

Características estructurales de los poros alojados en materia orgánica en las lutitas gasíferas de la Cuenca de Sabinas, Coahuila

Structural characteristics of pores hosted in organic matter in the gas shales of the Sabinas Basin Coahuila

H. Rico ^{a, *}, S. Díaz Silvestre ^a, N. Sosa Flores ^a

^a Coordinación de Mecatrónica, Energías Renovables y Mantenimiento Industrial, Universidad Tecnológica de Saltillo, 25300, Saltillo, Coahuila, México.

Resumen

Los organoporos desempeñan un papel fundamental en la determinación del volumen total de hidrocarburos en los yacimientos de gas shale. En este trabajo, se caracterizó la microestructura de nanoporos orgánicos en muestras de lutitas bituminosas de los pozos Pirineo-71 y Chucla-1 (cuencas Sabinas y Burgos), evaluando su impacto en el almacenamiento de gas. Mediante microscopía electrónica de barrido de emisión de campo (FE-SEM), espectrometría de energía dispersiva (EDS) y ensayos de adsorción de nitrógeno (BET), se determinaron la morfología y distribución del sistema poroso. Los resultados revelan que el contenido de carbono orgánico total (TOC) y la madurez térmica controlan directamente el desarrollo de porosidad. Las imágenes de FE-SEM muestran que los nanoporos en la materia orgánica varían desde geometrías elípticas y subredondeadas hasta polígonos irregulares, clasificándose en tipos esponjosos, de burbuja y complejos. El análisis de adsorción confirmó que los tamaños de poro se concentran entre 4 y 30 nm, donde los microporos y mesoporos proporcionan el principal espacio de almacenamiento y transporte de hidrocarburos en estos yacimientos no convencionales.

Palabras Clave:

Nanoporos, Gas Shale, Porosidad Orgánica

Abstract

Organopores play a fundamental role in determining the total hydrocarbon volume in shale gas reservoirs. In this work, the microstructure of organic nanopores in oil shale samples from the Pirineo-71 and Chucla-1 wells (Sabinas and Burgos basins) was characterized, evaluating their impact on gas storage. The morphology and distribution of the porous system were determined using field emission scanning electron microscopy (FE-SEM), energy-dispersive X-ray spectroscopy (EDS), and nitrogen adsorption assays (BET). The results reveal that total organic carbon (TOC) content and thermal maturity directly control porosity development. FE-SEM images show that the nanopores in the organic matter vary from elliptical and subrounded geometries to irregular polygons, classifying them into spongy, bubble, and complex types. Adsorption analysis confirmed that pore sizes are concentrated between 4 and 30 nm, where micropores and mesopores provide the main storage and transport space for hydrocarbons in these unconventional reservoirs.

Keywords:

Nanopores, Shale Gas, Organic Porosity

1. Introducción

Los poros alojados en materia orgánica (poros MO) en los yacimientos de gas de esquisto se consideran de particular relevancia para el desarrollo de recursos de esquisto no convencionales, y las características estructurales de los poros MO en los sistemas porosos de esquisto se han estudiado exhaustivamente durante la última década (Slatt R and O'Brien, 2011). Una cantidad significativa de poros MO a nanoescala se desarrolla en la materia orgánica (MO) del esquisto, especialmente en esquistos marinos con alta madurez térmica, que se encuentran entre los intervalos de esquisto más importantes para la producción de gas shale (Curtis et al, 2012).

Dada la particularidad de los sistemas porosos de esquisto, para observar visualmente la estructura de los poros MO, las investigaciones hasta la fecha se han basado principalmente en técnicas avanzadas de imagen, como la microscopía electrónica de barrido de emisión de campo (FE-SEM) y la microscopía electrónica de transmisión (TEM), siendo el fresado con haz de iones de argón el método de preparación de muestras más común (Ambrose et al., 2010). En estos sistemas compactos, el almacenamiento y transporte de gas no ocurre únicamente en el espacio intergranular mineral, sino de forma predominante dentro de la matriz orgánica de la roca. La denominada porosidad orgánica (o sistema de organoporos) provee la mayor parte de la superficie específica requerida para los fenómenos de adsorción física de gas y controla la dinámica del flujo por mecanismos de

*Autor para la correspondencia: alrico@utsaltillo.edu.mx

Correo electrónico: alrico@utsaltillo.edu.mx (Alejandra Hikari Rico Martínez), sdiaz@utsaltillo.edu.mx (Sergio Enrique Díaz Silvestre), nsosa@utsaltillo.edu.mx (Noé Antonio Sosa Flores), ecorreia@utsaltillo.edu.mx (Evanivaldo Correa Vázquez)

difusión no Darcyana (Guo X et al, 2014) (Yang R et al ,2017). No obstante, la génesis, morfología y conectividad de estos nanoporos están fuertemente condicionadas por factores geoquímicos variables, tales como el contenido de Carbono Orgánico Total (TOC), el tipo de kerógeno (predominantemente tipos III y IV en cuencas del norte de México) y la evolución de la madurez térmica (T_{max} y vitrinita).

A nivel regional, el norte del estado de Coahuila representa una de las fronteras de exploración no convencional más prometedoras de México, albergando intervalos clave dentro de las cuencas de Sabinas y Burgos asociados a formaciones de amplio potencial geológico como Eagle Ford. A pesar de su relevancia, persisten interrogantes críticas sobre cómo la variabilidad mineralógica — caracterizada por intercrecimientos de cuarzo, feldspatos y fases arcillosas del grupo de la caolinita— interactúa con la materia orgánica para facilitar o restringir el desarrollo de la red de nanoporos. Comprender si la porosidad predominante exhibe morfologías complejas, esponjosas o de tipo burbuja, resulta fundamental para estimar de manera cuantitativa el volumen de gas retenido y predecir el comportamiento productivo del yacimiento.

Para abordar esta problemática, esta investigación plantea una caracterización multiescala de muestras geológicas selectas provenientes de afloramientos (tajo "El Coyote") y muestras de subsuelo profundo (pozos Pirineo-71 y Chucla-1) localizados en Coahuila. El enfoque metodológico integra técnicas complementarias de vanguardia: la pirólisis Rock-Eval y el análisis elemental cuantitativo para definir el potencial genético y la madurez orgánica; la difracción de rayos X (XRD) para desentrañar la heterogeneidad mineralógica; y ensayos de fisisorción de nitrógeno a baja presión (N_2 -BET/QSDFT) acoplados con microscopía electrónica de barrido de emisión de campo (FE-SEM) y espectrometría de energía dispersiva de rayos X (EDS). Mediante el procesamiento digital y estadístico de microimágenes de alta resolución, se busca cuantificar la distribución del tamaño de poro (PSD) y dilucidar el control que ejercen los componentes orgánicos y minerales en la preservación del volumen poroso.

El objetivo principal de este trabajo es caracterizar cuantitativa y cualitativamente la microestructura a nanoescala y los sistemas de organoporos presentes en las lutitas del norte de Coahuila, correlacionando sus propiedades geoquímicas con su capacidad potencial de almacenamiento. Con ello, se pretende aportar datos empíricos de alto valor científico que optimicen los modelos de simulación de yacimientos y contribuyan al desarrollo eficiente de los recursos energéticos no convencionales en la región.

2. Desarrollo Experimental

En el presente apartado se describen de manera general los trabajos experimentales que se llevaron a cabo, así como los equipos y los métodos de caracterización que serán empleados en la realización del presente trabajo de investigación. Las muestras se sometieron a una caracterización geoquímica obteniendo su composición mineral, fracciones en masa del carbono orgánico total (TOC), madurez térmica (R_o), descomposición de CO y CO₂ mediante pirólisis obteniendo sus concentraciones más altas T_{max} , S1, S2, S3, índices de hidrógeno (HI), índices de oxígeno (OI) y tipo de kerógeno de cada muestra. Seguido de estas pruebas se observará la microestructura de las muestras teniendo como objetivo caracterizar la estructura, distribución y superficie de los organoporos mediante microscopía electrónica de barrido (SEM) emisión de campo, espectrometría de energía dispersiva de Rayos X (EDS) y ensayos de adsorción (BET) permitiendo conocer los volúmenes de adsorción de gas, así como la superficie

específica y porosidad de las regiones orgánicas. Finalmente, el análisis de los resultados permitirá entender su contribución en el almacenamiento y producción de gas en yacimientos no convencionales. elemental cualitativo.

2.1 Análisis químico y Difracción de rayos X

El objetivo de este análisis geoquímico es evaluar su calidad como roca generadora de hidrocarburos, abundancia de materia orgánica, madurez y calidad de hidrocarburos que podría generar o ha generado. Para esto se necesita 1 g de muestra pulverizada a malla 100 μ m, mediante un analizador elemental LECO la muestra es sometida a la aplicación de calor controlado en un gas inerte hasta que se alcanza o se sobrepasa el punto de generación de hidrocarburos. Se buscará identificar la composición de las lutitas en cuanto a minerales, ya que es esencial para llevar a cabo una evaluación cuantitativa sobre las propiedades del yacimiento, la composición de la mineralogía en las lutitas puede variar con la profundidad de donde se extrajo la muestra, por lo que al establecer la composición de la roca se estimará el contenido de minerales. La Difracción de rayos X (XRD) servirá para obtener la composición mineralógica; los componentes cristalinos están relacionados a las propiedades petrofísicas y mecánicas de la roca, en especial la dureza, y proporcionan información sobre la heterogeneidad del yacimiento y determinar los controles en la estructura de los poros. Estos dos métodos de análisis geoquímico y XRD serán complementados por microscopía. (Chalmers and Bustin, 2007)

2.2 Adsorción BET

En este estudio se utilizó nitrógeno isotérmico de baja presión, la sorción se realizó en muestras trituradas (60-80 malla) usando analizador de porosidad. Antes del análisis, las muestras se secaron en un horno de vacío a 383,15 K durante 10 horas para eliminar todas las sustancias volátiles y el agua libre, después se probaron a temperatura de nitrógeno líquido (77,3 K) y presiones relativas (P/P_o) de 0,0002-0,995 (39 presiones puntos) y 0.995-0.10 (24 puntos de presión) para la adsorción y procesos de desorción, respectivamente. Los datos de nitrógeno fueron procesados utilizando el método (BET) para un área de superficie específica, el Barrett-Joyner-Halenda (BJH) método para el volumen de poro y la distribución del tamaño de poro del mesoporos y macroporos, y la teoría funcional de la densidad (DFT) método para microporos y mesoporos. En este trabajo, la teoría funcional de la densidad sólida apagada (QSDFT) y Se utilizaron métodos BJH para describir la distribución del tamaño de los poros y volumen de poros, respectivamente. (Mastalerz et al., 2013)

2.3 Análisis Microscópico

El objetivo del análisis microscópico es observar y caracterizar la estructura y de los organoporos así como también la composición elemental cualitativa; este último utilizando la incorporación de detectores de rayos X de tipo dispersivo (Energy Dispersive Spectrometer, EDS). Se utilizará un FE-SEM Jeol JSM-7800F Prime para obtener imágenes de los organoporos diminutos usando un voltaje de aceleración de 2 kV. Los aumentos que se requerirán son de 20,00 – 100,00x. Magnificaciones de 20,000 – 30,000 $\times$, para poros con diámetros > 10 nm. Magnificaciones de 30,000 – 100,000 $\times$, para organoporos con diámetros de 5-10 nm (visualizando pocos poros OM que varían en tamaño de 2 a 5 nm). (Pommer M, et al., 2015) (Mathia E, et al., 2016)

Para el análisis microscópico todas las muestras serán montadas en sílica y rectificado con papel de lija de grano fino y pulido, no se hidratarán como normalmente lo indica la norma debido al contenido de arcilla que pudiera existir. Se dará un baño de oro antes de meter al microscopio. La preparación metalográfica se realizará de dos maneras distintas como se mencionó anteriormente, para las muestras pertenecientes a “El coyote” y Chucla-1 se cortarán en rectángulo pequeño (10 mm x 7 mm x 3 mm) que se desbastará hasta obtener una superficie rectangular lisa. Para las muestras correspondientes a Pirineos-71 solo se montarán en sílica, debido a que la muestras son fragmentos de roca, se introducirá parte del contenido de cada muestra compactado para continuar con el desbaste y el seguimiento mencionado al inicio de este apartado. Se realizará un análisis estadístico utilizando una combinación de Software ImageJ para las características estructurales de poros OM, como la forma de los poros, la cantidad de poros y distribución del tamaño de los poros.

3 Resultados

3.1 Materia Orgánica

Se realizaron sesenta y nueve pruebas de contenido de carbón orgánico para las cuatro muestras de roca. Como se muestra en la **Figura 1** el mayor porcentaje de carbón total y carbón orgánico total es el de la muestra LUCT-01 con un promedio de 43.5%, para Chucla se tiene un promedio de 3.3%, Pirineos-71 cuenta con un promedio de 1.1% y para LUCT-02 se tiene un promedio de 0.7% de carbón orgánico total.

Se interpretó el contenido de TOC (% peso) en cada uno de los pozos, aunque se observa una mayor concentración conforme se incrementa la profundidad, de tal manera que para el pozo Chucla-1 este incremento se da a partir de los 1842 m y hasta los 1854 m de profundidad, con valores de 2 a 4 % peso. Mientras que en el Pirineos-71 la concentración de COT es más homogénea en profundidades de 2200 m a 2400 m con contenido de 1.0 a 1.5 %, en los 2450 a 2500 m los valores varían desde 0.8 a 2.75 %. Por su parte, las muestra LUCT-2 perteneciente al tajo “El Coyote” presenta poca variación dentro de un rango de 30 metros, con valores de 0.67 a 0.8 %, mientras que para muestra LUCT-1 se presenta una mejor concentración de TOC con valores de 40 a 45.9%, entre los 129 m a 150 m, cabe mencionar que esta última muestra es rica en carbón sin embargo es poco probable que sea almacenadora de gas, debido a la profundidad que se extrajo, pero es buen indicador de yacimiento de gas. (**Figura 2**). Si una muestra parece contener suficiente carbono orgánico total para generar hidrocarburos, puede ser sometida al proceso de pirólisis conociendo también la temperatura máxima (Tmax) y los valores de los picos S1, S2 y S3. Esto permite determinar la cantidad de hidrocarburos libres y el kerógeno presente a partir de los índices de hidrógeno y oxígeno (HI y OI) y el potencial de generación de hidrocarburos. En la **Tabla 1** se resumen los valores obtenidos en este análisis.

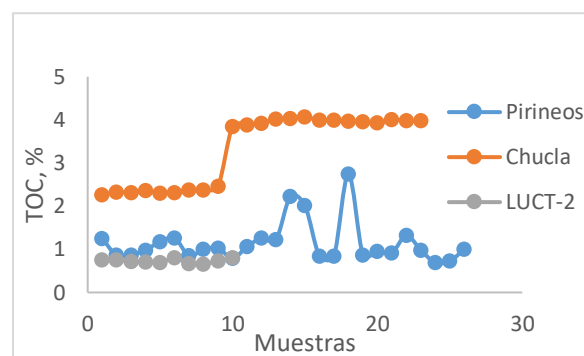


Figura 1: Porcentaje de carbón orgánico total de las muestras

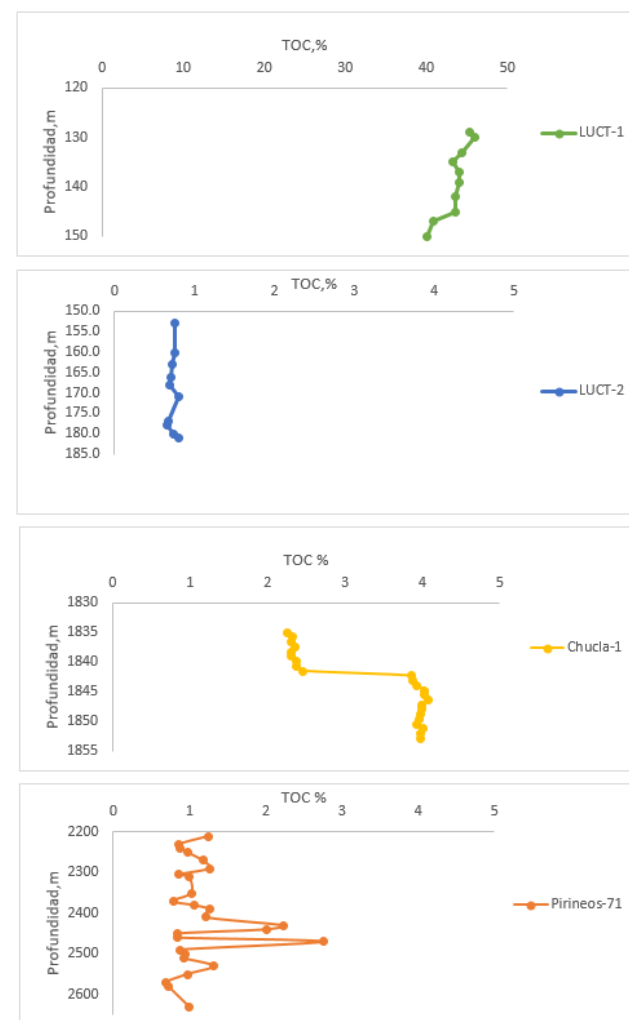


Figura 2: Porcentaje de carbón orgánico total de las muestras respecto a la profundidad de cada muestra

La **Figura 3** muestra que, para Pirineos-71, la Tmax reportada en los estudios geoquímicos inició con valores cercanos a los 437°C, lo que los situó en una etapa de madurez temprana. Esta temperatura mostró un incremento conforme se profundiza la Formación Eagle Ford, pero después de los 455°C presentó una disminución en los valores de temperatura sin salir de la etapa de madurez que se podría asociar a una variación de composición orgánica.

En LUCT1 y LUCT2, los valores de Tmax se agruparon esencialmente entre las temperaturas de 430°C a 480°C, alcanzando la etapa de madurez media; sin embargo, presentaron como característica particular un descenso de la temperatura conforme se incrementa la profundidad, dando resultado madurez

temprana y tardía, esto se podría interpretar como el resultado de un cambio en el gradiente geotérmico. Por su parte, el Chucla-1 presentó una mayor distribución de los valores de COT, los cuales abarcan valores de 440°C hasta 467°C, pero el 70% de ellos se concentraron entre los 448°C a 449°C, lo que nos indica que este pozo entró a la etapa de madurez para la generación de aceite y probablemente de gas.

Los valores de Tmax de los pozos analizados, indicaron de manera general que la Formación Eagle Ford alcanzó la etapa de madurez térmica necesaria para la explotación de la generación de aceite y gas.

Tabla 1: Datos Obtenidos por pirolisis

	Pirineos-71	Chucla-1	LUCT1	LUCT2
TOC	1.1	3.3	43.5	0.7
Tmax	445	461	461	446
S1	1.5	1.1	4.6	0.8
S2	2.8	4.4	55.9	2.7
S3	3.0	2.1	101.7	4.2
IH	252.4	133.1	128.8	365.8
IO	282.1	69.5	234.0	577.9
PG	4.2	5.5	60.5	3.4
PI	0.3	0.2	0.1	0.2
RO	0.9	1.2	1.4	1.4
s2/s3	1.0	2.1	0.6	0.6
Cuarzo	38.2	41.6	28.0	10.6
Acilla	37.1	39	30.5	32.3
Pirita	8.6	14.8	0	0

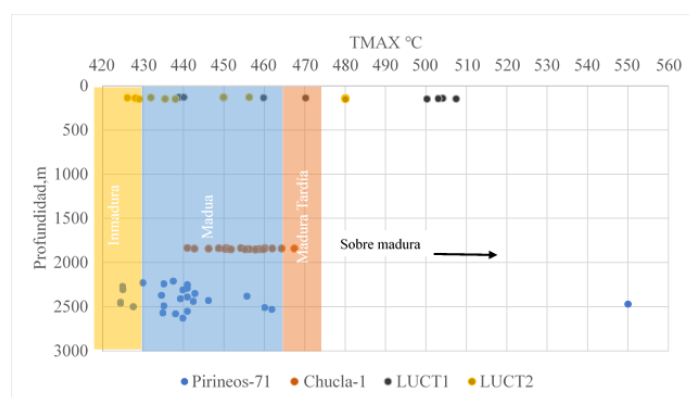


Figura 3: Variación de Tmax (°C) en función de la profundidad.

3.2. IH Versus IO

En el pseudo diagrama de Van Krevelen, los valores de Índice de Hidrógeno (IH) contra Índice de Oxígeno (IO), muestran que el tipo de kerógeno predominante en el área es del tipo III, aunque también se tiene presente kerógeno tipo IV. Al analizar el Índice de Hidrógeno se observó que, en los pozos Chucla-1 y Pirineos-71, los kerógenos presentes fueron precursores de gas y condensado, mientras para que los pozos LUCT1 y LUCT2, además de gas y condensado, fue precursor de aceite.

En la **Figura 4** se observa que los pozos LUCT1 y LUCT2 probablemente son potencialmente generadores de gas ya que los valores de S2/ S3 van de 0.5 hasta 1, esto podría comprobarse examinando a profundidades mayores, mientras que los pozos Chucla-1 y Pirineos-71 son principalmente potenciales productores de gas y condensado (S2 / S3= 0.5 a 4), por lo que se interpreta que la presencia de aceite se limita a los pozos ubicados en la porción norte del área estudiada, en un intervalo de profundidad de 1500 m a 2000 m para Chucla-1 y 2500 m en el Pirineos-71. La profundidad que podría considerarse para tener gas con aceite está puntualmente localizada en el pozo Chucla-1 cerca de los 2000 m.

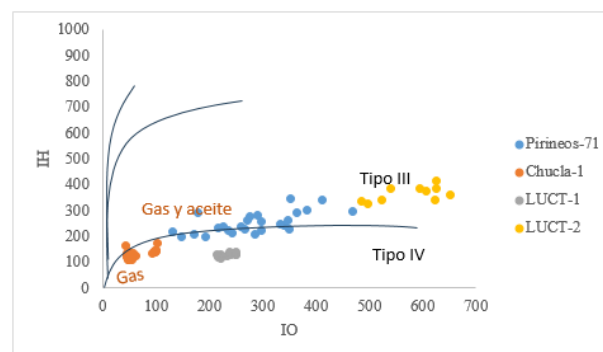


Figura 4: Diagrama Kravlen de tipos de kerógeno.

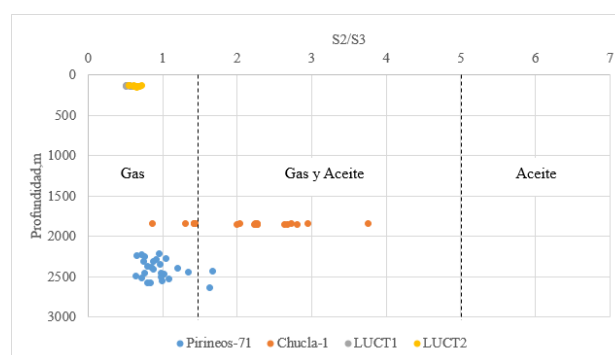


Figura 5: Valores S2/S3 contra profundidad

3.3. Observación microscópica

Las imágenes FE-SEM de las muestras de Chucla-1 muestran que varios tipos de nanoporos se encontraron poros en partículas de MO, complejos minerales de arcilla orgánica y el OM dentro de los framboides de pirita (Figura 6). Los poros en MO varían de casi esféricos (Figura 6A) a irregularmente poligonal (Figura 6B), con elipsoides ligeramente irregulares siendo la forma más común (Figura 6A). La distribución de los poros en las partículas de MO es altamente heterogénea. En la misma muestra, algunas partículas de MO tienen menos poros (Figura 6F). Pocas de las partículas de MO en algunas muestras se desarrollaron poros angulares (Figura 6E). La sección transversal de estas partículas MO por lo general tenía un área grande, límites claros y pocos minerales arcillosos. fragmentos o cristales minerales secundarios en su centro.

Los minerales arcillosos son importantes para el almacenamiento y la evolución de MO en lutitas. Las muestras Chucla-1 tiene un alto contenido de minerales arcillosos, con partículas finas tamaños, una gran superficie específica, una alta capacidad de adsorción, y una fuerte actividad superficial, lo que

permite la adsorción de una gran cantidad de sustancias orgánicas. La MO se puede almacenar en microporos de los minerales arcillosos o preservados por procesos químicos unión con arcilla, que puede tener un efecto catalítico en la generación de hidrocarburos. Los poros alojados en MO en arcilla minerales, es decir, poros alargados en forma de tira, están orientados en la dirección de extensión de los minerales arcillosos (Figura 6B).

Los fragmentos de minerales de arcilla ubicados en las partículas de OM indican que el MO ha sido transportado a este poro, como se muestra en la **Figura 6L**. Además, los framboides de pirita son minerales sedimentarios secundarios, mientras que el MO en la pirita el material intergranular había migrado. Debido a las limitaciones de los poros originales (poros intergranulares de pirita) en tamaño, estos Los poros de OM son generalmente pequeños, con tamaños de poro que van desde 10 a 30 nm (**Figura 6A**).

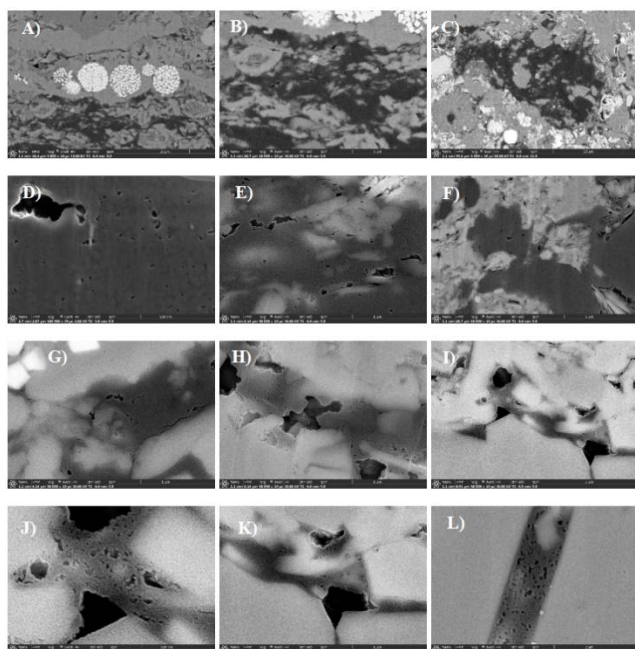


Figura 6: Imágenes SEM típicas de la estructura de poros MO

Las imágenes SEM muestran que algunos del OM dentro de los muchos cristales minerales tienen poros OM con un borde regular, y estos poros son poros pseudo-OM dejado por la exfoliación de las partículas minerales (**Figura 6C**). Las imágenes SEM muestran diferencias notables en el poro MO formas y desarrollo de poro MO. Los poros de MO están bien desarrollados, con la siendo la mayoría polígonos irregulares con formas angulares. El número de nanoporos dentro de los granos de MO es grande, y los tamaños de poro son relativamente pequeños con una distribución uniforme (**Figura 6 K,L**).

De manera similar, el esquisto de alta calidad en la parte inferior parte de las muestras también contiene una gran cantidad de poros OM; sin embargo, las formas de los poros son en su mayoría elípticas y subredondeadas. Los tamaños de poro en la parte inferior son más grandes y varían más ampliamente, con un gran número de macroporos y unos pocos poros OM de tamaño micrométrico (**Figura 6 I,J**). La morfología de los poros es mayoritariamente elíptica y subredondeada, con algunas formas irregulares (**Figura 6 G,H**).

3.3.1 Poros alojados en minerales

Los poros alojados en minerales de las muestras correspondientes al pozo Chucla-1 (**Figura 7**). están formados tanto por sedimentos y procesos diagenéticos. Los poros también

son afectados por la mineralogía, la disposición, el tamaño y la clasificación de los granos, composición y madurez de MO.

Los poros alojados en minerales se pueden subdividir en interpartículas. (**Figura. 7 A, C**) y poros intrapartícula (**Figura. 7 B, D**), y definen el estructura del sistema de poros. La **Figura 7C** ilustra espacios porosos triangulares definido por plaquetas minerales arcillosas orientadas al azar. estaban bien conservados en algunas capas ricas en arcilla, donde se sustentan sobre granos rígidos que podría proteger de la compactación mecánica. Estos poros triangulares son generalmente en el rango de tamaño de cientos de nanómetros. poros intergranulares alojados en granos de cuarzo, feldespato, mica y carbonato también son comunes en las muestras estudiadas, y el tamaño de estos poros oscila entre cientos de nanómetros a varios micrómetros.

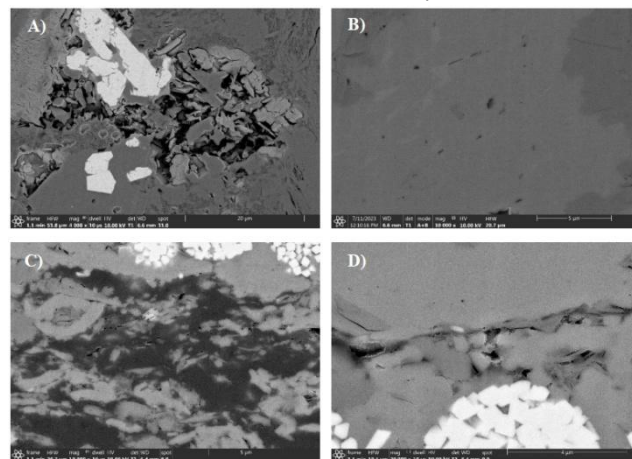


Figura 7: Tipos de poros alojados en minerales correspondientes a Chucla-1. A) Poros entre partículas. B) Poros intrapartícula. C) Interpartícula poros alojados en plaquetas de arcilla. D) Inter e intrapartículas alojadas en framboides de pirita.

La porosidad móldica disuelta se desarrolla en carbonato, parte del cual son bioclastos reconocibles (Figura 8A). Sin embargo, la abundancia total de poros alojados en minerales disminuye con profundidad de entierro. Abundancia y distribución de minerales arcillosos y MO son principales factores que controlan la porosidad alojada en minerales.

3.3.2 Poros alojados en materia orgánica

Los poros alojados en materia orgánica ocurren en la mayoría de las muestras y van desde decenas a cientos de nanómetros. Se han observado tres tipos de poros dentro de OM: (1) poros esponjosos, (2) poros de burbujas y (3) poros complejos. Los poros esponjosos (**Figura 9**) son los tipos de poro alojado en MO más común en Chucla-1. Los poros esponjosos son una gran cantidad de pequeños poros con un tamaño de poro similar a los poros complejos (**Figura 9**). Los poros complejos son poros MO que incluyen matriz mineral que forma una red de poros compleja, que son MO poros en contacto con las superficies minerales de la matriz rocosa. su forma varía, y su tamaño puede ser desde decenas de nanómetros hasta alrededor de un micrómetro. Los poros de burbuja (**Figura 9**) presentan una forma de burbuja con curvatura, y un borde brillante.

Los poros de las burbujas pueden tener cientos de nanómetros de diámetro. La forma y la textura de los poros de las burbujas sugieren que fueron formado en fase fluida. Se presentan fracturas en MO o entre MO y minerales también se observan, y podría atribuirse a la presión liberación o contracción de MO durante la preparación de la muestra.

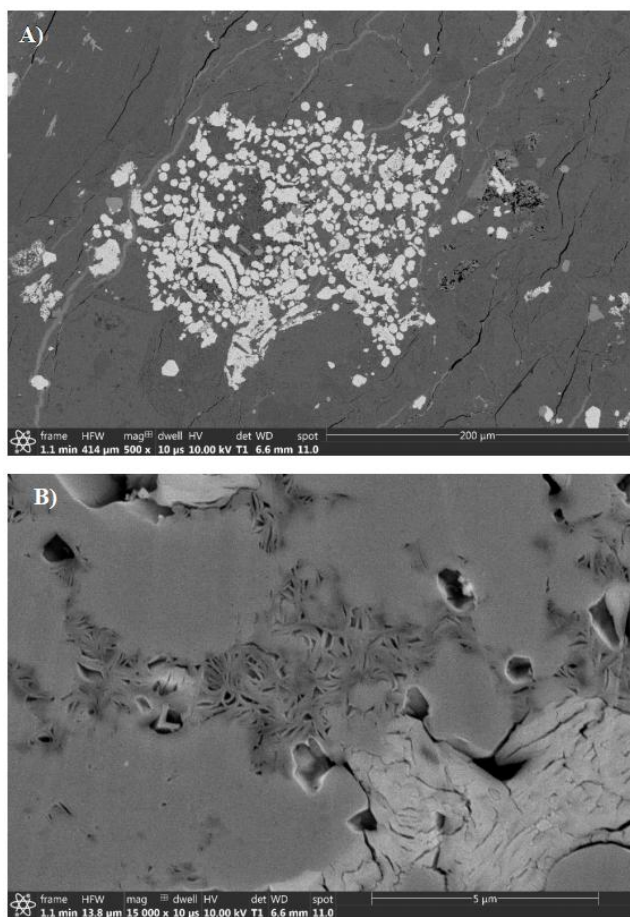


Figura 8: A) Poros de disolución a lo largo de los márgenes de los granos de carbonato. B) Poros triangulares albergados por plaquetas de arcilla (granos de filosilicato).

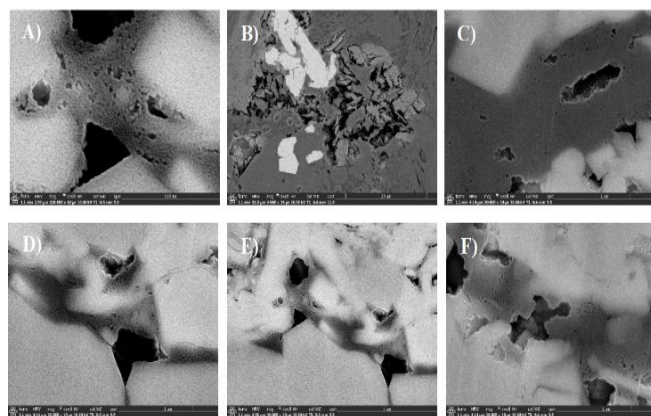


Figura 9: Tipos de poros alojados en materia orgánica. A) Poros esponjosos dentro de una pieza de MO. B) Poros de MO complejos hospedados por MO asociado con minerales, la naturaleza porosa de MO se demuestra por la estructura interna de MO. C) Poros de MO dentro de MO secundario. El tamaño de los poros varía significativamente. D) Porosidad de burbuja alojada por MO. E) Fracturas abiertas dentro de OM y minerales. F) poros de OM dentro de OM secundaria.

3.4. Relación entre la mineralogía y las propiedades texturales (BET)

La configuración de la red porosa en las muestras analizadas no es aleatoria, sino el resultado de la interacción mecánica entre la fracción mineral inorgánica y la materia orgánica bajo condiciones de soterramiento. Para dilucidar este control, se correlacionaron los porcentajes mineralógicos (DRX/EDS) con los parámetros texturales (S_{BET} y tamaño de poro) obtenidos mediante fisisorción de nitrógeno (Fig. 10). El análisis de correlación permite distinguir tres comportamientos mecánicos dominantes en la matriz rocosa:

Marco rígido (Cuarzo, Fig. 10 a-b): El cuarzo funciona como el principal componente de soporte esquelético. Su alta resistencia a la compresión uniaxial permite que actúe como un escudo protector frente a la compactación mecánica. Los datos muestran una correlación positiva moderada con el área superficial específica, evidenciando que la rigidez del cuarzo ayuda a preservar la porosidad primaria. No obstante, la independencia observada en el tamaño de poro subraya que su función es primordialmente estructural, manteniendo el volumen poroso existente sin generar nuevas aperturas a escala nanométrica.

Respuesta plástica (Arcillas, Fig. 10 c-d): En contraste, la abundancia de filosilicatos introduce una alta ductilidad en la matriz. Durante el soterramiento, las plaquetas de arcilla sufren procesos de reorientación y empaquetamiento denso, lo que explica la tendencia inversamente proporcional con el área superficial. Este comportamiento mecánico-plástico resulta en la obliteración progresiva de las gargantas de poro, reduciendo la superficie efectiva disponible para la adsorción de hidrocarburos.

Heterogeneidad mecánica (Pirita, Fig. 10 e-f): La pirita, especialmente en sus arreglos framboidales, introduce microdominios de alta rigidez dentro de la matriz más dúctil. Mecánicamente, estos framboides actúan como "bóvedas" que protegen el espacio intercristalino del colapso diagenético. Esta particularidad es consistente con la correlación positiva encontrada entre la pirita y el área. La ligera reducción en el tamaño de poro sugiere que la pirita fragmenta el espacio poroso en cavidades más pequeñas y complejas, lo que resulta altamente eficiente para la retención por adsorción física.

3.5. Adsorción y desorción de gas

La Figura 11 muestra que el tamaño y el volumen de poro de tienen una buena correlación con el contenido de TO. Como se puede observar en la Figura 11 A los tamaños de poro entre <5 a 30 nm tienen mayores porcentajes de TOC, las muestras correspondientes a Chucla tienen mayor cantidad de poros en estos rangos, específicamente entre 4 a 30 nm, con un porcentaje entre 2.5 a 4 de TOC. En la Figura 11 B se puede observar la relación del volumen de poro y el TOC, siendo Chucla la más sobresaliente. Mientras que para las muestras de Pirineos se tienen poros desde 0.4 a 170 nm con un porcentaje de 0.7 a 2.27 de TOC (Figura 9 A), para volumen de poro se observa un comportamiento similar entre los valores de 1 a 2.7% TOC, las muestras que no siguen este patrón así como la variación de tamaños de poro que puede observarse en la Figura 9 A dentro del 1% de COT puede deberse a alteraciones geológicas como fallas o de alto contenido mineral y presiones debido a que estas muestras tienen más profundidad que las de Chucla.

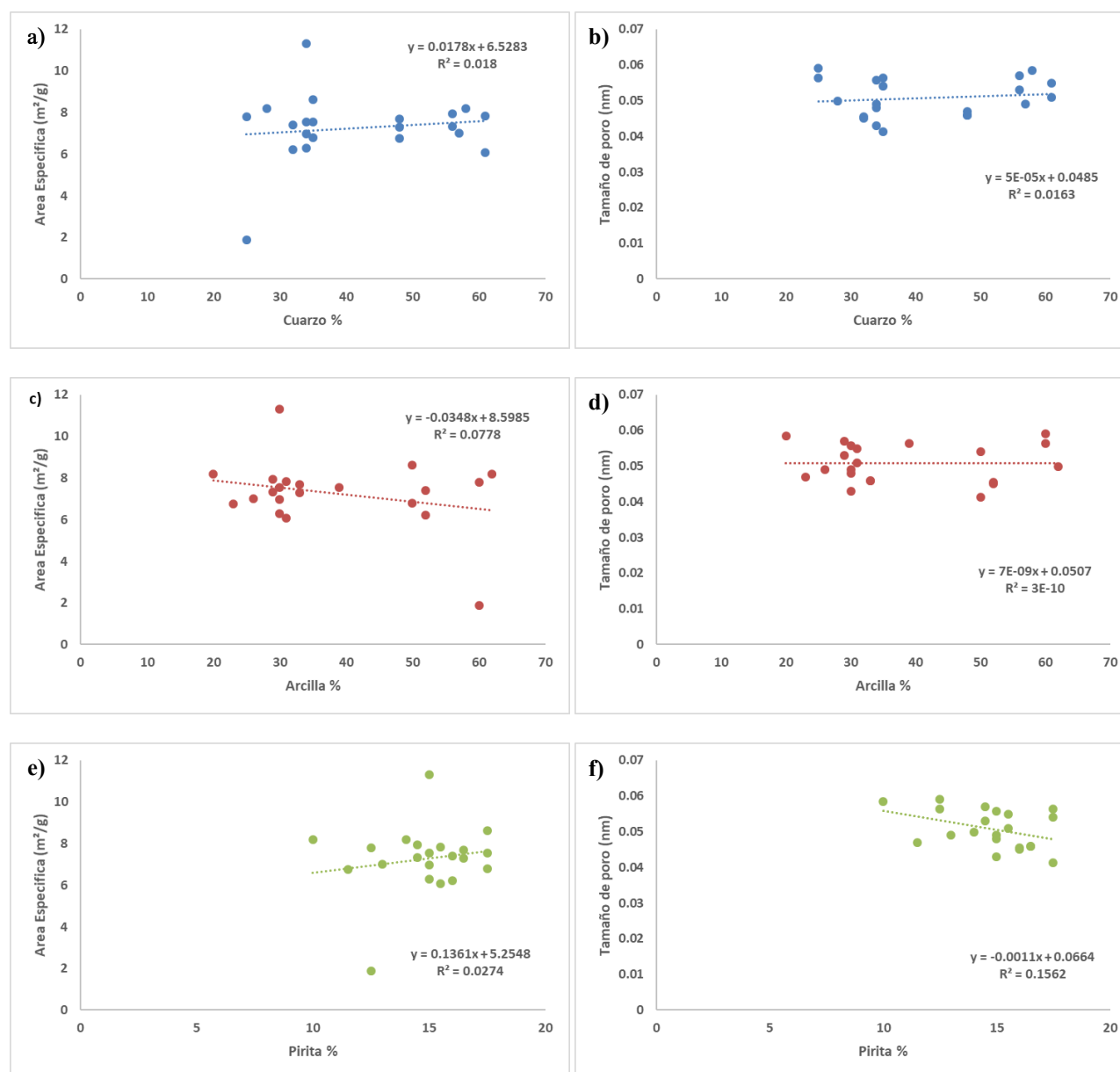


Figura 10: Correlación entre la composición mineralógica (DRX/EDS) y las propiedades texturales (área superficial específica S_{BET} y tamaño de poro) de las muestras analizadas. Relación bivariada y líneas de tendencia lineal entre las fracciones mineralógicas principales y accesorias frente a los parámetros texturales del sistema poroso: **(a-b)** Contenido de cuarzo vs. área superficial y tamaño de poro, mostrando el soporte estructural del marco rígido; **(c-d)** Porcentaje de filosilicatos (arcillas) vs. propiedades texturales, reflejando el impacto del empaquetamiento plástico en la reducción del espacio poroso; y **(e-f)** Porcentaje de pirita vs. área superficial y tamaño de poro, evidenciando la contribución de los microdominios y arreglos framboidales a la heterogeneidad y retención porosa.

Los resultados indican que la estructura de poros de las está estrechamente relacionada con el OM. Además, las imágenes SEM muestran que los poros abundantes se desarrollan en OM, mientras que relativamente pocos poros inorgánicos fueron observados. Por lo tanto, las distribuciones de tamaño de poro calculadas a partir de los resultados experimentales de la adsorción de gas se pueden utilizar para derivar las distribuciones de tamaño de poro de los poros OM en las muestras.

Los tamaños de poro de los poros OM en las lutitas son concentrado principalmente en el rango de 4-30 nm. El volumen de poro de las dos muestras es mayor en un rango de tamaño de

poro de <5 a 15 nm. El mayor volumen de adsorción de gas dentro de este rango es de 36% para poros de 5 a 10 nm, el 21% de 10 a 15 nm y un 14% menores a 5 nm, esto debido a que la mayoría de estos poros se encuentran asociados a minerales lo cual es consistente con las observaciones y resultados estadísticos del análisis de imagen SEM de poros OM. En general, el aumento en volumen de poro (es decir, el número de poros) se correlaciona positivamente con el contenido de TOC, especialmente en el rango de tamaño de 4-30 nm.

El área superficial específica de los poros con tamaños <30 nm calculada por el método DFT ocupa >90% del área superficial

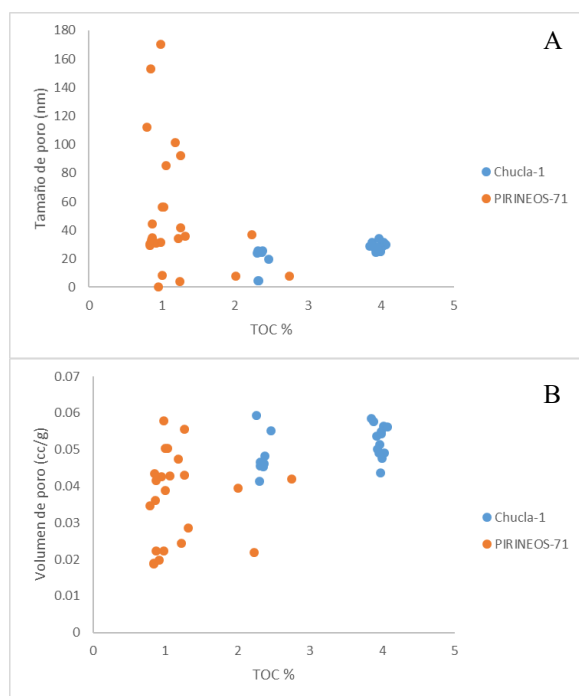


Figura 11: Relación de los datos de adsorción isotérmica de gases con el y COT.

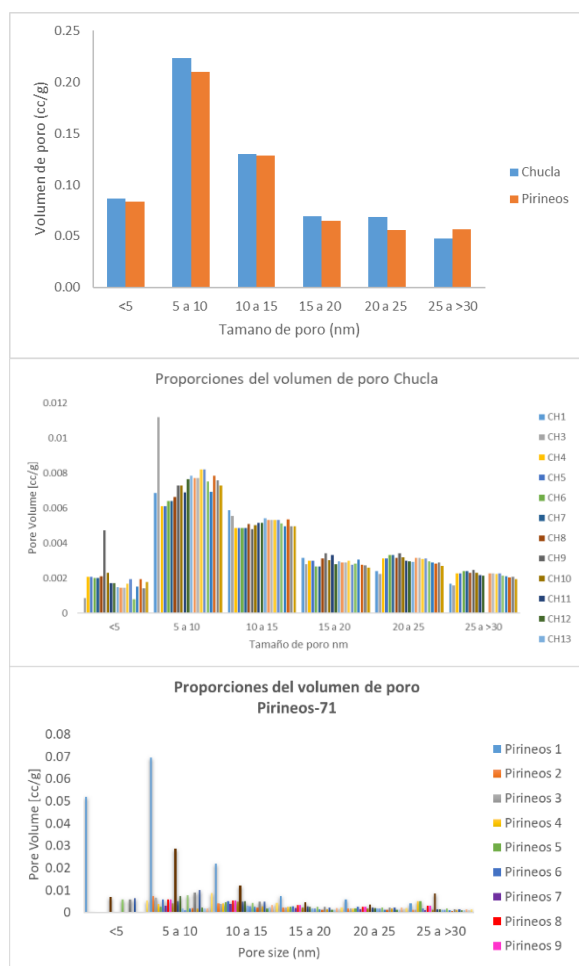


Figura 12 Proporciones del volumen de poros calculadas mediante los modelos DFT y BJH

calculada por el método BET, y la proporción de sus respectivos el volumen alcanza el 60%-70% (Figura 11), lo cual es consistente con los resultados que indican que los poros pequeños (especialmente poros OM) proporcionan el espacio de almacenamiento principal.

Mediante análisis estadístico comparativo, observamos que las imágenes de FE-SEM permiten visualizar claramente los poros de materia orgánica (MO) de la lutita con una magnificación superior a 30 000×. Se pudo observar una cantidad muy reducida de poros de MO con diámetros de 2 a 5 nm, mientras que los poros de MO con diámetros de 5 a 10 nm se observan claramente en todas las imágenes de FE-SEM. Por lo tanto, los siguientes resultados estadísticos incluyen únicamente poros de MO con diámetros superiores a 5 nm. Las imágenes de FE-SEM y los resultados de adsorción de gas muestran que un gran número de poros de materia orgánica (MO) son <10 nm y desempeñan un papel importante junto con microporos no observados (diámetro de poro <2 nm). Estos microporos son abundantes y poseen una gran superficie específica, lo que permite controlar la abundancia de gas adsorbido en la lutita. Los microporos se encuentran principalmente en la MO altamente madura, lo que, a su vez, puede utilizarse para estimar la cantidad de microporos en las etapas de alta maduración a sobremaduración. Por lo tanto, combinamos los datos de adsorción de gas y de COT para calcular la cantidad de poros de MO <10 nm.

4 Conclusiones

El análisis exhaustivo de las muestras de los pozos Pirineo-71 y Chucila-1 ha permitido consolidar un modelo integral que explica la relación causal entre la evolución diagenética, la configuración mineralógica y la capacidad de almacenamiento de gas en el sistema de nanoporos de las lutitas. A partir de los resultados obtenidos, se concluye:

1. Los análisis demuestran que la porosidad en las muestras estudiadas es predominantemente de origen orgánico (MO). En ambos pozos, existe una correlación directa entre el contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) y la conectividad del sistema poroso. Se ha determinado que los nanoporos menores a 30 nm, particularmente aquellos en el rango de los microporos (<2 nm), son los sitios donde ocurre la mayor adsorción de gas. Esta arquitectura es el resultado directo de la madurez térmica alcanzada por el kerógeno (tipos III y IV), lo cual cataliza la formación de redes porosas complejas, altamente heterogéneas, que dictan el potencial de almacenamiento de hidrocarburos.
2. La mineralogía identificada mediante los datos de XRD y EDS en el Pirineo-71 y Chucila-1 ejerce un control geomecánico crítico sobre la preservación de poros. La presencia del cuarzo actúa como un marco rígido que protege los espacios porosos de la compactación, manteniendo una permeabilidad residual favorable. En las arcillas, su comportamiento plástico bajo altas presiones de confinamiento resulta en la obliteración de poros. La presencia de la piritita actúa como un agente de fragmentación microestructural. Su presencia no solo aumenta la superficie específica (correlacionada con los datos de adsorción BET), sino que genera microdominios de alta rigidez que aumentan la complejidad morfológica del sistema poroso, complicando las rutas de migración del gas.
3. Los gráficos de adsorción obtenidos mediante la metodología BET/DFT confirman que las morfologías elípticas y esponjosas observadas son altamente eficientes para retener gas metano

mediante adsorción física. Los datos sugieren que la geometría del poro está intrínsecamente ligada a la composición química del kerógeno y a la historia térmica de la cuenca. La variabilidad en la distribución de tamaños de poro (PSD) entre las muestras de ambos pozos subraya una heterogeneidad que no puede simplificarse en modelos estáticos de yacimientos.

4. Esta investigación ha permitido establecer un modelo de almacenamiento que incorpora tanto la porosidad orgánica como la influencia mineralógica, superando las limitaciones de los modelos convencionales. La identificación de que los poros de MO menores a 10 nm son los responsables de los mecanismos de flujo no Darcyano es una conclusión crítica para la calibración de simuladores de yacimientos no convencionales en México. La aplicación de estos parámetros empíricos en los modelos de simulación permitirá reducir la incertidumbre en las estimaciones del volumen de gas in-situ, proporcionando una base técnica más sólida para la planificación de la explotación de recursos en Coahuila.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido realizado gracias al apoyo de los integrantes fundadores del Cuerpo Académico de Mecatrónica, Energías Renovables, Mantenimiento Industrial, Innovación y Desarrollo. Los cuales son: Dr. Sergio Díaz Silvestre y M.C. Noé Antonio Sosa Flores.

Conflicto de intereses

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses.

Referencias

- Ambrose R, Hartman R, Diaz-Campos M, et al. New pore-scale considerations for shale gas in place calculations. In: Society of Petroleum Engineers Unconventional Gas Conference; 2010. SPE-131772. <https://doi.org/10.2118/131772-MS>.
- Chalmers G, Bustin R. The organic matter distribution and methane capacity of the Lower Cretaceous strata of Northeastern British Columbia, Canada. *Int J Coal Geol.* 2007; 70:223-239. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.05.001>.
- Curtis M, Cardott B, Sondergeld C, Rai C. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity. *Int J Coal Geol.* 2012;103:26-31. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.08.004>.
- Guo X, Li Y, Liu R, Wang Q. Characteristics and controlling factors of micro-pore structures of Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin. *Nat Gas Ind.* 2014; 34:9-16. <https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2014.06.002>.
- Jin Han , Gaorun Zhong , Hengli Wang, Bangsheng Zhao, Yanjun Wu and Bingkun Meng. Geochemical Characteristics and Gas-Bearing Properties of Shale Gas in the Chang 7 Member of the Yanchang Formation, Ordos Basin. *Minerals* 2026, 16, 323. <https://doi.org/10.3390/min16030323>.
- Mastalerz, M., Schimmelmann, A., Drobnik, A., Chen, Y., 2013. Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across a maturation gradient: insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion. *AAPG Bull.* 97, 1621–1643. <https://doi.org/10.1306/04011312194>.
- Mathia E, Bowen L, Thomas K, Aplin A. Evolution of porosity and pore types in organic-rich, calcareous, Lower Toarcian Posidonia Shale. *Mar Pet Geol.* 2016; 75:117-139. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.04.009>
- Milliken K, Rudnicki M, Awwiller D, Zhang T. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania. *AAPG Bull.* 2013;97:177-200. <https://doi.org/10.1306/07231212048>
- Pommer M, Milliken K. Pore types and poresize distributions across thermal maturity, Eagle Ford Formation, southern Texas. *AAPG Bull.* 2015;99:1713-1744. <https://doi.org/10.1306/03051514151>
- Slatt R, O'Brien N. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks. *AAPG Bull.* 2011;95:2017-2030. <https://doi.org/10.1306/03301110145>
- Sondergeld C, Ambrose R, Rai C, Moncrieff J. Micro-structural studies of gas shales. In: Society of Petroleum Engineers Unconventional Gas Conference; 2010. SPE-131771. <https://doi.org/10.2118/131771-MS>
- Yang R, Hao F, He S, et al. Experimental investigations on the geometry and connectivity of pore space in organic-rich Wufeng and Longmaxi shales. *Mar Pet Geol.* 2017;84:225-242. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.03.033>