

# EVOLUCIÓN DIAGENÉTICA E IDENTIFICACIÓN DE PETROFACIES A PARTIR DE LOS ANÁLISIS DE MUESTRAS DE CANALETA: MB. TEREBRATULA – LOTE X - TALARA – PERÚ

Autores:

Gerardo Pozo Calle (1)  
Kevin M. Torres Carpio (2)

- (1) Petrobras Energía Perú S.A – Amador Merino Reyna 285, Dpto 501, San Isidro – Lima - Perú  
(2) Petrobras Energía Perú S.A - Programa de Jovenes Profesionales, San Isidro – Lima – Perú

## RESUMEN

La caracterización mineralógica - petrofísica de las rocas reservorio a partir de los análisis de muestras de canaleta es una alternativa económica – técnica de reemplazo a las efectuadas en núcleos convencionales y afloramientos. En el presente estudio se analizó la litología, petrografía, mineralogía, diagénesis en las muestras de canaleta de 5 pozos (LCV del Perú, 2005).

La diagénesis es el principal evento post depositación que afecta la calidad de las rocas reservorios, por lo que es importante reconstruir las propiedades petrofísicas originales y su evolución por efecto de los eventos diagénéticos y así comprender las variaciones laterales y verticales de las rocas reservorios. Se definieron petrofacies basándose en los atributos petrofísicos de porosidad y permeabilidad lo que también mostró una relación directa con el porcentaje mineralógico de las muestras. Seguidamente se efectuó la integración Roca – Perfil en los pozos analizados definiendo las respuestas de los perfiles de pozo a las petrofacies identificadas. Información que fue usada para poblar las propiedades petrofísicas a todos los pozos del bloque con el propósito de evaluar alternativas de desarrollo y postular un proyecto de recuperación secundaria para el reservorio Terebrátula.

## INTRODUCCIÓN

El Miembro Terebrátula se encuentra en la parte basal de la Fm. Lutitas Talara. Se ha venido explotando como objetivo secundario en el desarrollo de reservas del yacimiento de Reventones ubicado en la parte Central – Oeste del Lote X, Cuenca Talara, Perú (Figura 1).

Por ser considerado objetivo secundario no existen núcleos convencionales ni estudios de caracterización para la roca reservorio, por ello, mediante el uso de muestras de canaleta permiten estas brindar la oportunidad de ser analizadas y estudiadas con la finalidad de enfocar e identificar propiedades texturales, mineralógicas y características petrofísicas, permitiendo conocer la evolución diagénética y como esta afectó la calidad del reservorio.

La interpretación realizada consiste en relacionar las propiedades texturales y atributos petrofísicos de la roca con la finalidad de definir petrofacies que representen la variabilidad de la calidad del reservorio, correlacionando estas con los perfiles eléctricos.

## ESTRATIGRAFIA

La Fm. Lutitas Talara, formación asignada a edad Lutetiana (46.1 a 44.5 m.a.) (Pozo, 2002), sobreyace en discordancia a la Fm. Echinocyamus e infrayace a la Fm. Areniscas Talara,

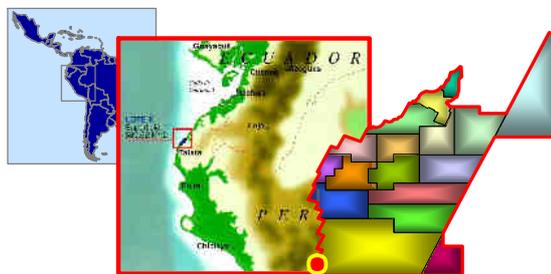


Figura 1. Mapa de ubicación del área de estudio

litoestratigráficamente se encuentra dividida en cuatro miembros: Terebrátula, Lobitos, Hélico y Monte.

Litológicamente el Mbo. Terebrátula, consiste de areniscas blancas verdosas a gris verdosas, tamaño de grano fino a muy fino, regular a pobre selección, ligeramente cemento calcáreo, desarrolla areniscas conglomerádicas y conglomerados heterogéneos. Presenta intercalaciones de lutita marrón con incremento hacia la base de lutitas grises. Micropaleontológicamente el miembro se desarrolló dentro de la Sub Zona Basal Quemada, y permite identificar el ambiente deposicional en un contexto continental a marino somero (Figura 2).

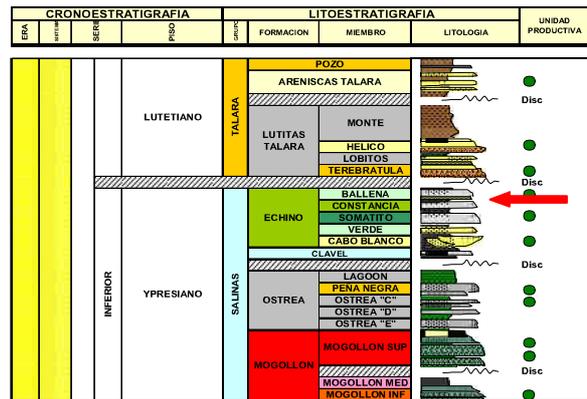


Figura 2. Columna Estratigráfica del Lote X

### ESTRUCTURA

El Modelo estructural corresponde a una repisa generada por la Falla Siches (N 40° E y buzamiento 65° SE) con desplazamiento de 3000 pies y la falla Taiman (N 70° E y buzamiento de 60° SE) con desplazamiento de 1500 pies, internamente las capas tienen buzamientos convergentes hacia el centro del mismo (Figura 3).

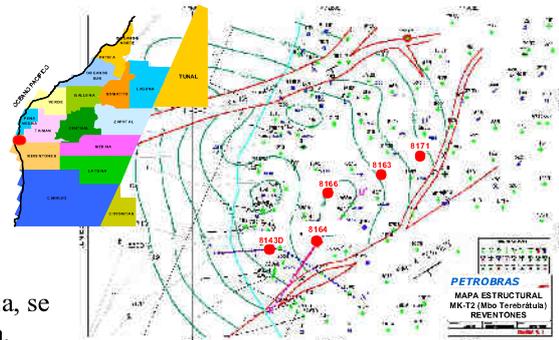
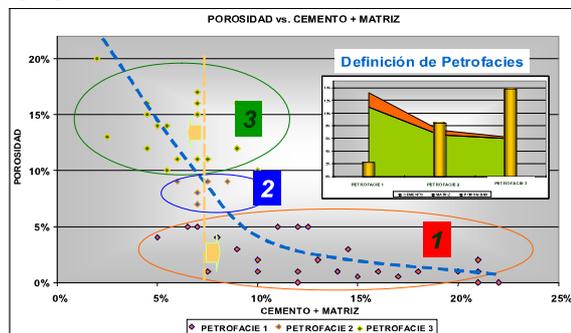


Figura 3. Mapa Estructural en el tope Mb. Terebrátula, se resalta pozos analizados con muestras de canaleta.

### DESARROLLO DEL TRABAJO

1. Integración de la información y generación de bases de datos. Se uso como información base los estudios petrográficos, mineralógicos, de microscopia electrónica de barrido y difracción de rayos X de 49 muestras de canaleta pertenecientes a cinco pozos de desarrollo en el yacimiento Reventones.
2. Caracterización Lito-mineralógica de las Rocas Reservorios. Las muestras seleccionadas fueron clasificadas mediante el diagrama propuesto por Folk (1968), así como su caracterización petrográfica.
3. Caracterización de la Porosidad y Permeabilidad y la definición de las Petrofacies, las mismas que fueron obtenidas con relación a sus atributos petrofísicos, encontrando una relación directa con los porcentajes mineralógicos y propiedades texturales de las muestras
4. Integración Roca – Perfil. Una vez obtenida la caracterización petrográfica de las muestras, estas fueron integradas mediante la relación roca-perfil a cada uno de los pozos estudiados, a fin de poder extrapolar la información a aquellos que cuentan solo con registros eléctricos.



La Figura 4 muestra la relación entre los componentes intergranulares (cemento y matriz) con la porosidad, identificando tres agrupamientos de Petrofacies 1, 2 y 3.

La Figura 5 muestra en un diagrama ternario los componentes clásticos de la roca reservorio, con predominio de clastos principalmente metamórficos como esquistos, filitas, metacuarcitas, cuarzo, predominantemente monocristalino y feldespatos, adicionalmente a porcentajes de matriz y cemento en la fracción roca. Dicha composición asigna la roca fuente al Grupo Amotape del Paleozoico (basamento de la cuenca) con distancia de transporte corta.

### COMPOSICIÓN MINERALÓGICA DE LA ROCA RESERVORIO

La Figura 6 muestra el contenido mineralógico de la roca por petrofacies en cada columna. En promedio 55% de cuarzo, 20% de feldespatos y plagioclasas, 15% calcita, 5% arcillas y 5% otros. El alto contenido de feldespatos y plagioclasas indican un alto grado de inmadurez que ocasionan su alteración y creación de porosidad secundaria por disolución (porosidad intragranular). El alto contenido de calcita en las petrofacies 1 indica que la cementación cierra el sistema poral y sería la razón principal a la menor porosidad identificada. Los análisis indican un contenido de grado bajo a medio en arcillas de la roca reservorio (5% en promedio), la variabilidad es alta, estando presente todos los tipos de arcillas principalmente esmectita, clorita, illita y caolinita generando taponamiento del sistema poral con disminución de la permeabilidad. La clorita tiene un efecto positivo causando una protección a las paredes del poro en el sobrecrecimiento de cuarzos y feldespatos (Figura 7).

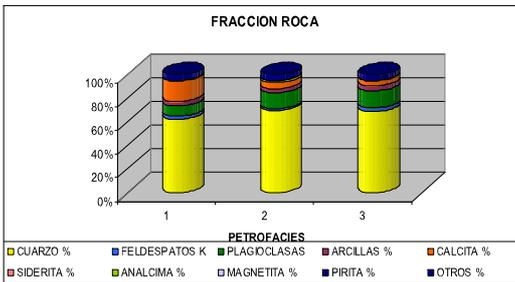


Figura 6. Composición mineralógica Fracción roca.

Figura 4. Cross Plot Porosidad - Cemento + Matriz. Define tres agrupamientos de Petrofacies sobre la base del cut off de porosidad < 5%, <10%

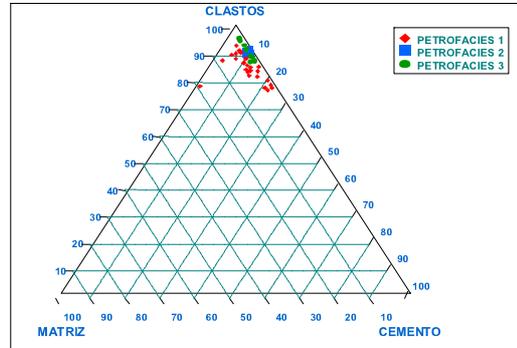


Figura 5. Diagrama ternario de los componentes clásticos

Los análisis indican un contenido de grado bajo a medio en arcillas de la roca reservorio (5% en promedio), la variabilidad es alta, estando presente todos los tipos de arcillas principalmente esmectita, clorita, illita y caolinita generando taponamiento del sistema poral con disminución de la permeabilidad. La clorita tiene un efecto positivo causando una protección a las paredes del poro en el sobrecrecimiento de cuarzos y feldespatos (Figura 7).

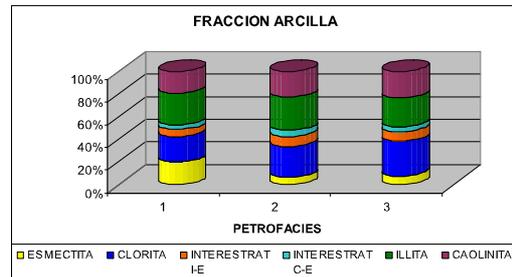


Figura 7. Composición mineralógica Fracción arcilla.

### COMPOSICIÓN DETRÍTICA Y COMPORTAMIENTO DIAGENÉTICO

La composición mineralógica porcentual, aplicando el diagrama de Folk (1968) asigna las areniscas como litoarenitas feldespáticas química y mecánicamente inestables, por tanto altamente susceptibles de ser diagenizadas para las tres petrofacies (Figura 8). La alteración de feldespatos genera arcillas autígenas que alteran la porosidad original del sedimento por efectos químicos (Ehrenberg, 1995). Los fragmentos líticos ocasionan en el marco de la roca una inestabilidad mecánica logrando reducir la porosidad primaria.

### CARACTERIZACION DE LA POROSIDAD Y LA DEFINICIÓN DE PETROFACIES

Las petrofacies fueron definidas con base en la integración de atributos texturales y rangos de porosidad estimada. Petrofacies 1 se define como

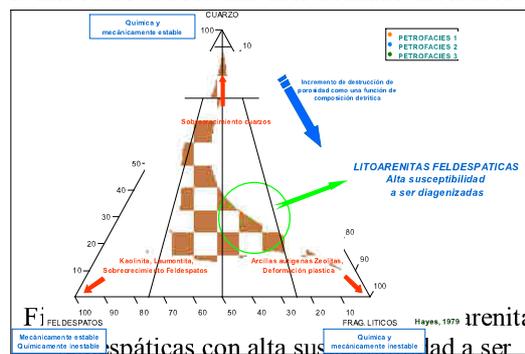


Figura 8. Diagrama ternario de Folk (1968) que muestra la clasificación de areniscas basadas en la proporción de feldespatos y cuarzo. Se indican zonas de 'Química y mecánicamente estable', 'Incremento de destrucción de porosidad como una función de composición química', 'LITOARENITAS FELDESPÁTICAS Alta susceptibilidad a ser diagenizadas', 'Kalinilita, Lumentita, Sobrecrecimiento de Feldespatos', 'Arcillas autígenas Zeolitas, Deformación plástica', 'FRAG. LÍTICOS' y 'Hayes, 1979 arenitas'.

arenas cementadas, distribución de poros heterogénea y baja selección de granos. Petrofacies 2 se define como arenas algo cementadas con moderada distribución de poros distribución de poros homogénea y moderada selección de granos. Petrofacies 3 se definió como arenas sin matriz, algo cementadas, distribución de poros homogénea y buena selección de granos (Figura 9).

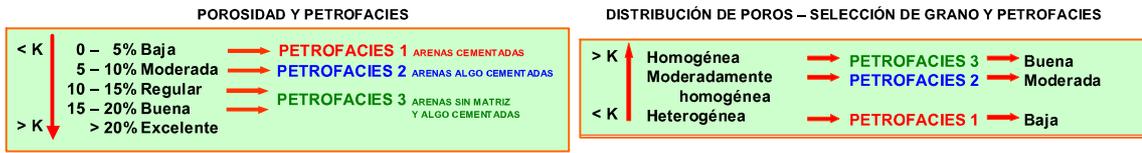


Figura 9. Definición de Petrofacies sobre la base de porosidad, distribución poral y selección de granos

## HISTORIA DIAGENETICA Y LA EVOLUCIÓN DE LA POROSIDAD

La porosidad original de los sedimentos se estimó con el grafico de Beard y Weyl (1973) (Figura 10) que considera el tamaño y la selección de los granos. Según los autores, las propiedades texturales más importantes de los sedimentos clásticos son cinco: tamaño de grano, selección, esfericidad, redondez, y empaquetamiento. Siendo el tamaño de grano y la selección de mayor importancia para la determinación de la porosidad original, relacionada directamente al contexto deposicional.

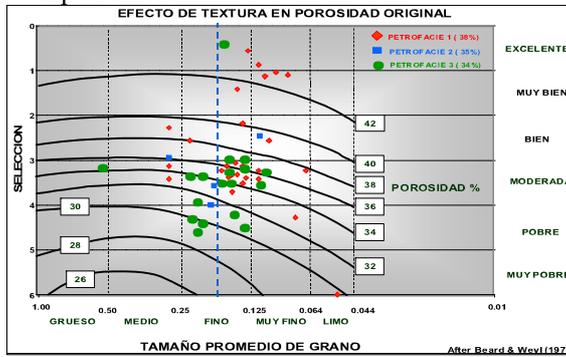


Figura 10. Gráfico de Estimación de Porosidad Original en Sedimentos de Mb. Terebrátula

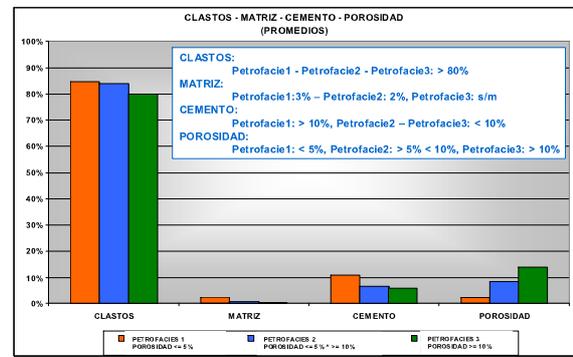


Figura 11. Gráfico comparativo de clastos-matriz-cemento-porosidad de petrofacies

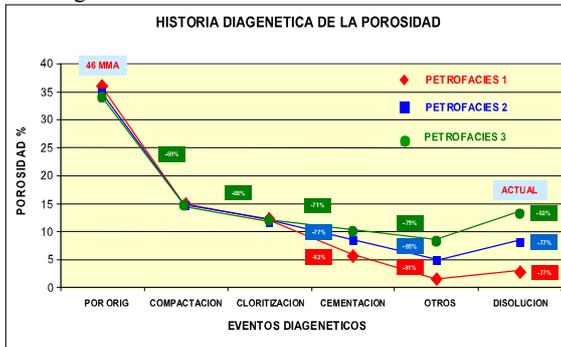


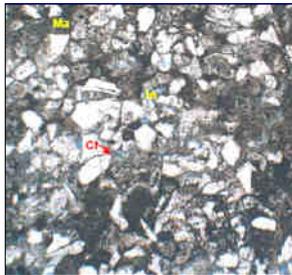
Figura 12. Historia de la porosidad en la cronología de eventos diagenéticos.

Según las propiedades texturales de las muestras analizadas se estimó que la porosidad original de los sedimentos en promedio fue 38 %, dato importante para reconstruir la historia diagenética de la roca reservorio en valores de porosidad hasta llegar a la actual, permitiendo conocer las restricciones en la eficiencia de barrido en el fluido usado en un proyecto de recuperación secundaria.

En la Figura 11 se muestra el histograma de la roca reservorio actual en cada una de las petrofacies definidas. Se aprecia que la diferencia actual entre cada una de las petrofacies esta ligada a la cementación principalmente y los valores actuales de porosidad están por debajo del 15%. Si comparamos con el promedio de la porosidad original de los sedimentos la caída en más del 20% se debe principalmente a la compactación.

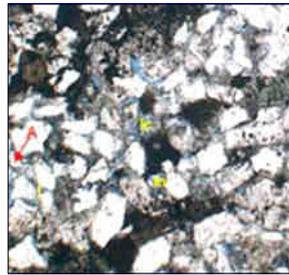
Figura 12, muestra la reconstrucción de los eventos diagenéticos y como estos han afectado a la reducción de la porosidad original del sedimento hasta llegar a tener los atributos petrofísicos actuales.

Figuras 13, 14 y 15 muestran aspectos texturales, diagénéticos y porosidad de las tres petrofacies.



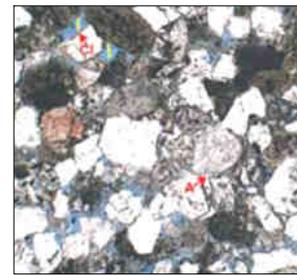
Matriz Arcillosa (Ma), Clorita (Cl),  
Textura Intragranular (In)

**Petrofacies 1**  
Figura 13



Analcima (A), Intracemento (Ic),  
Textura Intragranular (In)

**Petrofacies 2**  
Figura 14



Analcima (A), Clorita (Cl),  
Textura Intergranular (In)

**Petrofacies 3**  
Figura 15

## HISTORIA DIAGENETICA Y LA EVOLUCIÓN DE LA PERMEABILIDAD

La permeabilidad original del sedimento se estima sobre la base del gráfico de Beard & Weyl (1973) que consideran el tamaño y la selección de los granos como datos de entrada principales, se estimó como promedios de permeabilidad original para las Petrofacies 1 – 2 – 3 es 5 Darcys (Figura 13).

La figura 14 muestra los rangos que fueron determinados en la relación tamaño poral y permeabilidad. A partir de las muestras estudiadas se han determinado los rangos en porcentajes de tamaños porales en cada una de las petrofacies identificadas. La figura 15 muestra la relación directa existente entre la

porosidad estimada y los tipos de porosidad para cada una de las petrofacies. La figura 16 muestra la estimación de la permeabilidad sobre la base de los porcentajes promedios de tamaños porales predominantes para cada una de las petrofacies.

Megaporo: 1 – 4 (mm)	- Alta permeabilidad	(1000 – 100 md.)
Macroporo: 0.25 – 1	- Media permeabilidad	(100 – 10 md.)
Mesoporo: 0.062 – 0.25	- Baja permeabilidad	(10 – 1 md.)
Microporo: 0.004 – 0.062	- Muy baja permeabilidad	(0.9 – 0.01 md.)

Figura 14. Tabla de petrofacies y su relación con el tamaño poral

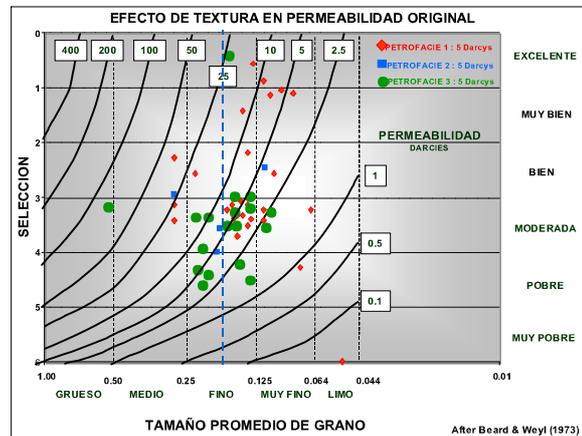


Figura 13. Gráfico de estimación de permeabilidad original en sedimentos del Mb. Terebrátula

<b>PETROFACIES 1</b>	<b>Microporosidad 80% - 100%</b>
	<b>Mesoporosidad 20% - 0%</b>
<b>PETROFACIES 2</b>	<b>Microporosidad 70% - 90%</b>
	<b>Mesoporosidad 30% - 10%</b>
<b>PETROFACIES 3</b>	<b>Microporosidad 60% - 40%</b>
	<b>Mesoporosidad 40% - 60%</b>

Otro método de estimación de la permeabilidad se efectúa a partir del diámetro de gargantas porales, aplicando la fórmula:  $K = \sqrt{D}$ . donde K: permeabilidad en milidarcys y D: Diámetro de gargantas porales ( $\mu$ ). Para aplicar la fórmula se efectuó la relación diámetro de gargantas porales y porosidad estimada donde el valor de diámetro de garganta poral usada fue la media aritmética de garganta poral por Petrofacies.

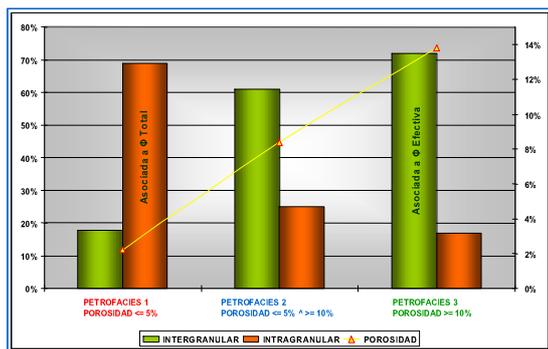


Figura 15. Relación Tipos de porosidad -petrofacies

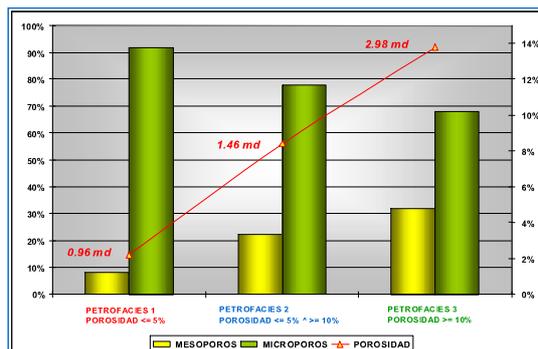


Figura 16. Tamaños porales - permeabilidad

## INTEGRACIÓN ROCA - PERFIL

La identificación y caracterización de las petrofacies definidas con muestras de canaleta es el primer paso para la integración con los perfiles eléctricos de cada uno de los pozos analizados (Figura 17). Teniendo como base un set básico de perfiles, es decir: resistividad - densidad - rayos gamma, la caracterización del área se dará con la extrapolación de la información obtenida a todos los pozos.

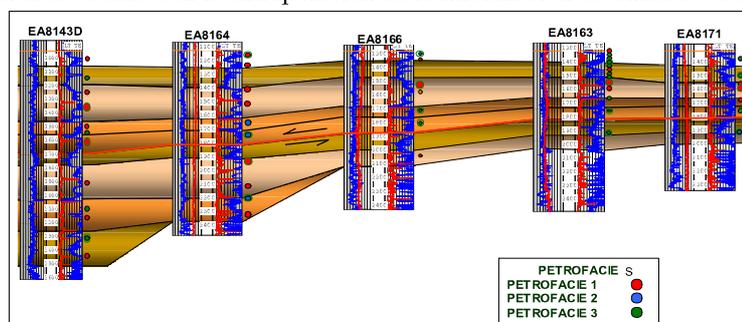


Figura 17. Correlación obtenida entre los pozos analizados mediante la caracterización de petrofacies

## CONCLUSIONES

El Mb. Terebratula del Eoceno Medio es una litoarenita feldespática, condición inicial que la hace química y mecánicamente inestable a los eventos post depositacionales.

La diagénesis tiene fuerte impacto en la porosidad y permeabilidad actual marcando una diferenciación en las rocas del Mb. Terebratula, reconociéndose tres petrofacies.

El presente estudio ha permitido conocer la calidad de las rocas reservorios y extenderla mediante la integración de Roca a los perfiles de pozo logrando definir mapas petrofísicos que reflejan los cambios de calidad del reservorio.

El trabajo, presenta una alternativa muy útil y económica en el análisis y estudio para caracterización de rocas reservorios con muestras de canaleta.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Beard, D y Weyl, P.K. 1973. Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand. AAPG Bulletin 57, p. 349-369.
- Ehrenberg, S. 1995. Relationship between diagenesis and reservoir quality in sandstones of the Garn Formation, Haltenbanken, mid-Norwegian continental shelf. AAPG Bulletin 74, p. 1538-1558.
- Folk, R. 1968. Petrology of sedimentary rocks. Austin, Texas, Hemphill, p. 107.
- LCV del Perú S.A. 2005. Sondeo EA8143D, EA8163, EA8164, EA8166, EA8171. Fm Lutitas Talara - Mbo Terebratula. Estudio Litológico, Petrográfico, Diagenético, Mineralógico y de Microscopía Electrónica, Informe Técnico Interno, p. 355.

