

Porosidad en Carbonatos

Cecilia Elizabeth Olivares Braus¹

Heberto Ramos Rodríguez²

RESUMEN

La porosidad de los carbonatos es una característica más compleja que en otras rocas de interés económico, como las arenas. Esta característica está altamente influenciada por las condiciones de depósito de los sedimentos. La comparación de porosidad entre carbonatos y arenas se realiza mediante una tabla la cual marca las diferencias principales. El análisis continúa revisando los cambios de la porosidad en carbonatos, a través de las diferentes etapas de formación de las rocas definidas como predeposicional, deposicional y postdeposicional. Con la información de los puntos anteriores se hace una revisión de una clasificación de porosidad en carbonatos que toma en cuenta factores como; tamaño de poro, genética y tiempo. Esta clasificación de porosidad para carbonatos ha sido de gran ayuda para comprender mejor su influencia en los yacimientos de hidrocarburos.

Palabras clave: porosidad, carbonatos, depositación, digenético, dolomitización.

INTRODUCCIÓN

Actualmente los yacimientos carbonatados están presentando grandes retos en la industria petrolera y son de gran interés económico ya que más del 60 % y 40 % de las reservas mundiales de hidrocarburo y gas respectivamente, se encuentran en carbonatos por lo que es de gran importancia entender la porosidad en carbonatos de una manera más detallada, analizando los tiempos de depósito y una genética orientada para poder tener una mejor clasificación.

DEFINICIONES DE LOS TÉRMINOS GENERALES DE LA POROSIDAD

La palabra poros viene del latín *porus* y significa «agujero pequeño». La porosidad se define como la cantidad de huecos (poros) que se encuentra en un volumen de roca, se denota con el símbolo ϕ y es un valor adimensional, se representa en términos de porcentaje, también denominada como porosidad total o absoluta.

La porosidad se divide en efectiva y no efectiva, esto se debe a su capacidad de fluir un líquido o

¹ Estudiante de la maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad Olmeca. colivares_braus@hotmail.com

² Asesor del texto y docente en la maestría en Ingeniería Petrolera de la Universidad Olmeca. hrr_betoramos@yahoo.com

gas en ella. La porosidad efectiva la podemos denominar como la cantidad de poros que están interconectados entre sí, normalmente es menor a la porosidad total. La porosidad no efectiva es la diferencia entre la absoluta y la efectiva.

De acuerdo a su deposición y origen la porosidad la podemos definir como primaria o secundaria. La porosidad primaria corresponde al momento del depósito del sedimento, la secundaria es la que se genera después de la depositación final, la cual se ve afectada por cambios de la composición química de las rocas (disolución, dolomitización), por tectónica originando fracturamiento.

POROSIDAD EN ARENAS

La porosidad en arenas se ve afectada en el momento del depósito por los siguientes factores: la forma de los granos si tenemos granos muy redondos tenemos mayor porosidad, con granos angulosos o con menor esfericidad la porosidad que presenta es menor, en este caso surgen cambios por procesos diagenético. El tamaño, si tenemos una variedad de tamaños es menor la porosidad que si tenemos una buena clasificación. Por último, el de depositación que depende del tipo de empaque que se presente, siendo el empaque cúbico el que presenta mayor porosidad, hasta de 47.6 %; empaque rómbico 39.5 %; empaque romboédrico con 25.9 % de porosidad. La mayoría de las arenas son depositadas con 40 % a 50 % de forma general, esta porosidad se va perdiendo por factores como la compactación, gradiente geotérmico, la cementación y la mineralogía de las arenas.

Porosidad en carbonatos

A diferencia de las arenas la porosidad en los carbonatos es más compleja tanto genética como físicamente. En carbonatos se presenta una porosidad entre 40 y 70 % al momento de la depositación final, la cual tiende a variar. Se ha logrado entender que la disolución y dolomitización son los principales causantes de dicha modificación. «volumen de cemento de relleno

de poros en los carbonatos antiguos comúnmente puede acercarse o exceder el volumen del sedimento inicial» (Pray y Choquette, 1966: 22).

Comparación de la porosidad en areniscas y carbonatos sedimentarios

En la **tabla 1** se muestran las diferencias más significativas de la porosidad entre las areniscas y las rocas carbonatadas sedimentarias. Observamos que una nomenclatura y clasificación de la porosidad para las areniscas no es adecuada para los carbonatos sedimentarios.

El tiempo en términos de porosidad en los carbonatos

Ocurren grandes cambios en la porosidad de los carbonatos en términos del tiempo, en el momento en que las partículas se forman, en el que son depositadas, en el que permanecen enterradas y en el que son expuestas. Estas etapas descritas por Choquette y Pray (1970) como etapas diagenéticas, divididas como predeposicional, deposicional, postdeposicional siendo esta la etapa más larga y de mayor influencia para la evolución de la porosidad, dividiéndola en tres zonas relacionadas con el enterramiento, eogenética, mesogenética, telogenética. (**Imagen 1**).

La etapa predeposicional comienza en el momento que la partícula sedimentaria es formada y termina con la depositación final, puede variar desde poco tiempo hasta miles de años, según el aporte de sedimentos que se tenga. De los tipos de porosidad que se pueden encontrar en esta etapa es la intragranular (*boring, framework*).

La etapa deposicional se da en periodo de tiempo en que se da la depositación final, en el lugar donde surge el sepultamiento de un sedimento, la característica principal de esta etapa es la gran generación de porosidad en poco tiempo ya que gran parte es generada por el crecimiento de cuerpos arrecifales, zonas de alta energía y por procesos de disolución. De los tipos de porosidad que se pueden encontrar en esta

ASPECTO	ARENISCA	CARBONATO
Cantidad de porosidad primaria en sedimentos	Comúnmente 25-40 %	Comúnmente 40-70 %
Cantidad de porosidad final en rocas	Comúnmente la mitad o más de la porosidad inicial; 15-30 %	Comúnmente ninguna o solo una pequeña fracción de la porosidad inicial, 5-15 % frecuente en la facies del yacimiento
Tipos de porosidad primaria	Casi exclusivamente interpartícula	Comúnmente predomina Interpartícula, intercrystalina, intergranular
Tipos de porosidad final	Casi exclusivamente primaria interpartícula	Ampliamente variada debido a las modificaciones posdeposicionales
Tamaño de los poros	Diámetro y tamaños de garganta estrechamente relacionados con el tamaño y la clasificación de las partículas sedimentarias	Diámetro y tamaños de garganta comúnmente muestran poca relación con el tamaño de la partícula sedimentaria o selección
Forma de los poros	Fuerte dependencia en la forma de la partícula, un negativo de partículas	Muy variado, varía desde «partículas positivas» o «negativas» fuertemente dependientes de partículas para generar formas de componentes deposicionales o diagenéticos completamente independientes.
Homogeneidad de tamaño, forma y distribución	Comúnmente bastante uniforme dentro del cuerpo homogéneo	Variable, de bastante uniforme a extremadamente heterogéneo, incluso dentro del cuerpo formado por un solo tipo de roca
Influencia de la diagénesis	Menor, usualmente menor reducción de la porosidad primaria por la compactación y la cementación	Mayor, puede crear, obliterar o modificar completamente la porosidad; la cementación y solución son importantes
Influencia de la fractura	Generalmente no es de gran importancia en las propiedades del yacimiento	De mayor importancia en las propiedades del yacimiento si está presente
Evaluación visual de la porosidad y de la permeabilidad	Estimación visual semicuantitativa por lo común relativamente fácil	Variable, las estimaciones visuales semicuantitativas varían de fáciles a virtualmente imposibles; comúnmente se necesitan mediciones de instrumentos de porosidad, permeabilidad y presión capilar
Adecuación del análisis de núcleo para la evaluación del yacimiento	Muestras de núcleos de 1 pulgada de diámetro comúnmente adecuadas para porosidad de la matriz	Muestras de núcleos comúnmente inadecuadas; aun núcleos completos (más de 3 pulgadas de diámetro) pueden ser inadecuadas para poros grandes
Interrelación permeabilidad porosidad	Relativamente consistente: comúnmente dependiente de la clasificación del tamaño de las partículas	Muy variado; comúnmente independiente del tamaño de partícula y clasificación

Tabla 1. Comparación de la porosidad en areniscas y rocas carbonatadas, según Choquette y Pray, 1970.

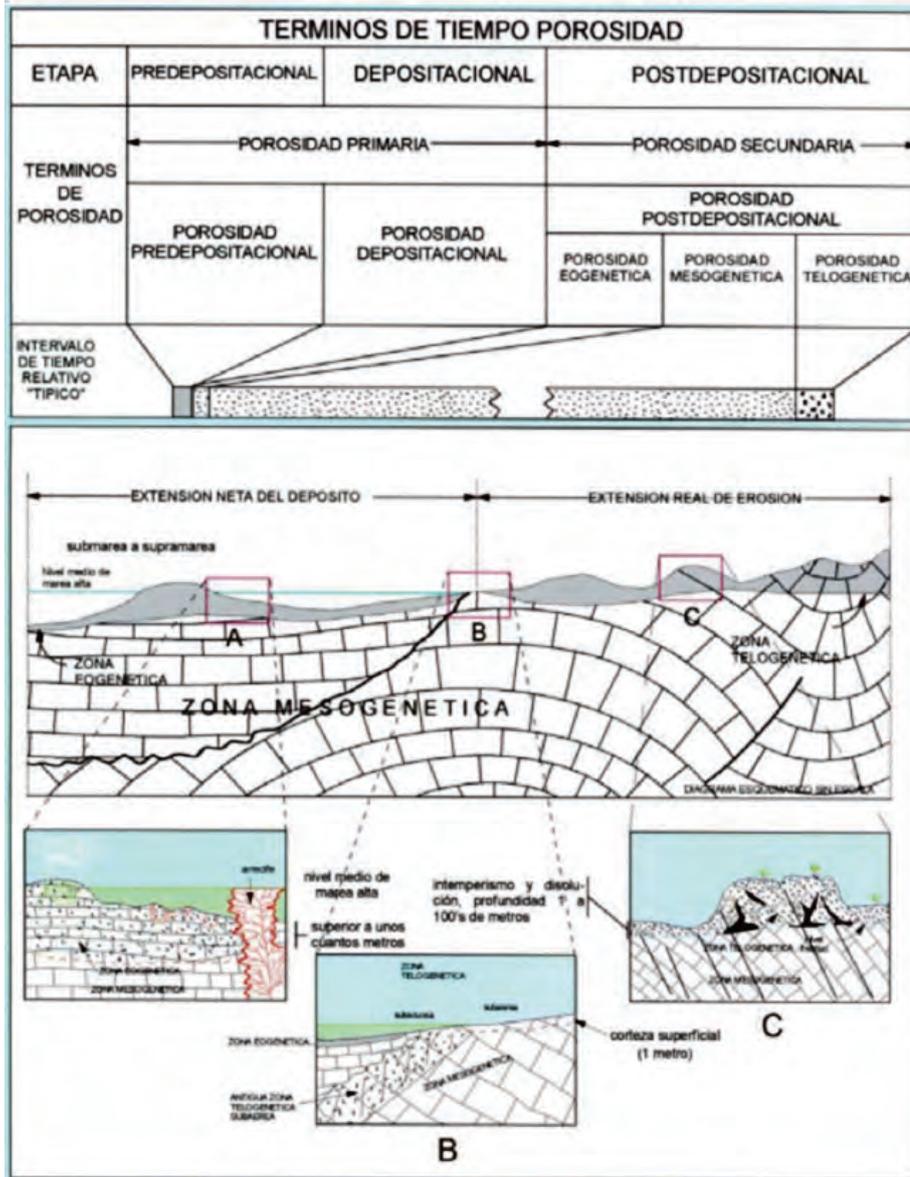


Imagen 1.- Clasificación de ambientes diageneticos, según Choquette y Pray, 1970

etapa es la intergranulares, fenestrales, matriciales.

La etapa postdeposicional se subdivide en tres zonas antes mencionadas, basándose en eventos tempranos y tardíos, los cuales muestran una importante evolución en la porosidad. En comparación con las dos etapas anteriores el intervalo de tiempo empleado es mayor después de la depositación final.

Zona eogenética, representa menor intervalo de tiempo que se da entre la etapa depositacional final y el sepultamiento de un nuevo depósito, los procesos

que ocurren en esta zona son influenciados por procesos que se dan en la superficie o dependen de esta como es la disolución, dolomitización y cementación provocando una reducción de porosidad, ocurriendo en la zona delgada de la superficie. De los tipos de porosidad que se pueden encontrar en esta etapa es secundaria como la intercrystalina, móldica.

Zona mesogénica, caracterizada por generarse el sepultamiento a mayores profundidades los cuales no se ven influenciados de los procesos que se generan o

están relacionados a la superficie, la cementación es el proceso principal que probablemente afecta la porosidad en la zona, siendo la solución de menor afectación. Los tipos de porosidad que se pueden encontrar en esta etapa son de tipo secundario como fracturas.

Zona telogénica, corresponde a la etapa tardía asociada a los procesos de erosión formando discordancias y algunos casos influenciados por tectónica, así exponiendo las rocas carbonatadas que fueron enterradas por mucho tiempo las cuales quedan expuestas nuevamente a los procesos superficiales (meteoricos), que pueden generar sistemas kársticos. Las condiciones físico-químicas son muy similares a las de la zona eogenética aunque se diferencia en que la composición mineralógica es más homogénea. Los tipos de porosidad que se pueden encontrar en esta etapa son de tipo secundario como cavidades o cavernas, conductos o canales.

Tipos básicos de porosidad en los carbonatos de acuerdo a Choquette y Pray.

Es la clasificación más conocida y utilizada, se basa principalmente en los tipos de porosidad y los procesos que la modifican como son el tamaño del poro, la genética, y el tiempo un factor muy importante ya que puede cambiar la forma original.

«La clasificación considera 15 tipos básicos de poro, sobre los cuales establece tres géneros de modificadores que permiten una caracterización más completa de los mismos, tanto desde el punto de vista geométrico como genético. Los modificadores matizan y adjetivan el carácter de la porosidad. Los tipos básicos de poro poseen unas características geométricas y normalmente llevan asociados otras genéticas, si bien estas últimas no se consideran en las definiciones. En consecuencia, se trata de 15 tipos descriptivos de poros, siete de los cuales se consideran más frecuentes y los ocho restantes más esporádicos.

Entre sus características se da importancia al hecho de si la porosidad guardar o no relación con la

textura de la roca, en este sentido la clasificación introduce la categoría de poros selectivos (no afecta a toda la roca) o no selectivos (afectan a toda la roca) respecto a la fábrica de la roca. Con frecuencia la porosidad en las rocas no se presenta al azar, sino que es selectiva, y este concepto de poros de fábrica selectiva resulta muy útil a la hora de establecer el origen de la porosidad». Choquette y Pray (1970).



Imagen 2.- Clasificación y Tipos de Porosidad en rocas carbonatadas (Choquette y Pray, 1970)

Se describe a continuación ocho tipos de porosidad.

1. Porosidad intergranular

Se considera porosidad primaria, es originada al momento del depósito por los espacios que se generan entre los granos depositados (posición de los granos), ya sean de cuarzo o de carbonatos y no por su génesis. El tamaño de los granos va de los 0.004 a los 2 mm.

2. Porosidad intercrystalina

Es una porosidad secundaria, se relaciona con procesos de disolución y dolomitización. Según Ramos y Morales (2018) «el tamaño de los cristales es muy variable y, en términos cualitativos, se expresa desde microcristalinos, macrocristalinos y mesocristalinos. La cristalización y recristalización se consideran procesos diagenéticos, que imprimen a la roca características como textura y porosidad. Entre más grandes son los cristales de calcita o de dolomita, los espacios entre los cristales son mayores e influyen en un incremento en la porosidad. Prácticamente todas las rocas carbonatadas están compuestas de cristales que pueden variar de tamaño desde cripto a mesocristalinos, así como proporciones variables de arcilla y material silíceo».

3. Porosidad móldica

Su origen corresponde básicamente a la solución de fragmentos de conchas o restos orgánicos calcáreos. La impresión disuelta de las conchas o fragmentos es lo que da la característica de «molde» y son muy abundantes en las rocas carbonatadas. Muchos de los espacios porosos denominados «vugs» en las rocas almacenadoras podrían haber iniciado como disolución de moldes.

La mayoría de los moldes en los sedimentos carbonatados fueron creados por disolución selectiva de varios tipos de fragmentos, especialmente los de tipo aragonítico, como las oolitas y conchas de moluscos. En las dolomías comúnmente se han formado por la solución selectiva de constituyentes primarios de calcita o aragonita, y menos común por solución de anhidrita. Las rocas carbonatadas que presentan más comúnmente este tipo de porosidad son las de plataforma, debido a la presencia de abundantes fragmentos y conchas completas de organismos bentónicos.

4. Porosidad vugular

Este es el tipo de porosidad probablemente más frecuente en carbonatos y también tiene una amplia variedad de definiciones. El vug se define como un poro

semicircular y no marcadamente elongado, visible sin ayuda de lupa o microscopio. La solución es el proceso dominante en la formación de vugs, pero aún se desconoce con precisión el origen de estos. La mayoría puede presentar agrandamiento cuando la solución es aparentemente indiscriminada, y la evolución de moldes a vugs es indudablemente común. De acuerdo con el tamaño de los espacios, se pueden clasificar como microvugs (0.5 mm), mesovugs (0.5-4 mm) y megavugs (4-256 mm).

5. Porosidad en brechas

Para fines prácticos se puede considerar a este tipo de porosidad como intergranular, solo que los fragmentos son angulosos y mayores de 2 mm, hasta varias decenas de centímetros. Esta porosidad está asociada íntimamente a ambientes de depósito de talud de plataforma carbonatada, en donde se acumulan prismas de brechas circundando el pie de la plataforma, y también se encuentran formando abanicos como resultado del depósito de fragmentos transportados por medio de corrientes de turbidez. Los espacios vacíos entre fragmentos son proporcionalmente mayores al tamaño de los fragmentos y constituyen porosidades excelentes.

6. Porosidad en fracturas

Este tipo de porosidad es muy común en las rocas carbonatadas y por lo general se sobrepone a otros tipos de porosidad primaria o secundaria. Se relaciona con procesos tectónicos. También es posible que, por fracturamiento, se genere porosidad en una roca compacta. Se define como una porosidad desarrollada a lo largo de rompimientos en un cuerpo de roca, en donde ha habido un pequeño desplazamiento mutuo entre los bloques opositores. Este tipo de porosidad también se clasifica de acuerdo al tamaño de los rompimientos o fracturas, las cuales varían desde micro, meso hasta macrofracturamiento. Cuando el fracturamiento es indiscriminado e intenso provoca en la roca un aspecto caótico tipo brecha.

Este tipo de porosidad se origina por diferentes fenómenos: por colapso asociado a grandes disoluciones de los carbonatos, por deslizamiento de megabloques, por gravedad en un medio subacuoso y lo más generalizado, por diversos tipos de deformación tectónica.

7. Porosidad cavernosa

Se denomina de esta manera a un sistema poroso caracterizado por grandes aberturas o cavernas, la mayoría de ellas son generadas por disolución; este término es ampliamente aplicado a yacimientos en rocas carbonatadas y existe una confusión en el tamaño de la abertura para que sea considerada una caverna. De manera práctica, se define como caverna a una abertura de un tamaño mínimo por la que pueda pasar un hombre adulto. Donde la unidad de roca es conocida únicamente por perforación de pozos, una manera práctica de determinar el tamaño de las cavernas es por el reconocimiento de la caída de la sarta de perforación medio metro o más. La porosidad en cavernas es demasiado grande para ser identificada en el subsuelo por medio de núcleos de fondo.

8. Porosidad múltiple

Se genera por la combinación de al menos dos tipos de porosidad, con un análisis visual o en caso de ser necesario con ayuda de microscopio se puede determinar la porosidad dominante y de las subordinadas, pudiendo así tener un buen análisis petrofísico de las muestras.

CONCLUSIONES

La porosidad, definida como el porcentaje de una roca que son huecos, presenta diferencias importantes entre los carbonatos y las arenas. Para entender estas diferencias es necesario hacer un análisis desde su origen y las modificaciones que suceden a lo largo su enterramiento. La porosidad que se forma al momento de la depositación es definida como primaria mientras que los cambios de porosidad sucedidos

después de la depositación son definidos como secundaria.

La clasificación sugerida por Choquette y Pray, 1970; es de gran ayuda para la comprensión del comportamiento de los yacimientos petroleros que representan un gran reto para la explotación de sus reservas.

IMÁGENES



1. Porosidad intergranular

Edad: Eoceno Medio.

Litología: Calcarenita de exoclastos y bioclastos, subarredondados, color crema, en matriz microcristalina.

Porosidad: Buena intergranular e intercristalina.

(Ramos y Morales, 2018: 14)



2. Porosidad intercristalina

Edad: Jurásico Superior Kimmeridgiense.

Litología: Dolomía mesocrystalina color gris, con fantasmas de bioclastos y fracturas y microfracturas selladas parcialmente por dolomita blanca. Se aprecian cavidades tipo vugular.

Porosidad secundaria: Muy buena intercristalina, en cavidades, en fracturas y microfracturas.

(Ramos y Morales, 2018: 19)



3. Porosidad móldica

Edad: Paleoceno Inferior – Cretácico Superior.

Litología Brecha dolomitizada color gris oscuro, de fragmentos angulosos y subarredondados, de 1 a 8 cm de longitud, de dolomía, cementados en mesodolomita color gris claro.

Porosidad secundaria: Buena móldica y en brechas.
(Ramos y Morales, 2018: 26)



5. Porosidad en brechas

Edad: Cretácico Medio.

Litología: Brecha cataclástica de fragmentos angulosos de mudstone gris verdoso, en matriz de abundante calcita blanca.

Porosidad secundaria: Buena en fracturas e intercrystalina.
(Ramos y Morales, 2018: 43)



4. Porosidad vugular

Edad: Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Litología: Caliza dolomitizada mesocrystalina color café claro a beige, con fantasmas de bioclastos, abundantes microfracturas y cavidades de tipo vugular. Porosidad secundaria: Muy buena intercrystalina, vugular y en microfracturas.

(Ramos y Morales, 2018: 39)



5. Porosidad en brechas

Edad: Cretácico Medio.

Litología: Brecha cataclástica de fragmentos angulosos de mudstone gris verdoso, en matriz de abundante calcita blanca. Presenta cavidades no rellenas por calcita.

Porosidad secundaria: Buena en fracturas e intercrystalina.
(Ramos y Morales, 2018: 43)

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Choquette, P.W. y Pray, L.C (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity. Bull. AAPG 54: 207-250.

Clyde H. Moore William J. Wade. (2013). La naturaleza y clasificación de la porosidad del carbonato. Desarrollo en sedimentología 67: 51-65. Recuperado el 1-XI-2018. [https:// doi.org/10.1016/B978-0-444-53831-4.00004-5](https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53831-4.00004-5)

Peter A. S. (1978). Carbonate Rock Constituents, Textures, Cements, and Porosities. Bull. AAPG.

Ramos R. H. y Morales S. J.M.† (2018). *Identificación*

de los Tipos de Porosidad en Rocas Productoras del Mesozoico, Región Sur y Sonda de Campeche. Universidad Olmeca, A.C.,

Rocas carbonatadas. Recuperado el 1-XI-2018. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/107/5%20Cap%C3%ADtulo%20III.pdf?sequence=5>

Schlumberger (2008). Yacimientos carbonatados. Bull. AAPG 54: 207-250. Recuperado el 1-XI-2018. https://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/carbonates/brochures/cb_carbonatados_08os071.pdf