical Parameters Estimated From Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore space. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, San Antonio, 1983. *Actas...* San Antonio: SPE, 1983, p. 629-637.
- MARTIN, A.J.; SOLOMON, S.T.; HARTMANN, D.J. Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs. *Bolletín the American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, v. 81, n. 5, p. 734-759, 1997.
- REYES, O. *Metodología para la caracterización de unidades de flujo aplicada al prospecto Habana del Este de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba*. La Habana 2013, 80 p. Tesis en opción al grado de máster, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Facultad de Ingeniería Civil, Departamento de Geociencias.
- REYES, O.P.; CASTIÑEIRAS, O.C.; ECHEVARRÍA, C.M.; AMARO, S.V.; ULEDA, E.E. Clasificación petrofísica de tipos de rocas en reservorios carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba. *Revista Cubana de Ingeniería*, v. 5, n. 2, p. 22-28, 2014.
- RINCONES, J.G.; DELGADO, R.; OHEN, H.; ENWERE, P.; GUERINI, A.; MARQUEZ, P. Effective Petrophysical Fracture Characterization Using the Flow Unit Concept-San Juan Reservoir, Orcoval Field, Venezuela. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Dallas, Texas, 2000. *Actas...* Dallas: SPE, 2000.
- WANG, F.P.; LUCIA, F.J.; KERANS, C. Integrated Reservoir Characterization Study of a Carbonate Ramp Reservoir: Seminole San Andres Unit, Gaines County, Texas. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Denver, 1996. *Actas...* Denver: SPE, 1996.
- WINLAND, H.D. *Oil accumulation in response to pore size changes*. Weyburn field, Amoco production research 1972.

Submetido em 3 de julho de 2024

Aceito para publicação em 9 de janeiro de 2025