

## Análisis petrofísico de las rocas carbonáticas pérmicas al sur de la cuenca Ucayali

**Christian Pinto Valdivia**

Repsol Exploración Perú S.A., Av. Víctor A. Belaúnde 171, Lima, Perú ([christianarturo.pinto@repsol.com](mailto:christianarturo.pinto@repsol.com))

### 1. Introducción

La presencia de formaciones carbonáticas de gran espesor en las cuencas subandinas del Perú, y sus probables condiciones como reservorio observadas durante la perforación de varios pozos en la cuenca Ucayali, generan la necesidad de realizar análisis y evaluaciones más exhaustivas para determinar el potencial de recursos y/o reservas en esta zona.

El objetivo de este trabajo se enfoca en la determinación de los parámetros petrofísicos para el cálculo volumétrico considerando cuáles son las lecturas de los registros eléctricos menos afectadas en la interpretación de rocas carbonáticas, puntualizando las diferencias con la interpretación de rocas clásticas, además de relacionar el análisis geológico y de laboratorio con los perfiles litológicos, de porosidad y de saturaciones.

En rocas carbonáticas es muy importante relacionar las propiedades petrofísicas a la estructura, textura y clasificación de la roca con la finalidad de integrar información geológica y de ingeniería. El reto principal en evaluaciones de este tipo de roca es la heterogeneidad y la variación de los tipos de porosidad presentes. Existen herramientas que son más útiles en la evaluación de carbonatos, como las de resonancia magnética, y otras herramientas que son casi obligatorias como las texturales o de imágenes que nos permiten caracterizar las diferentes fracciones de porosidad, así como las herramientas que combinadas nos permiten caracterizar de forma más real este tipo de reservorio. El conocimiento geológico y mediciones directas como las realizadas en las coronas son de vital importancia para una correcta interpretación.



Figura 1. Mapa de ubicación de la zona de estudio.

### 2. Contexto geológico

El área de estudio se encuentra al sur de la cuenca Ucayali, siendo una de las 3 grandes cuencas de antepaís que se encuentran entre el escudo brasileño y la faja corrida y plegada de la Cordillera (Fig. 1). Al este se encuentra limitado por el alto de Fitzcarrald que separa la cuenca Ucayali y Madre de Dios. Al norte se extiende por

cerca de 1000 km hasta el arco de Contaya, que es la división con la cuenca Marañón.

### 3. Geología estructural

Las estructuras en el área han sido influenciadas por 3 fases orogénicas. La orogenia hercínica resultó en un área extensional de orientación norte-sur, con presencia de grabens. El evento orogénico eohercínico fue un evento compresional que generó la inversión de muchas fallas previas. Los eventos cenozoicos (especialmente los del Mioceno y Plioceno) resultaron en corrimientos con orientación noroeste- sureste.

### 4. Estratigrafía y sedimentología

Las formaciones carbonáticas pérmicas son continuaciones litológicas de las calizas masivas apiladas del Carbonífero tardío.

#### 4.1. Grupo Tarma

Depositado en el Carbonífero tardío, es una secuencia de lutitas oscuras con una sección superior de calizas encima de las areniscas verdes (*green sandstones*). Las calizas apiladas son prácticamente indistinguibles de las del Grupo Copacabana que las suprayacen.

#### 4.2. Grupo Copacabana

El Grupo Copacabana es típicamente micrítico hacia la base, gradando a capas fosilíferas, oolíticas y ciertos niveles dolomitizados hacia el tope, con algunas intercalaciones de lutitas ricas en materia orgánica y capas de anhidritas.

### 5. Diferencias en interpretación de carbonáticas y clásticos

El análisis petrofísico en carbonatos es más complejo que los análisis en clásticos debido a su gran heterogeneidad y a los diferentes tipos de porosidades involucradas.

Los ambientes carbonáticos son los formados *in situ* ya sea por el crecimiento de organismos y/o precipitación. Principalmente conformado por dolomías ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ) y calizas ( $\text{CaCO}_3$ ) donde también se pueden encontrar rocas evaporíticas como yeso, anhidrita, y halita.

Las areniscas son comúnmente de origen clástico: sus granos han sido erosionados y transportados por agentes como el agua y viento, y luego depositados. Las areniscas por su origen clástico limitan su diagénesis a sólo compactación y cementación, mientras que los carbonatos al ser solubles en agua y desarrollados *in situ* pueden evolucionar vía cementación, compactación, dolomitización y disolución.

El principal obstáculo en la interpretación petrofísica de clásticos es la presencia de granos finos como las arcillas, limos o lutitas: estos minerales son normalmente

conductivos y la resistividad se reducirá en relación al valor de la arena limpia. En el caso de los carbonatos uno de los mayores obstáculos se da en la variación de las fracciones de porosidad presentes, por lo cual es importante caracterizar de manera precisa la porosidad y su conectividad.

En rocas carbonáticas la forma de los granos, la presencia de porosidad interpartícula, así como la selección tienen grandes efectos en la porosidad. El efecto de la selección es en algunos casos opuesto al de los silicoclasticos, por ejemplo: un grainstone oolítico con una porosidad promedio de 45 % puede incrementar hasta 70 % si la selección decrece.

Es muy importante tener en cuenta que en los carbonatos el tamaño y volumen del espacio poral no sólo están relacionados al tipo de sedimento sino también a su historia post-deposicional.

En síntesis la principal diferencia entre la interpretación petrofísica de rocas clásticas y carbonatos es que en los primeros el efecto de la arcilla es el aspecto más importante mientras que en los carbonatos es la distribución del tamaño de poros.

### 6. Metodología

Las propiedades petrofísicas de porosidad, permeabilidad y saturaciones de fluidos están ligadas al tamaño de poro.

El tamaño de los poros está relacionado al tamaño y la selección de los granos que constituyen la fábrica de la roca. La porosidad es la relación entre el volumen de espacios vacíos dividido por el volumen total de la roca. La permeabilidad es una función de la porosidad y del tamaño de poro. La saturación de fluidos es una función del tamaño de los poros, la porosidad y la presión capilar.

#### 6.1. Registros eléctricos

La utilidad de los registros eléctricos y su respuesta a las propiedades físicas en los carbonatos se da a continuación:

##### 6.1.1. Gamma ray

Los minerales de uranio presentes en las rocas son raros pero solubles: se transportan fácilmente y pueden ser precipitados lejos de su fuente. En rocas carbonáticas no es raro encontrar los registros de gamma ray con lecturas altas debido al uranio. Este elemento no siempre es indicativo de la calidad de la roca ya que puede estar presente debido a la presencia de estilolitas, fracturas, permeabilidades muy altas, aumento o disminución de propiedades. Por lo tanto es importante obtener un perfil de gamma ray espectral para distinguir los elementos radioactivos (torio, potasio, uranio).

##### 6.1.2. Registros de densidad

Son muy útiles en carbonatos para el cálculo de porosidades. En ambientes simples la porosidad a partir de un registro de densidad estimada con el lodo filtrado (zonas lavadas) se correlaciona mucho mejor que lo calculado con otros registros. Cuando existe la presencia

de dos o más minerales se necesita más de dos mediciones con registros ya que el método de cálculo con densidad no es suficiente. En el caso que se quiera utilizar cálculos de zonas lavadas las mediciones de LWD (registros durante la perforación) no son muy realistas debido a su poca invasión.

### 6.1.3. Registros de neutrón

Los registros de neutrón actuales son registrados en unidades de porosidad aparente con respecto a una litología dada. En el caso de rocas carbonáticas la calcita es comúnmente escogida para la calibración; en estos casos los valores de porosidad serán verdaderos valores de porosidad en zonas de calizas; en zonas donde no se encuentre caliza, el registro de neutrón tendrá que ser recalibrado a la matriz mineral de la zona o combinado con un registro de porosidad equivalente para obtener una buena estimación de la porosidad. A diferencia de los registros de densidad, estos si se ven altamente afectados por hidrocarburos livianos.

### 6.1.4. Registros acústicos

Registan el tiempo de transito de ondas compresionales, las cuales son equivalentes a la velocidad sónica (distancia/tiempo). La velocidad es una función de un gran número de variables como: litología, porosidad y tipo de poro. Observaciones a lo largo de los años han mostrado que el registro sónico es una medida de la porosidad interpartícula pero es altamente insensible a fracturas y vugas. Esto puede explicarse ya que las herramientas sónicas miden el tiempo de transito registrando el primer arribo de la onda, la cual corresponde a una vía cercana a la pared del pozo libre de fracturas o vugas.

### 6.1.5. Registros de resonancia magnética

La herramienta de resonancia magnética ayuda a determinar la porosidad ya que no está afectada por la litología de la roca. Es importante aquí establecer un *cut-off* adecuado y lograr la polarización de todos los hidrógenos de los hidrocarburos.

### 6.1.6. Registros de mineralogía

Los registros espectroscópicos son muy útiles en determinar con precisión la litología y para calibrar los valores de porosidad a partir de las curvas de densidad neutrón aplicando una densidad de matriz variable. El factor fotoeléctrico es también un registro básico para determinar la litología permitiendo diferenciar en la interpretación entre calizas y dolomías.

### 6.1.7. Registros de imágenes

Los perfiles de imágenes son casi obligatorios en la evaluación de rocas carbonáticas para la caracterización de las fracciones de porosidad.

### 6.1.8. Registros de resistividad e inducción

A partir de los registros de resistividad se puede calcular la saturación de agua usando la ecuación de Archie.

## 6.2. Interpretación y cálculos

Algunos rasgos típicos en la determinación de parámetros petrofísicos en rocas carbonáticas:

En rocas carbonáticas, la arcillosidad o volumen de arcilla no es un factor muy crítico. Sin embargo algunas veces este tipo de rocas pueden mantener materia orgánica con valores muy altos de gamma ray o agua radioactiva con alto contenido de uranio. El uranio es frecuentemente diagenético y no está relacionado con las fases deposicionales o fabrica de la roca, por lo tanto es necesario remover el uranio de la señal de gamma ray para identificar fragmentos de roca y arcilla.

Grainstone y packstone son normalmente depositados en ambientes de alta energía y normalmente tienen baja actividad radioactiva. Los mudstones, wackstones y packstones con matriz dominante son depositados en ambientes de baja energía y normalmente tienen alta actividad radioactiva. En muchos casos la respuesta del potasio y torio es muy baja para distinguir entre fábricas de roca.

La porosidad calculada a partir de los registros de densidad está basada en la relación del balance de masas, en la ecuación se incluye la densidad de la matriz por ejemplo: un 2.71 gr/cm<sup>3</sup> para calcita y cerca a 2.87 gr/cm<sup>3</sup> si es dolomita. Por lo tanto en un registro de densidad, la porosidad está amarrada a un mineral específico. Teniendo en cuenta que las porosidades estimadas en rocas carbonáticas tienen una mezcla de calcita y dolomita además de anhidrita y halita. La determinación de la porosidad requiere de muchas mediciones y ecuaciones. El cálculo a partir de la combinación de las herramientas densidad y neutrón es común en este tipo de casos. Dependiendo de su adecuada calibración la porosidad de los registros de resonancia magnética es una buena alternativa.

Como ya se mencionó anteriormente los registros, tales como densidad o neutrón responden a todo tipo de porosidades mientras que las herramientas acústicas son más dependientes del tamaño del poro. A partir de esta diferencia es que con la porosidad calculada con la herramienta sónica y la porosidad total obtenida de combinación de otras herramientas se puede obtener el VPR (Lucia, 1983) para el cálculo del factor de cementación. El valor de "m" (factor de cementación) va a ser diferente a los valores estándar debido a que este valor se encuentra ligado a la fábrica de la roca, específicamente a la porosidad vugular. La relación entre el VPR y "m" varía basado en mediciones de laboratorio, las cuales se representan en la siguiente ecuación (Lucia et al., 1987):

$$m = 2.14 \left( \frac{\phi_{sv}}{\phi_t} \right) + 1.76$$

$\phi_{sv}$  = *Separate vug porosity*: Es el espacio poral que es más grande que el tamaño de las partículas; está conectado solo por el espacio poral de las partículas.

$\phi_t$  = Porosidad total

A diferencia de los silicoclásticos en carbonatos la determinación de la porosidad está basada principalmente en relacionar el espacio poral, las fábricas deposicionales, fábricas diagenéticas y la distinción de dos tipos de porosidades: Interpartícula (intergranular o intercrystalina) y la porosidad vugular que incluye todas las porosidades que no sean interpartículas (*vugs*, moldes y fracturas). (J. Lucia, 1983).

La saturación de agua es calculada a partir de los registros resistivos, de inducción y de porosidad usando la ecuación de Archie (Archie, 1942).

$$S_w = \left( \frac{R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

La resistividad de la roca se obtiene de los registros eléctricos previas correcciones ambientales y de invasión de lodo para obtener la resistividad verdadera ( $R_t$ ). La resistividad del agua ( $R_w$ ) es una función de la salinidad y la temperatura puede ser medida de muestras de agua o mediante cross-plot. La porosidad  $\phi$  es calculada a partir de registros eléctricos calibrados con mediciones directas en coronas (si es que las hubiera). Los parámetros de Archie, es decir,  $m$  y  $n$  son medidos en el laboratorio pero hay que tener en cuenta la naturaleza y escala de la heterogeneidad de los carbonatos en las coronas. El exponente de saturación normalmente es asumido como 2 basado en valores promedio de laboratorio. El valor del factor de cementación será hallado de la relación de porosidad vugular separada y la porosidad total llamado el radio de porosidad vugular VPR por sus siglas en inglés (*vug porosity ratio*).

Adicionalmente la información de porosidad puede servir para identificar las fábricas grano dominante y fábricas matriz dominante si se calibran con descripción de coronas. El espacio poral debe ser definido y clasificado en términos de fábrica de roca y propiedades petrofísicas con la finalidad de integrar toda la información.

Se puede llegar a establecer relaciones entre el análisis petrofísico y la fábrica de las rocas como:

En los grainstones la distribución del tamaño del poro está controlado por el tamaño del grano, la selección y el volumen de cemento intergranular, lo cual se refleja en la cantidad de porosidad de intrapartículas.

En packstones grano-dominantes, la distribución del tamaño de poro es controlada por el tamaño del grano, cemento intergranular y el tamaño y la porosidad de la micrita intergranular.

En packstones matriz-dominantes, wackstones y mudstones, la distribución del tamaño de poro está controlada por el tamaño de las partículas de micrita y la cantidad de porosidad intraparticlar en la matriz.

## 7. Conclusiones

Los análisis petrofísicos en carbonatos presentan dificultades en la estimación de propiedades petrofísicas básicas como saturación de hidrocarburos o porosidades a partir de análisis básicos ya que la mayoría de estos métodos fueron creados para el análisis de rocas clásticas que consideran solo una porosidad intergranular en algunos casos aumentada por fracturas. Por otro lado, una roca carbonática que considera un sistema de intrapartículas que coexiste con un sistema secundario de porosidad llamado porosidad vugular. Esta diferencia hace que los reservorios carbonáticos tengan una gran heterogeneidad y en esto radica la complejidad en su interpretación y por tanto el aumento en la incertidumbre de sus resultados. De ahí que se requiere un flujo de trabajo sustentado en toda la información disponible.

## Referencias

- Lucia, F.J. 1999. Carbonate Reservoir Characterization, An integrated Approach (Second Edition).
- Lucia, F.J. 1995. Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization. AAPG Bulletin, v. 79 (9).
- Bust, V., Oletu, J., Worthington, P. 2011 The Challenges for Carbonate Petrophysics in Petroleum Resources Estimation. SPE.
- Crain, E.. Crain's petrophysical handbook: Carbonate vs Sandstone Reservoir: <http://www.spec2000.net/17-speccarb.htm>