

2022

Petrofísica de los Reservorios Shale

Elaborado por:
MSC. ING. EVANNA FUENMAYOR

TEMA IB | RESERVORIOS SHALE

PETROFÍSICA DE LOS RESERVORIOS SHALE

En un reservorio Shale al igual que en uno convencional, la evaluación petrofísica implica la determinación de las siguientes propiedades:

- Volumen de arcilla (V_{sh}).
- Densidad de la matriz (ρ_{ma}).
- Capacidad de almacenamiento, es decir, porosidad (\emptyset).
- Capacidad de desplazamiento, es decir, permeabilidad (K).
- Saturación de agua (S_w).

A continuación, describiremos en su forma más sencilla dichas propiedades y cómo son determinadas.

- **VOLUMEN DE ARCILLA (V_{sh})**

El cálculo del volumen de arcilla es uno de los primeros pasos a realizar en un flujo de trabajo de caracterización de reservorios. Tal como fue discutido en el tema 4 los minerales presentes en una Formación pueden ser determinados sobre muestras de rocas mediante ensayos muy específicos como los son principalmente la DRX y FRX. En función de sus resultados evidentemente se puede obtener el V_{sh} de forma directa.

Ahora bien, en lo que se refiere a la obtención de dicho parámetro a partir de perfiles eléctricos históricamente lo más utilizados es el perfil de rayos gama (GR) y potencial espontáneo (SP) los cuales ocupan un lugar preponderante en su estimación.

El principio de medición del perfil rayos Gama está basado en que los rayos gamma naturales de las rocas son generados por el decaimiento radiactivo de los cuatro isótopos ^{40}K , ^{238}U , ^{235}U y ^{232}Th , que suelen concentrarse en las arcillas. De manera que, los valores altos de radioactividad están asociados a aquellas con alto contenido de material arcilloso y a depósitos piroclásticos (tobas, tufitas, etc.) y los valores bajos de radioactividad están asociados a la presencia de litologías como las calizas, evaporitas o areniscas limpias.

Por lo tanto, los reservorios Shale se caracterizan por presentar altos valores de radioactividad, es decir, altos valores de GR (Figura 1).

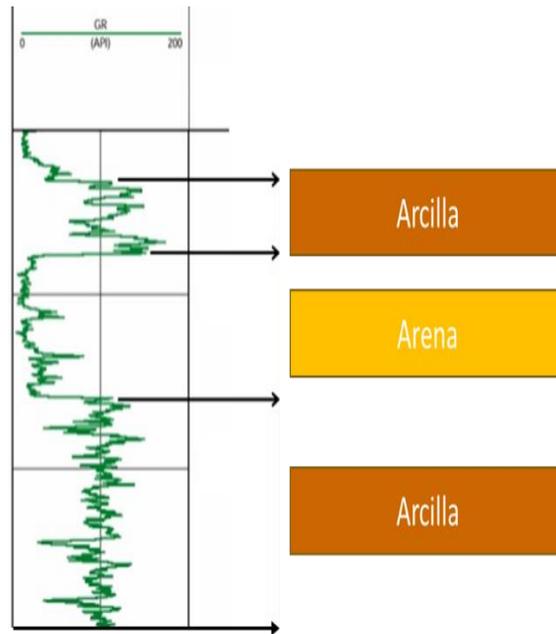


Fig. 1. Respuesta del perfil GR frente a una zona arcillosa.

El volumen de arcilla se determina en función de tres parámetros: valor del perfil utilizado y los valores de lectura en lo que a priori se identifica como “arena limpia” y “arcilla”. Estos valores límites pueden ser el mismo para todo el intervalo o zona en estudio o variar en profundidad, dependiendo del espesor de reservorios a analizar y su mayor o menor grado de heterogeneidad. En el caso de utilizar el perfil de rayos gamma para estimar el Vsh, el algoritmo de cálculo sería:

$$Vsh(GR) = \frac{GR_{Log} - GR_{Arena}}{GR_{Arcilla} - GR_{Arena}}$$

Donde:

GRlog: Lectura puntual del GR.

GRArena: Lectura del GR en la zona de arena.

GRArcilla: Lectura del GR en la zona de arcilla.

Esta es la relación lineal, a la que se le agregan varias relaciones no lineales (Steiber, Clavier, Larionov para rocas terciarias, Larionov para rocas más antiguas, entre otros.) cuyo uso dependerá de la información disponible. El mismo método y razonamiento es aplicado en el caso de utilizar el perfil potencial espontáneo (SP).

En el siguiente perfil se muestra un ejemplo de cómo se realizaría la correlación entre los datos obtenidos de Vsh a partir de un ensayo de laboratorio con respecto un modelo de interpretación del perfil GR.

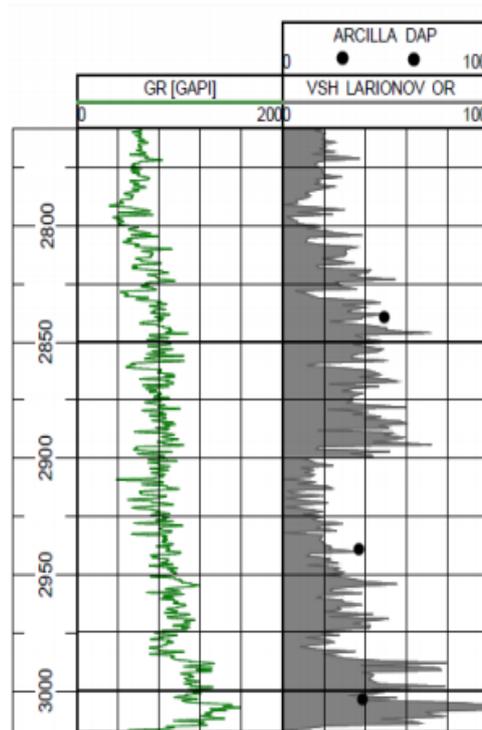


Figura 2. Perfiles de GR, Vsh, y DRX de datos puntuales de un pozo.

En el caso de los reservorios Shale localizado en la Formación Vaca Muerta, autores indican que la lectura del perfil GR se encuentra afectada por aquellas secciones con alto contenido en uranio. Como consecuencia se obtiene valores de Vsh mayores a los reales. Para evitar este efecto el valor de GR debe ser corregido.

▪ **DENSIDAD DE LA MATRIZ (ρ_{ma})**

La densidad se refiere a todo el material sólido presente en la roca expresada normalmente en unidades de g/cm³. Su valor puede calcularse de forma teórica a partir de la densidad de los minerales constituyentes, siempre que se conozca con precisión la composición cuantitativa de la roca y la densidad de cada componente. Existen valores tabulados de la densidad de algunos minerales, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

MATRIZ (gr/cc)	Densidad
• Arena	2.65
• Arena Calcárea	2.68
• Caliza	2.71
• Dolomita	2.87
• Anhidrita	2.92
• Arcillas	2.20 – 2.85

Tabla 1. Valores de densidad electrónica característicos para las distintas litologías.

En el caso de los reservorios Shale la densidad total es la sumatoria de la densidad de la matriz más la densidad del kerógeno. La densidad del kerógeno puede variar de 1,25 a 1,35 g/cm³ este valor dependerá de la influencia del bitumen sólido en la composición general (Stankiewicz et al. 2015). Sin embargo, la densidad promedio del kerógeno suele estar en el orden de 1,28 g/cm³.

En el caso particular de la Formación Vaca Muerta, un estudio realizado en la Cuenca Neuquina de pozos ubicados en la zona de gas seco reportó densidad del kerógeno entre 0,95 a 1,56 g/cm³ pero consideraron igualmente un valor promedio de 1,28 g/cm³. En cuanto a la densidad de matriz reportaron valores que oscilan entre 2,54 y 2,66 g/cm³.

Este es un parámetro muy importante para determinar ya que el kerógeno tiene una fuerte influencia en la densidad total de la roca. La presencia de kerógeno disminuye la densidad de una roca en comparación con una roca sin kerógeno.



PREGUNTA

¿Cómo se determina la densidad de una matriz?

1.- Directamente sobre muestras de rocas (testigos de coronas o de pared) realizando ensayos DRX, FRX, entre otros.

2.- Ser adquiridos de forma indirecta a partir del perfil de densidad, factor fotoeléctrico, perfil mineralógico o a través de correlaciones que involucre algunos de estos perfiles con otras propiedades.

▪ POROSIDAD (ϕ)

Es la propiedad que cuantifica la capacidad de una roca para almacenar o contener fluidos en su interior. Por definición, la porosidad es el **Volumen Vacío** de la roca (aquel lleno de fluido) dividido por el **Volumen Total** de la roca (Fig.3).

$$\phi = \frac{(V_p)Volumen\ poroso}{(V_t)Volumen\ total}$$

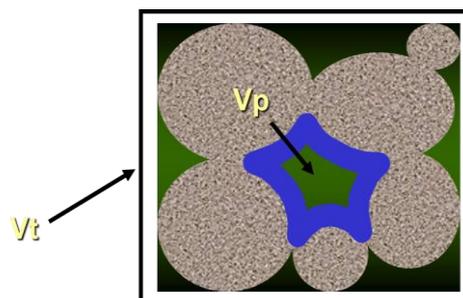


Figura 3. Representación del volumen total y poral de una roca.

Antes de continuar recordemos los elementos de una roca clástica, ya que haremos mención a ellos en la descripción y análisis de esta propiedad.

- **CLASTOS:** fragmentos de distintos tamaños formados por la desintegración física, o alteración química y/o biológica de otras rocas. Se pueden separar dos poblaciones en relación a su tamaño:
 - a) esqueleto – población de mayor tamaño
 - b) matriz – población de menor tamaño
- **CEMENTO:** sustancia mineral precipitada de soluciones, que se encuentra en los poros vacíos y actúa como ligante de los clastos, confiriéndole el grado de consolidación. Existen diferentes tipos de cemento:
 - Silíceos (cuarzo, calcedonia, ópalo)
 - Óxidos e Hidróxidos de hierro (hematita, limonita)
 - Sulfatos (anhidrita, yeso)
 - Carbonatos (calcita, dolomita)
- **POROS:** Son los espacios intersticiales entre los clastos, que están vacíos. Se definen como el volumen de espacios vacíos en el volumen total de la roca.

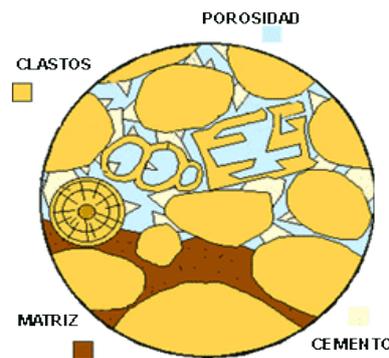


Figura.4. Elementos de una roca clástica.

El material cementante puede sellar algunos poros de la roca aislándolos del resto del volumen poroso (Fig. 4), los poros se pueden encontrar unidos entre sí o aislados. Por lo tanto, según la conexión de sus poros, estos pueden estar: Conectados, Interconectados o Aislados (Fig.4).

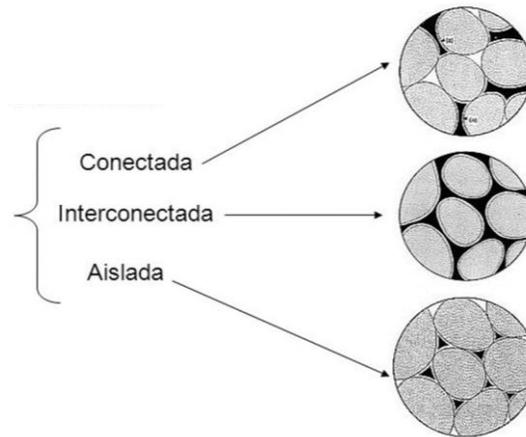


Figura 4. Clasificación de la conexión de los poros presentes en una roca.

Dependiendo de cómo sea la comunicación de estos poros, la porosidad se puede clasificar de la siguiente manera:

- Porosidad total o absoluta (PHIT).
- Porosidad interconectada o efectiva (PHE).
- Porosidad no interconectada o no efectiva (PHINE).

Porosidad total o absoluta (PHIT) es la relación existente entre el volumen de espacio vacío, llamado también espacio poroso, al volumen total de la roca (García, 2001) y puede expresarse como una fracción, o como un porcentaje, cuando multiplicamos dicha fracción por 100 como se muestra en la siguiente ecuación:

$$PHIT = V_t / V_p * 100$$

Donde:

PHIE = Porosidad efectiva

V_p = Volumen poroso

V_t = Volumen total

Porosidad interconectada o efectiva (PHIE) de una arena o de cualquier formación que consideremos es la relación entre el volumen de espacio poroso interconectado y el volumen total (García, 2001), siendo los fluidos contenidos en este tipo de porosidad los únicos que pueden ser producidos.

$$PHIE = V_t / V_{pi} * 100$$

Donde:

PHIE = Porosidad efectiva

V_{pi} = Volumen poroso

V_t = Volumen total

La diferencia entre ambas se denomina porosidad no interconectada o no efectiva

$$PHINE = PHIT - PHIE$$

Donde:

PHINE = Porosidad no efectiva

Ejemplo: se tiene una formación con una porosidad total igual a 30% de la cual la porosidad no efectiva (PHINE) es de 5% y la efectiva (PHIE) es del 25% (Fig.5).

El volumen poroso capaz de acumular hidrocarburos es el correspondiente a 25 % ya que los poros se encuentran interconectados.

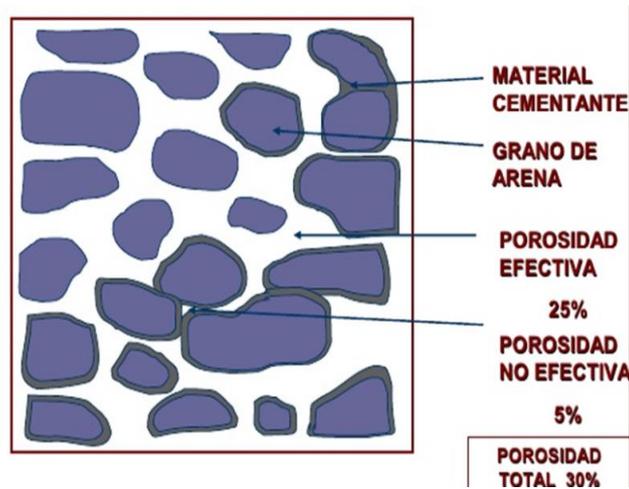


Figura 5. Tipos de Porosidades



¡IMPORTANTE!

Para estimar volumen de reservas en un reservorio convencional o no, la porosidad que se considera es la porosidad efectiva (PHIE).

Ahora bien, la litología, mineralogía y los procesos ocurridos durante la depositación de los sedimentos afectará de forma directa el arreglo de los espacios porales en una roca (**porosidad primaria**). Asimismo, los procesos ocurridos después de la depositación igualmente afectarán esta propiedad generando una **porosidad secundaria**, dichos procesos podrían favorecer o no a la acumulación de fluidos.

Porosidad Primaria: es aquella que se forma en el momento de la depositación entre las partículas que conforman el sedimento y que varía en sentido decreciente, con la compactación y cementación posteriores. Es casi exclusivamente, la que presentan las rocas siliciclásticas.

Esta a su vez se puede dividir en Intergranular o Intragranular.

- ***Porosidad Intergranular o entre partícula:*** esta se produce entre los granos de un sedimento, es típica en las areniscas y también se puede presentar en calizas recién depositado. Sin embargo, a menudo en las calizas se pierde esta porosidad por la cementación. Las gargantas porales se encuentran interconectados una con otra (Fig. 6). A menos que la cementación se amplíe con el tiempo, es una porosidad muy buena y presenta a su vez una buena permeabilidad. En este tipo de porosidad efectiva es equivalente a la porosidad total.
- ***Porosidad Intragranular o intrapartículas:*** está ocurre dentro de los mismos granos del sedimento. Esta porosidad es típica en el recién posicionamiento de los esqueletos de las calizas. No es habitual que estos poros se conserven. Generalmente son rellenados durante la depositación a principio de la cementación, pero en algunos casos estos poros pueden ser lixiviados para dejar el poro intragranular original.

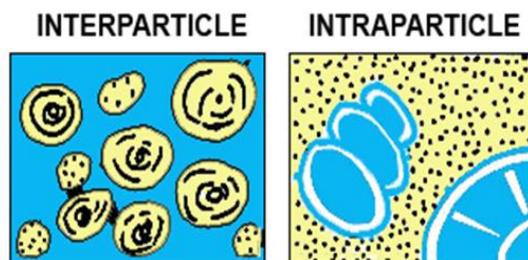


Figura 6. Ejemplo de Porosidad Intergranular e Intragranular.

Porosidad Secundaria o Inducida: es aquella que se forma por disolución parcial de los granos de la roca, generalmente en rocas carbonáticas, presente también en siliciclásticas, siendo un producto de la diagénesis a la que es sometida la roca posteriormente a su sedimentación. La porosidad secundaria es causada por la acción de las aguas de formación (formando cavidades de disolución o pequeñas cavernas) o de las fuerzas tectónicas (causadas por redes de fracturas o fisuras) sobre la matriz de la roca.

Los principales tipos de porosidad secundaria son:

- Fenestrales.
- Intercritalina.
- Fractura.
- Vugular.
- Moldica.
- Entre otras.

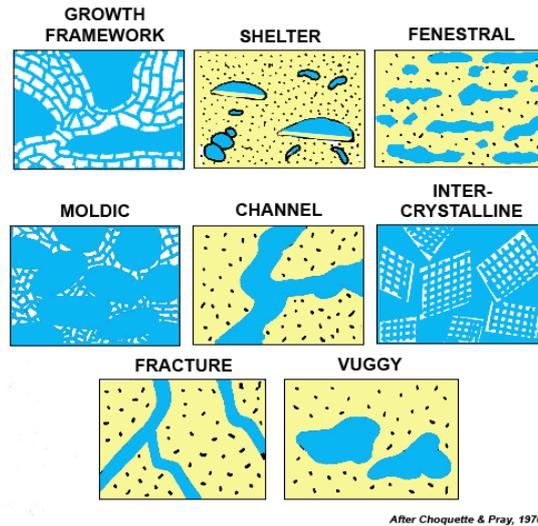


Figura 7. Tipos de Porosidades Secundarias.

En base a lo anteriormente planteado, los procesos depositacionales y post-depositacionales ocurridos en un reservorio afectarán en menor o mayor medida su porosidad. La calidad de un yacimiento con respecto al valor de porosidad se puede clasificar en:

Calidad	Porosidad (PHIT)
Muy Buena	> 20%
Buena	15% – 20%
Regular	10% – 15%
Pobre	5% – 10%
Muy Pobre	< 5%

Tabla 2. Calidad del yacimiento según los valores de porosidad total (PHIT).

Los yacimientos de areniscas pocos profundos serían un ejemplo de Formaciones que generalmente presentan altos valores de porosidad (PHIT>25%) por ende son considerados de muy buena calidad. Caso contrario son los reservorios tipo Shale, estos suelen presentar porosidades totales en el orden del 3 y 15% y el rango del tamaño poral oscila entre los nanómetros (10^{-9} m) hasta los micrómetros (10^{-6} m) aproximadamente, es decir, que de acuerdo a la tabla 2, estos reservorios podrían presentar una capacidad de almacenamiento de regular a muy pobre.

La porosidad en los sistemas de Shale está dada principalmente por dos (2) tipos poros:

1. Matriz inorgánica (Poros inorgánicos)
2. Matriz orgánica (kerógeno) → Poros Orgánicos

Matriz Inorgánica			Matriz Orgánica	Poros Orgánicos			Poros Inorgánicos				
Mineralogía				Gas	Petróleo	Gas	Petróleo	Agua	Agua	Agua	Gas
Arcilla	Cuarzo	Carbonatos		Libre	Adsorbido	Libre	Libre		Irreductible	Adsorbida en arcillas	
POROSIDAD TOTAL											

Tabla 3. Modelo de porosidad total para un reservorio tipo Shale (modificado de Bust et al., 2011).

Adicionalmente, los hidrocarburos pueden estar acumulados en las fracturas naturales que puedan estar presentes en la Formación.

Porosidad de Matriz Inorgánica

Es la porosidad primaria y secundaria. La misma contiene al agua adsorbida en arcillas, agua irreductible y fluidos libres como petróleo y gas. El tamaño de los poros de la matriz inorgánica ronda los 100 nm aproximadamente. El desarrollo de la red de poros inorgánicos en los reservorios Shale dependerá de la composición y la estructura de los minerales. Los tipos de poros de la matriz incluyen principalmente poros intergranulares (Fig. 8a y Fig. 8b), poros secundarios formados por la disolución de los minerales (Fig. 8c) y poros orgánicos.

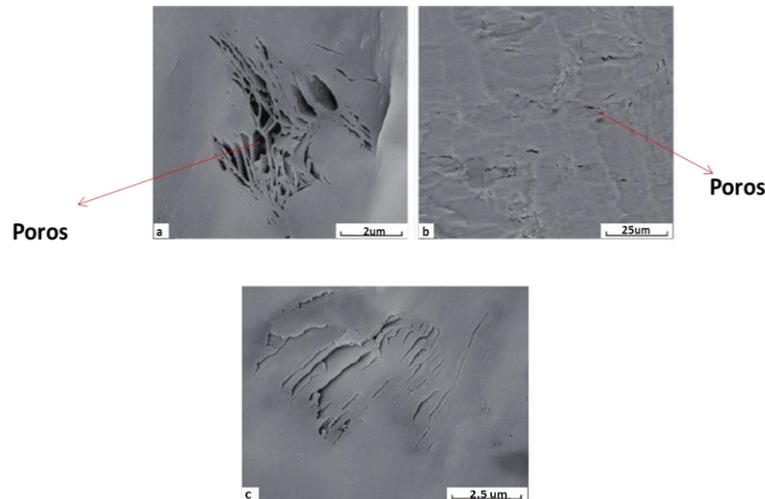


Figura 8. Ejemplo de imágenes SEM donde se detallan Tipos de Poros Intergranulares y Secundarios.
 Fuente: Basic characteristics and evaluation of shale oil reservoir (Zsaixing et al, 2016).

La porosidad del Kerógeno (materia orgánica)

Es la porosidad autocreada debido a su grado de madurez térmica. A mayor grado de maduración mayor cantidad de espacios creados. En sus espacios porales se aloja gas y petróleo libre, como gas adsorbido en su superficie. La porosidad autocreada por la madurez del kerógeno es de vital importancia y puede llegar a rondar el 50% de la porosidad total de las arcillas orgánicamente ricas. El tamaño de los poros de la matriz orgánica ronda el orden de 1-10 nm aproximadamente.

El contenido y el tipo de materia orgánica son críticos para el desarrollo del poro orgánico. El tipo de poros también está estrechamente relacionado con la diagénesis (Slatt y O'Brien, 2011). La formación y el enriquecimiento de los poros orgánicos están controlados por la abundancia, el tipo y los grados de evolución de la materia orgánica.

Más específicamente, los poros orgánicos se forman bajo las siguientes condiciones: (1) en kerógeno, después de que el kerógeno sólido se convierte en líquido de hidrocarburo (Figura 9a), (2) mediante la formación de burbujas durante la generación de hidrocarburos líquidos o la acumulación de hidrocarburos, (3) a través de la disolución de calcita y minerales de arcilla por ácidos orgánicos (Figura 9b).

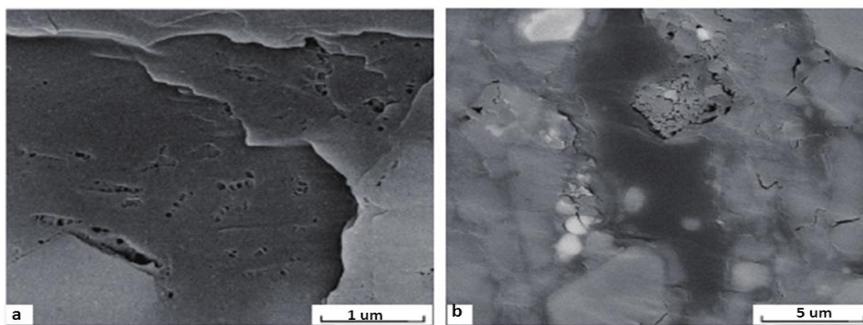


Figura 9. Ejemplo de imágenes MEB donde se detalla la formación de los poros orgánicos.

Porosidad de Fracturas

La presencia de fracturas o microfracturas naturales en los reservorios Shale proporciona canales de filtración de hidrocarburos y juegan un papel importante en la conexión y la mejora de las propiedades petrofísicas. También pueden facilitar la estimulación del yacimiento mediante la intersección con fracturas artificiales para formar redes efectivas de fracturas a múltiples escalas. Este tipo de porosidad no es posible de cuantificar.

Para el caso de los reservorios Shale Gas, es importante mencionar que el gas se va a encontrar acumulado en la matriz (inorgánica y orgánica), libre (fracturas naturales) y adsorbido (kerógeno y arcillas) (Fig. 10), es decir, cuando el gas golpea una superficie sólida, puede quedar fijada sobre la superficie, es decir, sufrir adsorción.

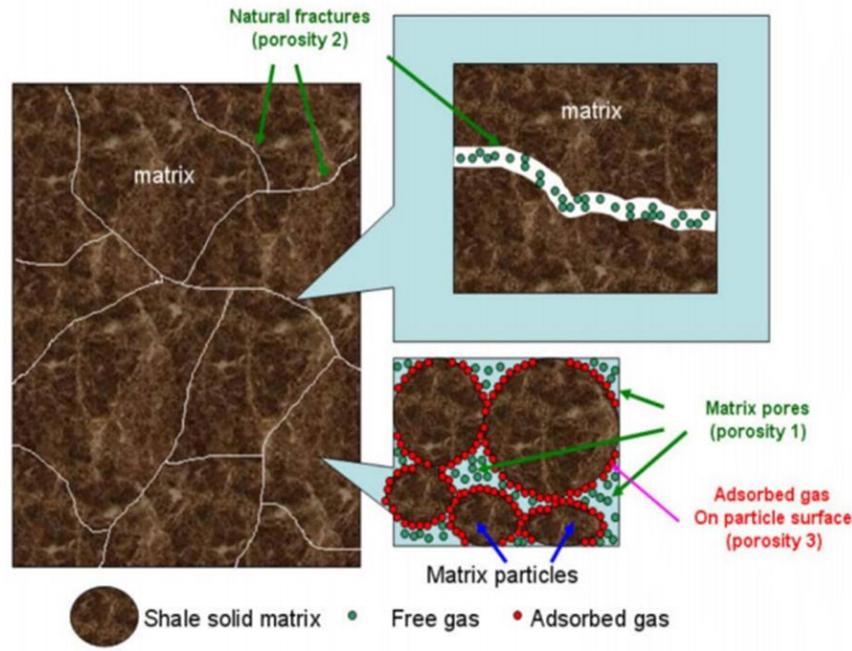


Figura 10. Formas de estar acumulado el gas en un reservorio Shale.



PREGUNTA

¿Cómo se determina la porosidad en un reservorio Shale?

1.- Experimental sobre plugs o núcleos de coronas a través de estudios de laboratorio (Porosimetría de mercurio, Porosímetro de helio, Pressure Decay, entre otros).

En lo que se refiere a la porosidad orgánica puede ser determinada a partir de Microscopía Electrónica de Barrido (MEB). Recientemente ha surgido una metodología que permite igualmente determinar la porosidad orgánica y su contribución en el volumen total de la roca a partir del ensayo de pirólisis. A continuación, les comparto el documento donde explican el procedimiento.



Haz Clic Aquí:

<http://www.petrotecnica.com.ar/319/Estimacion.pdf>

2.- A partir de la interpretación de perfiles Eléctricos.

Entre los cuales se encuentran el perfil de densidad (RHOB), Neutrón, Sónico, dieléctricos y Resonancia Magnética Nuclear (RMN). Este último ha arrojado resultados muy buenos en la estimación de la porosidad total y efectiva de los reservorios Shale, esto está sustentado en el hecho de que es muy difícil calcular porosidades en este tipo de reservorios utilizando perfiles convencionales (densidad, neutrón o sónico), debido a la alta heterogeneidad mineralógica y granulométrica que presentan.

Esta heterogeneidad se traduce a una gran variabilidad en los valores de matriz necesarios para el cómputo de porosidades (densidad del grano, tiempo de tránsito en la matriz, etc). La posibilidad de obtener una densidad de grano variable que ofrecen los perfiles mineralógicos, mitiga en algo la incertidumbre en el cálculo de la porosidad. Sin embargo, no llega a compensar la gran ventaja de la lectura de porosidad de la resonancia magnética que no depende de la litología.

Para ampliar el principio de funcionamiento y bondades de la herramienta RMN ingrese al siguiente enlace.



Haz Clic Aquí:

<https://www.slb.com/-/media/files/fe/brochure/mr-scanner-br.ashx>

▪ PERMEABILIDAD

Caracteriza la habilidad del medio poroso para transmitir o conducir fluidos. La permeabilidad es la medida de la facilidad con que los fluidos se desplazan en un medio poroso. En términos de física de yacimiento, no es más que la capacidad de flujo del medio (Fig. 11).

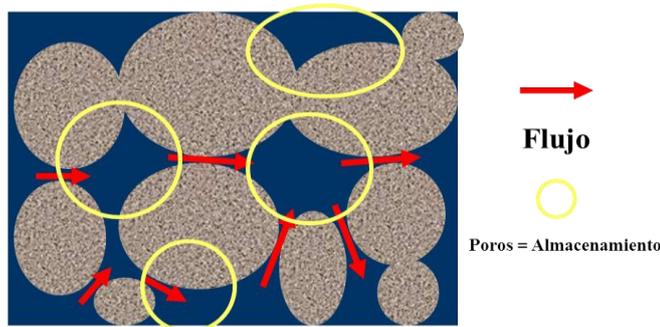


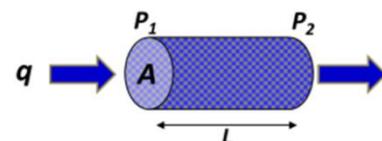
Figura 11. Permeabilidad de una roca.

La unidad de medida de la permeabilidad es el “Darcy”. El darcy es un valor muy grande y a los fines prácticos se utiliza el miliDarcy (1 Darcy =1000 mD). Para la medición de la permeabilidad en el laboratorio se realiza sobre muestras cilíndricas (Plugs o Núcleos) de testigos de coronas o laterales, a la que se le hace circular un fluido de viscosidad conocida en una muestra de tamaño determinado, midiendo las presiones diferenciales y los caudales, según la ley de Darcy (Amyx et al, 1988).

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta P}{L \cdot \mu} \text{ (Ecu.13)}$$

Donde:

Q: Tasa de flujo a través del medio poroso (cm³/seg)



K: Darcy
 A: Área a través de la cual el flujo pasa (cm²)
 ΔP : Gradiente de presión (atm)
 μ : Viscosidad del fluido (cP)
 L: Longitud del medio poroso (cm)

Los valores típicos de permeabilidad de las acumulaciones comerciales de hidrocarburos fluctúan entre un mínimo de 0,001 mD hasta 1000 mD o más. Según los valores de permeabilidad la calidad del yacimiento puede clasificarse de la siguiente forma:

Calidad	Permeabilidad
Pobre	< 1 mD
Buena	1 – 10 mD
Moderada	10 – 50 mD
Muy Buena	50 – 250 mD
Excelente	> 250 mD

Tabla 4. Calidad del yacimiento en función de la permeabilidad.

De manera que la permeabilidad determina el grado de conectividad de los poros y fracturas naturales que existe en una roca. Si, los poros y fracturas están muy mal interconectados, cualquier fluido tendrá dificultades para moverse y será preciso aplicar métodos artificiales para inducir una permeabilidad en la roca con el fin de alcanzar una producción comercial.

Este es precisamente el caso de los reservorios Shale los cuales se caracterizan por su baja capacidad de conducir un fluido, es decir, baja permeabilidad. Es por ello, que necesariamente estos deben ser estimulados, a través de la técnica conocida como **Fractura Hidráulica**, la cual crea una red de canales que permite que se produzcan los hidrocarburos acumulados en la roca generadora (Fig. 12).

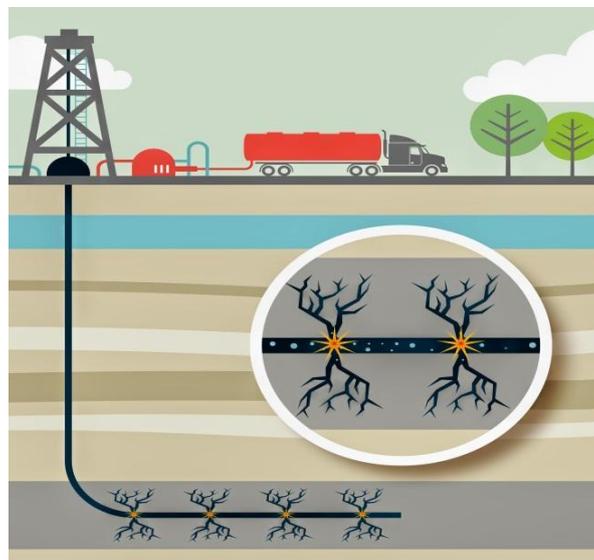


Fig. 12. Estimulación de pozo con Fractura Hidráulica.

En el caso de yacimiento de Shale, se está tratando de producir reservorios que es 1000 veces menos permeable que arenas compactas (Tight), y un millón de veces menos permeable que las arenas convencionales (Cámara y Pendas, 2013). El Rango de permeabilidad en Shale es de aproximadamente 1000 nD a 0.1 nD, existen muchos métodos tradicionales que no pueden ser aplicados pues la permeabilidad de estos reservorios se encuentra muy por debajo del valor de 0.01 mD.

Por otra parte, la permeabilidad medida en arcillas orgánicamente ricas puede variar significativamente de la obtenida de condiciones de laboratorio debido al cambio en las condiciones de presión de confinamiento, temperatura y fluidos presentes.

Esto indica que la magnitud medida es influenciada por varios mecanismos lo cual agrega complejidad a la medición. La complejidad principalmente radica en la dependencia de la permeabilidad de la matriz con las tensiones aplicadas. Adicionalmente, se debe a que las arcillas y el kerógeno contienen cantidades significativas de gases adsorbidos. La dependencia de los efectos de sorción y tensiones en la permeabilidad posee influencia en las condiciones de reservorio e influencia sobre la producción de los pozos.

Modelo de la Permeabilidad Aparente

Este modelo de permeabilidad es planteado por Asana Wasaki y Akkutlu (Asana Wasaki y Akkutlu, 2014) basado en el sistema de porosidad dual (tabla 3). La hipótesis fundamental de este modelo es considerar al fluido alojado en los Shale como libre y adsorbido en la matriz orgánica (Kerógeno) y libre en la matriz inorgánica (considera despreciable al fluido adsorbido en arcillas).

1. Permeabilidad de la Matriz Inorgánica

En la red de poros inorgánicos el tamaño promedio de los poros es tal que el número de Knudsen promedio es $Kn \leq 0,01$. Por lo tanto, se puede asumir que la hipótesis del medio continuo sigue siendo aproximadamente válida en los poros inorgánicos. El flujo laminar puede ser utilizado para caracterizar el transporte mediante la Ley de Darcy.

Con relación a la permeabilidad, existen varias observaciones experimentales que sugieren que la permeabilidad absoluta de las rocas cambia con las tensiones aplicadas. El modelo de Gangi puede ser aplicado para representar esta dependencia en la matriz inorgánica:

$$Km = Ko \left(1 - \left(\frac{Pc - \alpha P}{P1}\right)^m\right)^3$$

Donde:

Km: permeabilidad de la matriz inorgánica [mD].

Ko: permeabilidad de la matriz inorgánica sin efectos de tensiones [mD].

Pc: presión de confinamiento [Pa].

αP : coeficiente de stress efectivo [adimensional].

P: presión poral o presión del reservorio durante su producción [Pa].

P1: presión cuando los poros inorgánicos se encuentran cerrados por completo [Pa].
m: exponente asociado con la geometría del espacio poral. Espacio completamente no uniforme $m = 0$, espacio poral uniforme $m = 1$. [Adimensional].

2. Permeabilidad de la Matriz Orgánica (Kerógeno)

La permeabilidad de la matriz orgánica posee tres contribuciones esenciales:

1. Dependencia de la permeabilidad de la matriz orgánica con relación a las tensiones. Ecuación [anterior].
2. Contribución del gas libre por transporte debido al flujo o transporte molecular.
3. Contribución por el transporte del gas adsorbido en la superficie del Kerógeno.

Los ítems 2 y 3 incluyen las desviaciones de la Ley de Darcy. Así obtenemos la expresión de la permeabilidad aparente K_{app} para gases en pelitas orgánicamente ricas:

$$K_{app} = Km + \mu Dc_g + \mu Ds \frac{v_l \rho_g B_g P l}{\epsilon k_s (P + P_l)^2}$$

Donde:

K_{app} : permeabilidad aparente de la matriz orgánica [D].

Km : permeabilidad de la matriz orgánica [D].

μ : viscosidad del gas [Pa.s].

D : coeficiente de difusión molecular [m^2/s].

c_g : compresibilidad del gas [$1/Pa$].

Ds : coeficiente de difusión superficial [m^2/s].

ρ_g : densidad de grano [kg/m^3].

B_g : factor de volumen de gas [m^3/Sm^3].

ϵk_s : fracción de materia orgánica sobre materia total (orgánica e inorgánica) [m^3/m^3].

La ecuación 15 se deriva (LeCompte y Hursan, 2010) para el transporte de gas en pelitas orgánicamente ricas. Cuando hidrocarburos líquidos son transportados, nuevas consideraciones entran en juego. En primer lugar, las interacciones sólido-líquido asociadas con la adsorción de las moléculas de petróleo en el Kerógeno son significativamente mayores en comparación a los gases. Esto se debe a la presencia de fuerzas de atracción son mucho mayores en las paredes del sólido por la presencia del líquido. Más aún, la movilidad de la fase líquida, si es que existe en cantidades significativas, no es relevante. En consecuencia, los hidrocarburos orgánicos alojados en el Kerógeno poseen una movilidad muy limitada. Por ende, la permeabilidad aparente del líquido resulta ser igual a la permeabilidad de la matriz orgánica:

$$K_{liq} = Km$$

K_{liq} : permeabilidad aparente de la fase líquida [D].

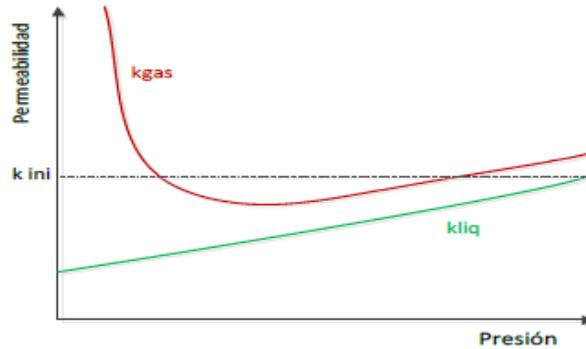


Gráfico 1. Permeabilidad aparente del gas y líquido.

En el gráfico anterior muestra el valor la permeabilidad K_{ini} representando la permeabilidad inicial del reservorio. Se observa que la permeabilidad aparente del líquido decrece en forma aproximadamente lineal a medida que presión disminuye mientras que la permeabilidad aparente del gas al principio comienza a decrecer alcanzando un mínimo para luego comenzar a crecer a menores presiones. Este último comportamiento evidencia los aportes de permeabilidad debidos al transporte molecular del gas libre y adsorbido en el Kerógeno.



PREGUNTA

¿Cómo se determina la permeabilidad en un reservorio Shale?

Para medir la permeabilidad a nivel de laboratorio, se han desarrollado tecnologías que han permitido su determinación sobre muestras de rocas trituradas (Pressure Decay) o sobre plugs (Pulse Decay). La mayor desventaja que presenta uno con respecto al otro es el tiempo que demora el laboratorio para reportar sus resultados.

El “Pressure Decay”, al realizarse sobre muestras trituradas el tiempo del uso del equipo en laboratorio es mucho menor con respecto a “Pulse Decay”, este precisa de más tiempo ya que usa la muestra entera para realizar la medición y esto hace que a su vez sea más costoso.

En los siguientes enlaces podrás conocer sobre estos ensayos patentados por el laboratorio Corelab:



Haz Clic Aquí:

<https://www.corelab.com/ps/pulse-decay-permeametry>
<https://www.corelab.com/ps/nano-perm>

▪ **SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS**

La saturación de petróleo o gas, es la fracción del volumen de poros que contiene petróleo o gas. Los poros deben estar saturados con algún líquido. Así, la sumatoria de todas las saturaciones en una roca de formación dada debe ser del 100 %, por lo tanto, se cumple:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \text{ (Ecu.17)}$$



Figura 13. Saturaciones de los fluidos en un medio poroso.

En el caso particular de los reservorios Shale, es necesario considerar las proporciones adsorbidas, libres y disueltas en el agua de formación (si bien esta última normalmente no representa una cantidad significativa). Según Bustín et al, (2009) indican que la importancia relativa entre las proporciones adsorbidas y libres varía en función de:

- Cantidad de materia orgánica presente.
- Distribución del tamaño de grano.
- Mineralogía.
- Diagénesis.
- Textura.
- Presión.
- Temperatura del reservorio.

A diferencia de los reservorios convencionales, los fluidos en las arcillas orgánicamente ricas no se encuentran estratificados por densidad, sino que el petróleo, el gas y el agua coexisten en los poros de la matriz orgánica e inorgánica. La estratificación por densidad no es posible debido a la baja movilidad de los fluidos producto de la escasa permeabilidad.

Basándonos en el modelo petrofísico adoptado se podrían definir dos tipos de saturaciones; una asociada al espacio poral del kerógeno y otro asociado con los poros inorgánicos. En la práctica, se hace prácticamente imposible determinar el origen de dichas saturaciones debido a la heterogeneidad en la distribución de las matrices y los fluidos.

Adsorción De Gas En Kerógeno Y Arcillas

En el caso de los reservorios no convencionales Shale gas el mecanismo de almacenamiento que los diferencian de un reservorio convencional de gas, donde el gas se encuentra comprimido en los poros y fracturas de la formación, es el fenómeno adicional, donde el gas se encuentra adsorbido en el kerógeno y en las arcillas debido a que la alta presión y la gran superficie específica de los nanos poros proveen excelentes condiciones para la adsorción. La otra parte consiste en gas que se encuentra alojado en el espacio poral de la roca.

Las isotermas de adsorción es uno de los ensayos más utilizados para modelar el comportamiento del gas adsorbido a temperatura constante como función de la presión o concentración de gas, con la finalidad de generar una tendencia e interpolar o extrapolarla a condiciones en cuales no es posibles realizar las mediciones técnicas o económicas.

Existe varios modelos para determinar las isotermas de adsorción, tales como: Isotermas de Langmuir, Isotermas Bet, Modelo Freundlich, entre otros. El modelo de Langmuir es el modelo comúnmente más usado para la cuantificación de la descripción de adsorción/desorción de gas (Páez, 2015).

La isoterma de Langmuir describe la máxima cantidad de gas que un reservorio no convencional puede contener bajo ciertas condiciones de contenido de materia orgánica, presión y temperatura. Existen diferentes factores que pueden disminuir la capacidad de adsorción de gas de un yacimiento, siendo menor que la máxima capacidad representada por la isoterma.

La capacidad de almacenamiento de gas adsorbido se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$G_c = \frac{V_L * P}{P + P_L}$$

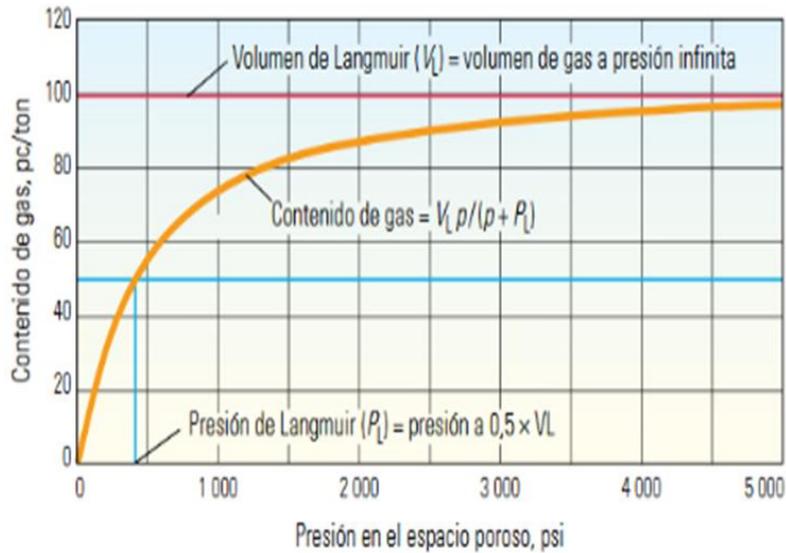
Donde:

G_c: Contenido de gas adsorbido por unidad de masa de roca (scf/ton).

V_L: Volumen de Langmuir (scf), el máximo volumen de gas que puede ser adsorbido.

P; Presión del reservorio (Psi)

P_L: Presión de Langmuir (Psi), presión cuando V_L se reduce a la mitad.



Grafica 3. Isoterma de Langmuir.

En los reservorios de tipo Shale gas es de gran importancia cuantificar el volumen de gas adsorbido en la superficie de la roca o arcillas para poder estimar el volumen total de gas acumulado en un reservorio.

El Gas Original in Situ (GOIS) en estos reservorios viene dada por las siguientes formulas:

La estimación de Volumen Original de Gas (GOIS) se encuentra dividida en dos componentes:

Free Gas in Placed

$$G_f = \frac{43,560 Ah \phi_e S_g}{B_g}$$

Sorbed Gas in Placed

$$G_s = 1,359.7 A h \bar{\rho} \bar{G}_{sc}$$

Capacidad de almacenamiento del gas adsorbido
(Isoterma de Langmuir)



PREGUNTA

¿Cómo se determinan la saturación de agua en un reservorio Shale?

1.- Experimental: Método de Dean-Stark, Retorta, entre otros.

En el siguiente enlace podrán conocer en que consiste el método Dean – Stark.



Haz Clic Aquí:

https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dean-stark_extraction.aspx

2.- A partir de la interpretación de perfiles Eléctricos.

Registro de resistividad y Resonancia Magnética Nuclear.

Modelos para obtener la S_w a partir de perfiles eléctricos: Archi, 1947; Simandoux, Waxman, 1963 y Smits, 1968; Amyx et al., 1988, Sinha et al., 2012, entre otros.

Para finalizar con este tema les dejo algunos documentos científicos para su posterior lectura, en donde podrán conocer algunas metodologías y/o características petrofísicas y geoquímicas determinadas para la Formación Vaca Muerta.



Haz Clic Aquí:

1. <http://www.petrotecnica.com.ar/319/Analisis.pdf>
2. http://www.petrotecnica.com.ar/pdfs_P1-2019/Petro_SIN_public/Analisis.pdf
3. http://naturalis.fcnym.unlp.edu.ar/repositorio/documentos/tesis/tesis_003e.pdf
4. http://www.petrotecnica.com.ar/agosto12/sin_publicidad/Facies.pdf



RESUMEN

La diferencia más importante al comparar los reservorios convencionales con los reservorios tipo Shale son los bajos valores de permeabilidad. La baja capacidad que tienen los fluidos al desplazarse en un medio poroso de este tipo es una consecuencia de las características propias que presentan estas formaciones en cuanto a su: granulometría, litología, mineralogía, tipo de cemento, forma de los poros, entre otras.

Dichas características ocasionan que los granos se unan unos con otros, formando pequeños poros aislados y no interconectados, empobreciendo así la capacidad de almacenamiento en estos yacimientos. La mayor limitación de estos reservorios es su bajísima capacidad de desplazamiento, de manera que la única forma de lograr que los hidrocarburos acumulados en estas formaciones sean movilizados hacia los pozos, es mediante el fracturamiento hidráulico.

La presencia de materia orgánica en las acumulaciones tipo Shale va aportar una porosidad denominada “orgánica” donde los fluidos presentes en la formación estarán libres (Gas y petróleo) y adsorbido (Gas). Esta porción de gas que se encuentra adsorbida en la materia orgánica es muy importante de determinar ya que influye directamente sobre la cuantificación de los volúmenes extraíbles (reservas) de los yacimientos de tipo Shale Gas.

Existen dos formas de obtener datos petrofísicos. Una de forma directa llevados a cabo directamente sobre muestras de rocas obtenidas de los testigos laterales o de corona. La otra forma sería a partir de la adquisición de perfiles eléctricos convencionales y/o especiales.

Si bien, los registros eléctricos de pozos son una herramienta excelente para caracterizar las rocas que componen un sistema petrolero, no se debe perder de vista el hecho de que se basan en mediciones físicas de las rocas (radioactividad natural, densidad electrónica, resistencia que le oponen al paso de una corriente eléctrica, tiempo que tarda una onda acústica en atravesar un pie de formación, etc) que a partir de algoritmos, métodos, y técnicas son transformadas en términos litológicos, propiedades pseudotexturales, parámetros petrofísicos, entre otros.

Hasta ahora la mejor metodología de análisis y caracterización de las propiedades petrofísicas en los Shale ha sido ajustando y calibrando los datos petrofísicos obtenidos de manera experimental (medición directa) con los perfiles eléctricos (medición indirecta), y a su vez integrándolos con los estudios realizados por otras disciplinas, tales como, la geología, geoquímica, datos de reservorios, entre otros.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Bustin, M., A. Bustin, D. Ross, G. Chalmers, V. Murthy, C. Laxmi y X. Cui, 2009. "Shale Gas Opportunities and Challenges". Search and Discovery Articles # 40382. AAPG Annual Convention. San Antonio, Texas.
2. Sondergeld, C.,K. Newsham, J. Comisky, M. Rice y C. Rai, 2010. Pethophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources. SPE 131768.
3. Stinco, L., 2013. Cómo son los reservorios no convencionales en la Argentina. IAPG. Petrotecnia, Año LIV N°3, junio de 2013:63-71.