



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

RESPUESTA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE  
POZOS EN FORMACIONES CON HIDRATOS DE  
METANO

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERA PETROLERA

PRESENTA

GENOVEVA JAQUELINE VILCHIS CEJA

DIRECTOR DE TESIS

ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJON PINEDA



CIUDAD UNIVERSITARIA, DISTRITO FEDERAL, MAYO DE 2014.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## CONTENIDO

	Página:
RESUMEN.	3
1. INTRODUCCIÓN.	4
1.1. Formación de los hidratos de gas.	4
1.2. Tipos de hidratos de gas.	13
1.3. Ocurrencia de hidratos de gas.	16
1.4. Situación actual.	19
2. PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS HIDRATOS DE GAS.	22
2.1. Masa molar.	22
2.2. Densidad.	23
2.3. Entalpía de fusión.	24
2.4. Capacidad de calor o conductividad térmica.	25
3. EFECTOS DEL HIDRATO DE GAS EN LAS PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS SEDIMENTOS.	27
3.1. Velocidad de propagación, esfuerzo efectivo y presión de poro.	27
3.2. Importancia de las propiedades petrofísicas de las rocas.	33
4. EXPLORACIÓN DE HIDRATOS DE GAS CON MÉTODOS GEOFÍSICOS.	
4.1. Técnicas sísmicas.	36
4.2. Métodos eléctricos-resistivos.	40
5. RESPUESTA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO EN HIDRATOS DE GAS.	41
5.1. Registros de correlación.	43
5.2. Registros de resistividad.	50
5.3. Registros de porosidad.	59
5.4. Imágenes de pozo.	85
5.5. Respuesta en hidratos de gas.	91
6. IMPORTANCIA ECONÓMICA E IMPACTO AMBIENTAL.	113
6.1. Los hidratos de gas como un potente recurso energético a futuro.	114
6.2. Importancia de los hidratos de gas en el sistema petrolero.	117
6.3. Consecuencias ambientales por el uso de hidratos de gas.	119
7. CONCLUSIONES.	125
BIBLIOGRAFÍA.	129

## **RESUMEN**

Ante la declinación de las reservas de hidrocarburos convencionales, aumenta la importancia de los hidrocarburos no convencionales, como son los hidratos de gas.

Este trabajo tiene como objetivo presentar la respuesta de los registros geofísicos de pozos en las capas con hidratos de gas, para poder identificar los intervalos donde se localizan en los pozos, medir las propiedades físicas de los estratos de hidratos y así poder determinar las características de estos y estimar los espesores netos para el cálculo de volúmenes mediante la información sísmica de reflexión.

El alcance del trabajo es revisar historias de casos en diversas partes del mundo, para esto en el Capítulo 1 se hace una introducción al tema, llegando al estado del arte.

En el Capítulo 2 se revisan las principales propiedades físicas de los hidratos de gas, para explicar sus efectos en las propiedades físicas de los sedimentos en el Capítulo 3.

Se hace una revisión de la respuesta los métodos geofísicos de superficie en las capas de hidratos de gas en el Capítulo 4, analizando en el Capítulo 5 la respuesta de los registros geofísicos de pozos en estratos de hidratos.

Finalmente, en el Capítulo 6 se revisa la importancia económica y el impacto ambiental que tendría la explotación de hidratos de gas, para listar las conclusiones del trabajo en el Capítulo 7. Se anexa una lista de referencias bibliográficas del tema central.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. FORMACIÓN DE LOS HIDRATOS DE GAS.

Volta en 1778 y Henry en 1805, definieron al metano como un gas combustible que puede ser diferenciado de otros por sus propiedades físicas y químicas. El principal constituyente del gas natural es el metano, que se desprende del cieno de los pantanos o de aguas estancadas procedentes de la putrefacción de sustancias orgánicas, especialmente celulosa; también por la acción de microorganismos, en estos casos se encuentra acompañado de gas carbónico, de nitrógeno y a veces de hidrógeno sulfurado, otra fuente muy importante de metano es el que procede de la alteración termal de las rocas generadoras ricas en carbono orgánico total (TOC), durante la catagénesis y metagénesis (Hernández Vite, 2009).

El metano  $\text{CH}_4$  se denomina un hidrocarburo porque está compuesto solamente de átomos de carbono e hidrógeno. Etimológicamente la palabra metano procede del griego  $\mu\epsilon\tau\alpha$  que significa vino.

Gas de los pantanos ( $\text{CH}_4$ ), inflamable, incoloro, inodoro, e insoluble en agua, primer miembro de la serie de las parafinas, producto de la descomposición de materia vegetal bajo el agua, sin la acción del aire como ocurre en los pantanos, forma con el aire una mezcla muy peligrosa en las minas y en los pozos, se usa como combustible y es el principal componente del gas natural, al perder un átomo de hidrógeno se convierte en el radical metilo ( $\text{CH}_3$ ).

Los hidrocarburos metano, etano, propano, butano, isobutano, así como dimetilpropano, en las condiciones normales se encuentran en estado gaseoso.

El metano es el primer miembro de la llamada serie del metano de los hidrocarburos. Cada compuesto responde a la fórmula general  $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ . Esto significa que cuando solamente hay un átomo de carbono en un compuesto de la serie del metano,  $n$  es igual a 1. Si hubiera 2 átomos de carbono, es igual a 2 y así sucesivamente. En el caso del metano, por ejemplo puesto que hay solamente un átomo de carbono,  $n$  es igual a 1. Si se sustituye  $n$  por 1 en la fórmula  $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ , tenemos  $\text{C}_1\text{H}_{(2 \times 1)+2}$  ó  $\text{CH}_4$ .

Los compuestos de la serie del metano son también conocidos como hidrocarburos parafínicos. Son hidrocarburos saturados puesto que se encuentran saturados con átomos de hidrógeno. El término parafina proviene del latín *parumaffinis*, que significa con muy poca afinidad. El nombre de hidrocarburos parafínicos resulta muy apropiado, ya que los compuestos de la serie del metano tienen muy poca afinidad con otros átomos, es decir, poca tendencia a unirse en combinaciones químicas. A los miembros de la serie del metano se les denomina también alcanos. En la mayoría de los yacimientos de gas natural el componente principal es el *metano*. El contenido de homólogos del metano en el gas natural, no es grande, de 0.1 % a 0.8 % de etano (raras veces), de 0.1 % a 3 % de propano y en cuanto al

butano y a los homólogos superiores, su proporción, como regla, constituye fracciones de por ciento. Debido a la ostensible prevalescencia del metano y la pequeña cantidad de hidrocarburos  $C_4$  a  $C_5$ , la mayoría de los gases naturales se incluye entre los llamados gases secos.

El gas natural extraído del subsuelo contiene vapor de agua, agua en estado líquido, gas carbónico (dióxido de carbono), sulfuro de hidrógeno, nitrógeno y helio. El sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono provocan una fuerte corrosión en los sistemas de recolección y de transporte del gas, mientras la presencia de agua puede ser la causa de formación de hidratos sólidos que se depositan en las paredes del gasoducto reduciendo su capacidad de transporte. Esta es la razón por la cual el gas natural, antes de transportarlo a largas distancias se somete a secado y endulzamiento.

El secado del gas natural se lleva a cabo por secantes líquidos (etilenglicol, dietenglicol y trietenglicol) y sólidos (óxido de aluminio, gel de sílice, cribas moleculares). Para depurar el gas, eliminando de este el  $H_2S$  y  $CO_2$ , en las explotaciones soviéticas se utilizan aminas (mono y dietanolaminas). Si el gas natural contiene muchos hidrocarburos  $C_3-C_4$ , estos hidrocarburos previamente se separan del gas natural en las plantas de transformación del gas. El gas natural depurado y desecado se comprime en las estaciones de compresión y se transporta por gasoductos hacia los consumidores que pueden encontrarse a una distancia de varios miles de kilómetros desde las explotaciones gasíferas.

Las moléculas de los hidrocarburos se encuentran dentro de la estructura que forman las moléculas de agua y son más estables por inclusión del hidrocarburo. Los enlaces entre las moléculas de los hidrocarburos y las del agua a una temperatura por encima de la del punto de congelación del agua. De acuerdo con Makagon, 1981 los hidrocarburos cuyas moléculas sean mayores o iguales al pentano ( $C_5$ ) no forman hidratos (Rosales Limón, 2007).

Cuando el gas disponible para la formación de hidratos es una mezcla de metano con otros hidrocarburos gaseosos más pesados, la formación de hidratos se convierte en un proceso de dos fases, comienza con los gases pesados y una fracción de metano, dando lugar a hidratos compuestos de gas. Cuando se agotan los gases pesados comienza la formación de hidratos únicamente de metano. En un perfil de los sedimentos marinos, los hidratos compuestos tienden a ocupar las partes bajas y los hidratos de metano ocupan las partes altas en la columna de sedimentos (Reyes Pimentel, 2011).

A escala mundial, hay fundamentalmente dos ambientes donde se encuentran hidratos en grandes cantidades: bajo la capa de suelo congelado permanente (*permafrost*) en el Ártico, en condiciones de cierta presión (a profundidades de algunos cientos de metros) y a temperaturas relativamente bajas, y en sedimentos marinos de los márgenes continentales, bajo condiciones de mayor presión (a profundidades de 1 a 4 km) y a mayores temperaturas.

El hidrato de gas es un sólido cristalino, similar en apariencia al hielo, pero constituido por moléculas de gas rodeadas por una malla de moléculas de agua (fig.1). Las primeras muestras de hidratos de metano, obtenidas a bordo de buques

oceanográficos, mostraron un aspecto exterior semejante a un fragmento de hielo de color blanquecino. Los fragmentos de hidratos se "derriten" con rapidez, en respuesta al cambio de presión y temperatura, transformándose en agua y gas metano. Los trozos de hielo recogidos de los fondos marinos tienen la particularidad de inflamarse cuando se le acerca una llama, de ahí el sobrenombre de "hielo inflamable" (fig. 2). Aunque muchos de los gases conocidos tienen la capacidad para formar hidratos, entre ellos el dióxido de carbono y el anhídrido sulfúrico, sólo el hidrato del gas metano es el que aparece abundantemente en los fondos marinos.

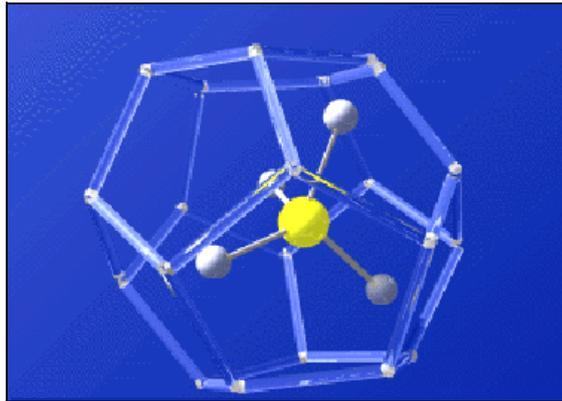


Figura 1. Estructura del hidrato de gas ([www. hidratosdegas/univchile/page25.html](http://www.hidratosdegas/univchile/page25.html)).

Aunque fueron descubiertos de forma experimental en 1811 por Sir Humphry Davy, fue posteriormente hasta 1970, cuando se detectaron por métodos geofísicos dentro de los sedimentos marinos del fondo del *Blake Outer Ridge* (EEUU). Este descubrimiento científico llegó casi casualmente, al observar sobre los perfiles sísmicos un "reflector" doble, que era una calca de la forma del fondo marino, y que siempre estaba asociado a la presencia de hidratos. Este eco es el denominado *Bottom Simulating Reflector (BSR)* o "reflector que simula el fondo", y que se forma por reflexión cuando las ondas atraviesan la diferencia de densidad que existe entre el fondo marino "helado" y el que hay por debajo. El fondo marino "helado" con hidratos, a su vez, realiza las funciones de tapadera, impidiendo que los gases en estado libre lleguen a la superficie, a no ser que haya fisuras o fallas. Este "reflector doble" permite conocer la profundidad y el espesor de los gases hidratados en el subsuelo marino, así como la presencia de gases en estado libre por debajo de ellos.



Figura 2. Hidratos de metano (Demirbas, 2010).

La formación de un hidrato requiere de tres condiciones:

- 1.- La combinación adecuada de temperatura y presión. La formación del hidrato está favorecida por las bajas temperaturas y presión alta.
- 2.- Las formaciones de hidratos incluyen al metano, etano y el dióxido de carbono.
- 3.- Una cantidad suficiente de agua.

Por esto los hidratos de metano en un yacimiento en el fondo marino, contienen más metano por unidad de volumen que el contenido como gas libre en el mismo espacio. Este hecho explica el enorme interés en los hidratos de metano como potencial de futura fuente de recursos energéticos, cuya desestabilización se asocia a riesgos geológicos submarinos en el margen continental y puede constituir un factor importante en los cambios climáticos globales.

Los hidratos de metano son acumulaciones cristalinas similares al hielo, formadas de gas natural y agua. El bloque constructor de este sólido cristalino es una estructura denominada "clatrato", en la cual las moléculas de agua forman una celda cuyo interior está ocupado por gas (fig. 3). Muchos gases tienen tamaños moleculares adecuados para formar hidratos, incluyendo los gases que ocurren en forma natural, como el dióxido de carbono, ácido sulfhídrico (sulfuro de hidrógeno) y varios hidrocarburos de bajo número de carbonos. En la naturaleza, sin embargo, el más común de los hidratos, es el hidrato de metano. En condiciones de presión y temperatura estándar, la descomposición de 1 m<sup>3</sup> de hidrato de metano produce 164 m<sup>3</sup> de metano gaseoso y 0.8 m<sup>3</sup> de agua.

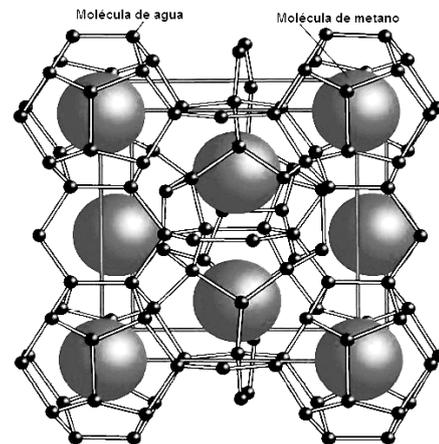


Figura 3. Estructura molecular del hidrato de metano (modificado por Elisea de Hardage, 2006).

Un gas que forma hidratos debe satisfacer dos condiciones:

- 1.- El tipo de enlace debe ser covalente, con moléculas más pequeñas que 8 Å (1 Å = 1X10<sup>-10</sup> m).
- 2.- El gas en estado líquido debe ser inmisible en el agua (Luna Rodríguez, 2009).

La temperatura a la cual se forman los hidratos depende tanto de la composición, como de la presión del gas, condición que no se cumple para todos los casos.

La primera condición necesaria para un gas natural que forma hidratos estables (fig. 4), se puede resumir de la siguiente manera:

- 1.- Gas natural por debajo del punto de rocío con presencia de agua líquida. Si no está presente agua líquida, no es posible la formación de hidratos.
- 2.- Temperaturas por debajo de la temperatura de formación de hidratos, para una presión y composición dadas.

- 3.- Altas presiones de operación, que pueden incrementar la temperatura de formación de hidratos.

Los factores secundarios que ayudan en la aceleración de formación de hidratos son:

- 1.- Altas velocidades, agitación o pulsación de presión.
- 2.- Presencia de  $H_2S$  y  $CO_2$ , ayuda a la formación de hidratos, porque ambos gases ácidos son más solubles en agua que en hidrocarburos (Rubio Coronel, 2002).

Generalmente todos los gases (exceptuando el hidrógeno, helio y neón) forman hidratos, sin embargo los más conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano. Se forman cuando se tienen elevadas presiones y bajas temperaturas que favorecen la combinación de agua y gases ligeros (oxígeno, metano, etano, propano, isobutano, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y nitrógeno) para formar hidratos, cuyo enlace molecular es más débil que el que se forma en el hielo, ocupando los espacios vacíos de la estructura y provocando la solidificación del agua a una temperatura considerablemente mayor que la del punto de congelación del agua (García Hernández, 2006).

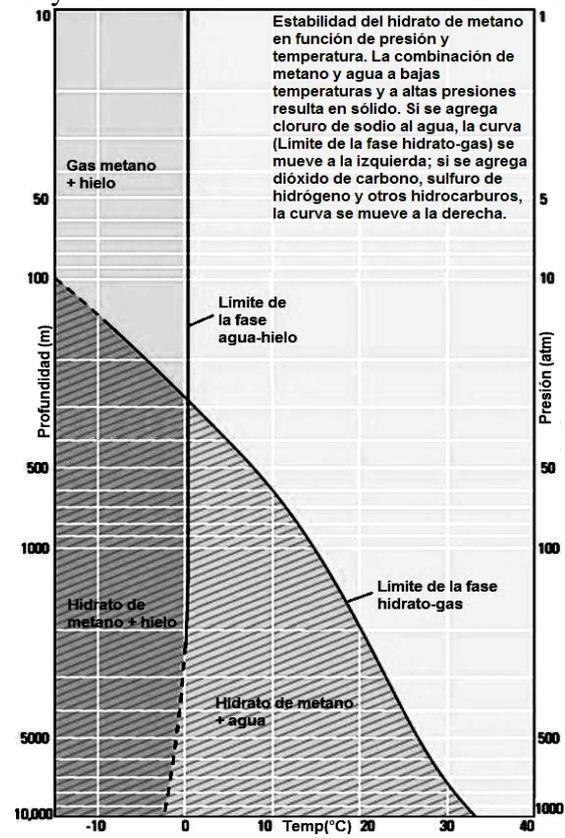


Figura 4. Estabilidad del hidrato de metano en función de presión y temperatura (modificado por Elisea de Collett, et al, 2000).

## IMPORTANCIA DE LAS BACTERIAS PARA FORMAR HIDRATOS DE METANO.

Los hidratos de gas son cristales de hielo con formas poco definidas, de transparente a translúcidos, de cristales blancos a grises o amarillos.

Los hidratos pueden presentar diferentes coloraciones, debido a impurezas, los hidratos encontrados en Golfo de México son de colores amarillos, naranja y verdosos, los hidratos de las Bahamas son de color azul. Las impurezas que causan esta coloración en los hidratos de gas, pueden ser bacterias, minerales y otros gases que también son incorporados a los hidratos. Los hidratos tienen densidad relativa

alrededor de 0.98 y en consecuencia flotarán en el agua y se hundirán en hidrocarburos líquidos (Luna Rodríguez, 2009).

Muchos estudios demuestran que el gas que se encuentra en los hidratos formados naturalmente, se produce cuando bacterias anaeróbicas descomponen materia orgánica por debajo del fondo del mar, produciendo metano y otros subproductos gaseosos incluyendo dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, etano y propano. Todos estos pueden incorporarse como moléculas huésped en los hidratos, pero entre ellos predomina el metano. Existen algunas evidencias que respaldan el argumento de que en un limitado número de ambientes, el metano en los hidratos proviene también de fuentes termogénicas, ubicadas a mayor profundidad dentro de la tierra.

La mayoría de los hidratos marinos parecen estar confinados en los límites de los continentes donde las aguas tienen una profundidad aproximada de 1500 ft (aproximadamente 500 m) y donde las aguas ricas en nutrientes descargan residuos orgánicos para que las bacterias lo conviertan en metano.

En el proceso microbiano los desechos orgánicos entre los sedimentos que se depositan se descomponen a través de una compleja secuencia (metanogénesis) a metano por acción bacteriana en ambientes anóxicos (fig. 5). Esta descomposición se considera que tiene lugar ya sea por fermentación de ácido acético (acetato) o por reducción de dióxido de carbono.

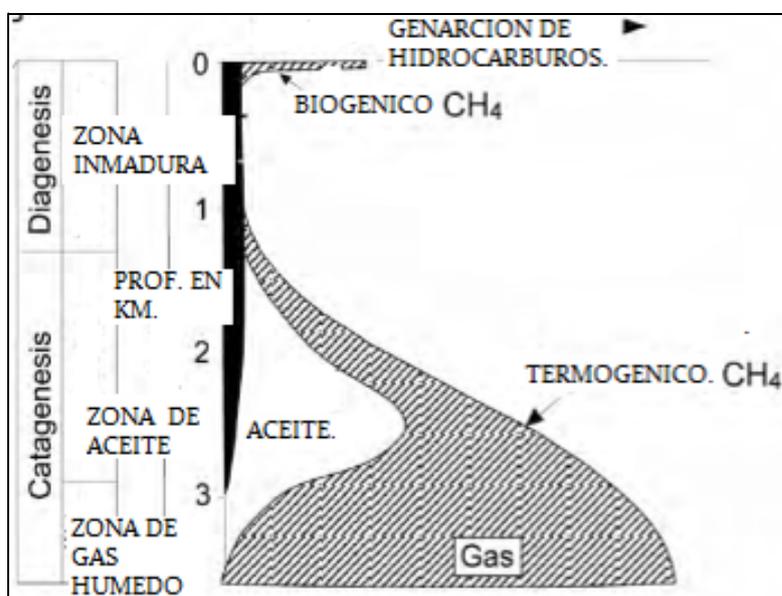


Figura 5. Generación de hidrocarburos.

- i) Fermentación de ácido acético  
 $\text{CH}_3\text{COOH} \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$
- ii) Reducción de dióxido de carbono  
 $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$

En el proceso termogénico de generación de metano, tiene lugar la descomposición térmica (*cracking*) de materiales derivados orgánicamente para formar hidrocarburos (incluyendo metano) (fig. 5). Esto ocurre generalmente a considerable profundidad (más de 2 km) en cuencas sedimentarias donde las temperaturas exceden los 100° C. El metano termogénico puede producirse también a partir de degradación de petróleo a profundidades aún mayores y a partir de la maduración de carbón.

La oxidación del metano que asciende a la superficie, es otro de los procesos que facilita las condiciones de vida en zonas profundas, provocando la formación de carbonato, sulfuros y sulfatos sobre el fondo del mar y creando costras duras sobre el fondo blando.



Figura 6. Muestra de un fondeadero.

Estas son aprovechadas como "fondeaderos" (fig. 6), por los organismos quimiosintéticos, que a su vez pueden crecer verticalmente formando colonias arrecifales. En Porcupine, al sur de Irlanda, se han identificado una serie de arrecifes que viven en profundidades entre 750 a 1000 m, asociados a emisiones de gas metano, a través de fisuras en el talud continental. El estudio de los arrecifes de colonias quimiosintéticas

relacionados con emisiones de gas y disociación de hidratos metano, son uno de los grandes retos en la

exploración submarina para la nueva década, no sólo por la posibilidad de la existencia de nuevos recursos biológicos, sino que también son claros indicios de existencia de grandes volúmenes de metano en el subsuelo marino.

Los hidratos de gas juegan un papel importante para los organismos bentónicos del océano profundo, sólo cuando los hidratos de gas alcanzan a aproximarse hasta muy cerca de la superficie del fondo del mar. Estas son zonas de extensión reducidas, desde unos 10 m hasta un máximo de 100 m. La continua salida de metano desde los hidratos de gas hacia el agua del fondo representa un medio ideal para la vida: el metano ( $\text{CH}_4$ ) se oxida, en tanto que el sulfato ( $\text{SO}_4$ ) del agua de mar se reduce, dando como productos dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ). El ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) producido, influye dramáticamente en la distribución de organismos del fondo marino (fig. 7).

Para algunos microorganismos el  $\text{H}_2\text{S}$  es venenoso y entonces esos organismos no pueden vivir en estas condiciones. Para otros organismos, aquéllos que viven en simbiosis con bacterias, el  $\text{H}_2\text{S}$  representa una fuente de energía y por ende una fuente para vivir (quemoautotrofia). Un ecosistema típico asociado a hidratos de gas es tal que, al ascender ya sea fluidos ricos en metano o metano como gas,

precipitan hidratos de gas sobre los sedimentos del fondo marino, formando pequeños montículos. Eventualmente puede formarse también un pequeño cráter.

A través del proceso microbiano se genera  $\text{CO}_2$ , el cual induce la precipitación de carbonato. El  $\text{H}_2\text{S}$ , con concentraciones del orden de hasta milimolar (mM), es tan abundante en estos ecosistemas que en estos casos se encuentran “tapices” de bacterias sobre los hidratos de gas. Entre éstas se cuentan bacterias del género *Beggiatoa*, que son muy similares a las del género *Thioploca* que, a su vez, son comunes en zonas de surgencia costera. Junto a éstas se encuentran moluscos de los géneros *Calyptogena* y *Acharax*. Además de estos organismos quemoautótrofos existen muchos más grupos endémicos de las fuentes activas de metano.

La influencia de los hidratos de gas queda así circunscrita al ecosistema inmediato a los hidratos. No existe un efecto conocido de los hidratos sobre la biota a una escala de kilómetros. Tampoco se sabe de un efecto que pudiera tener el metano proveniente de los hidratos sobre la columna de agua y los organismos que allí viven (fig. 8). El metano que escapa naturalmente del fondo se propaga tan rápidamente que aún no se sabe bien qué destino tiene el mismo. En todo caso, se supone que el efecto debiera ser mínimo, tomando en cuenta que frente a las costas la producción de las aguas superficiales es enorme.

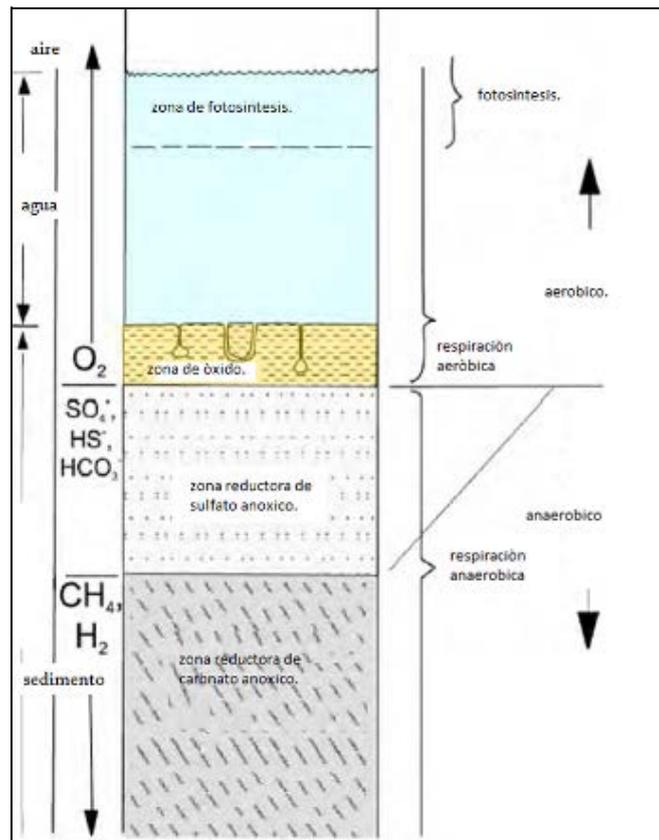


Figura 7. Zona de reducción de sulfato anóxico y respiración anaeróbica.

## METANO BIOGÉNICO.

El metano biogénico se origina por la transformación de la materia orgánica gracias a la acción de microorganismos bacterianos en los depósitos sedimentarios, en ambiente anóxico.

Las bacterias producen el metano descomponiendo la materia orgánica en áreas cerca de la superficie terrestre que no tienen oxígeno. Estos microorganismos también viven en los intestinos de la mayoría de los animales, incluyendo también los de seres humanos.

El origen del metano, marcado por la acción de bacterias anaeróbicas sintetizadoras, se engloba en la etapa de la diagénesis, donde los restos orgánicos en los sedimentos sufren cambios que producen la alteración de la materia orgánica a baja temperatura habitualmente a temperaturas inferiores a 50° aproximadamente. La generación de metano biogénico cesa en proporción de la población bacteriana, a elevadas temperaturas de alrededor de 70° C y por la disminución de la cantidad de nutrientes. Alrededor de los 1000 m de profundidad de sedimentos es el fin de la generación de metano biogénico (Hernández Vite, 2009).

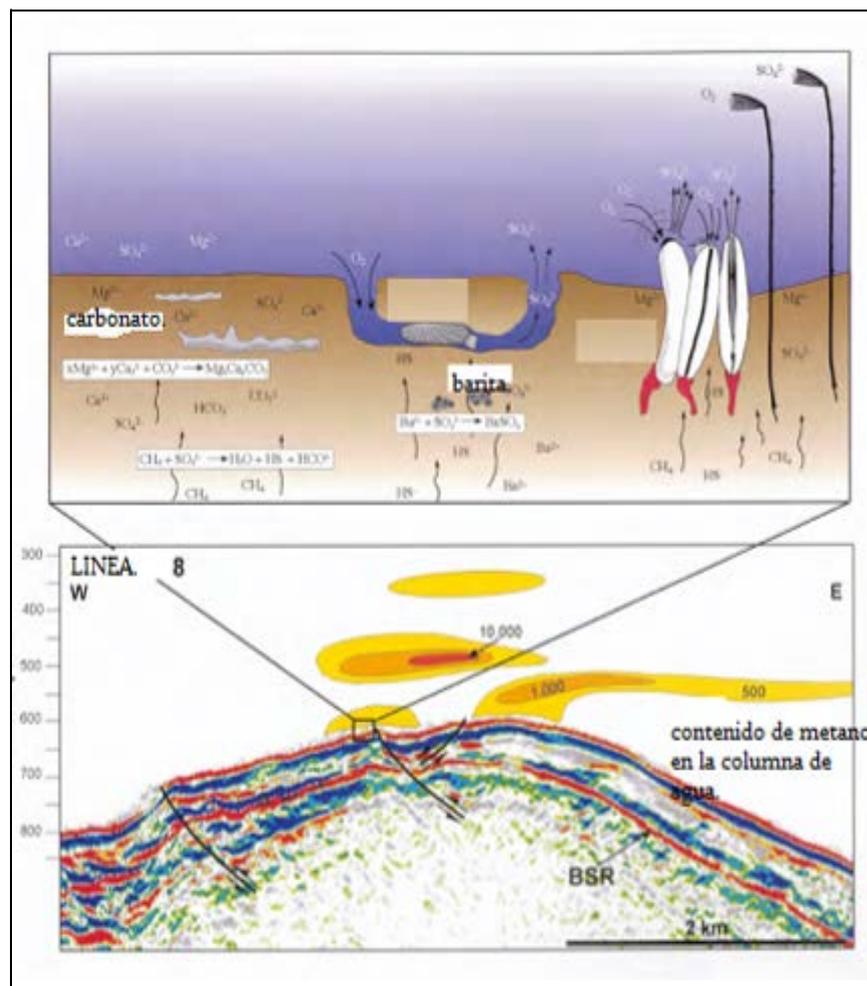


Figura 8. Contenido de metano en el fondo marino.

## **METANO TERMOGÉNICO.**

El metano termogénico se forma cuando la materia orgánica (restos de animales y plantas) son cubiertas por el sedimento marino y enterrados bajo el fondo del mar.

Las altas presiones y temperaturas encontradas (entre 70° a 80° C) en las profundidades de la corteza terrestre, forman a partir de la materia orgánica los gases de los hidrocarburos termogénicos, de los cuales el metano es el más abundante. Siguiendo este proceso de “*cocción*” de la materia orgánica en profundidad, se origina el petróleo. Debido a que en este proceso se necesita mucho tiempo (millones de años) el gas natural y el petróleo se llaman combustibles fósiles (Camerlenghi, 2009).

El gas (mayoritariamente metano, pero también etano, propano y butano), junto con el aceite migran a superficies superiores debido a la densidad relativa del agua junto con otros factores y procesos físicomecánicos. Si cantidades suficientes de gas migran y llegan a la zona de estabilidad de los hidratos y logran combinarse con el agua de la formación, estos formarán al hidrato de gas que se caracterizará por la presencia de gases más densos, además del metano y composiciones de isótopos de carbón que denotan un origen térmico. Este tipo de gas se localiza en fallas, discontinuidades, diapiros, volcanes de lodo, escapes de gas (Hernández Vite, 2009).

Se han comprobado los factores que influyen en la estabilidad y en la formación de los hidratos de gas, siendo éstos:

- Temperatura de formación.
- Presión de formación.
- Salinidad del agua de formación.
- Propiedades químicas del gas.
- Disponibilidad del agua y del gas.
- Rutas de migración del gas y del agua.
- Presencia de rocas almacenadoras y rocas sello (Alfaro López, 2013).

### **1.2. TIPOS DE HIDRATOS DE GAS.**

Los gases que pueden formar Hidratos de Gas son: 1) Metano, 2) Etileno, 3) Etano, 4) Propileno, 5) Propano, 6) n-Butano, 7) i-Butano, 8) n-Pentano, 9) i-Pentano, 10) Benzeno, 11) 2,3-Dimetil-1-Butano, 12) 3,3-Dimetil-1-Butano, 13) Metilciclopentano, 14) n-Hexano, 15) Neohexano, 16) 2,3-Dimetilbutano, 17) Tolueno, 18) Cicloheptano, 19) Etilciclopentano, 20) Metilciclohexano, 21) n-Heptano, 22) 2,2,3-Trimetilbutano, 23) 2,2-Dimetilpentano, 24) 3,3-Dimetilpentano, 25) cis-1,2-Dimetilciclohexano, 26) 1,1-Dimetilciclohexano, 27) Etilciclohexano, 28) n-Octano, 29) n-Nonano, 30) n-Decano, 31) Nitrógeno, 32) Sulfuro de Hidrógeno (Ácido sulfhídrico), 33) Dióxido de Carbono, 34) Xenón, 35) MeOH, 36) EtOH y 37) MEG.

Los hidratos se clasifican de acuerdo a su estructura cristalina en estructura I, II y H (fig.9) (Ripmeester et al,1993).

La más común es la estructura II, que es una estructura como de enrejado rodeado por moléculas de agua. La estructura I y II están compuestas de 3 cavidades. Una cavidad pequeña está compuesta de 12 caras de 5 lados cada una y se denota como  $5^{12}$ .

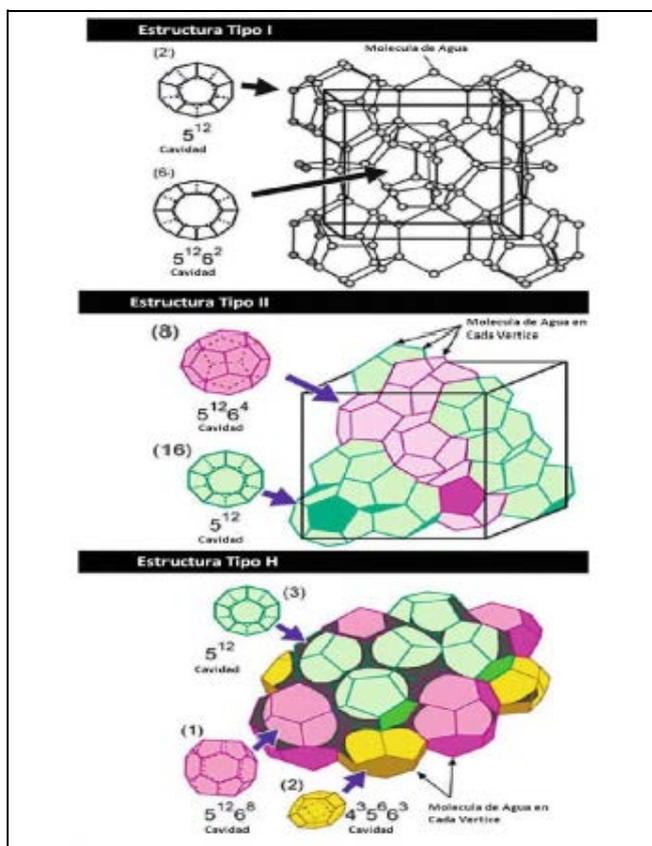


Figura 9. Estructura química de los hidratos de gas tipo I, II y H.

Si la cavidad tiene 12 caras de 5 lados, pero además tiene 2 caras de 6 lados una en la parte superior y otra en la parte inferior, esta cavidad es grande y se denota como  $5^{12}6^2$ .

Finalmente si la cavidad tiene 4 caras de 6 lados, además de 12 caras pequeñas de 5 lados, se denota como  $5^{12}6^4$  y también es grande.

La estructura I está compuesta de 2 cavidades  $5^{12}$ , y 6 cavidades  $5^{12}6^2$ . La estructura II está compuesta de 16 cavidades  $5^{12}$ , y 8 cavidades  $5^{12}6^4$ . En la estructura I las cavidades  $5^{12}$ , están unidas a través del vértice y en la estructura II las cavidades  $5^{12}$  están unidas a través de la cara compartida (Hight, 1994). En la tabla 1 se muestra la descripción, tamaño y forma de las cavidades. Se debe notar que las cavidades  $5^{12}$  tienen exponente a la 12 y 6, y las cavidades  $5^{12}6^n$  tienen exponente a la 12 y 6, y las cavidades  $4^3-6^3-6^3$  tienen exponente a la 4, 6 y 3.

Los hidratos de estructuras I y II contienen al menos 85 % de agua. El vértice de cada ángulo representa 1 molécula de agua y las líneas entre ellas representan enlaces de hidrógeno. La formación de los hidratos ocurre en la interfase del agua-líquido y el hidrocarburo. Esta puede ser la interfase líquido-agua libre, una

interfase agua-líquido-hidrocarburo líquido o una interfase agua absorbida-fluido hidrocarburo.

Como componentes puros el metano, etano, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico formarían cada uno de los hidratos de estructura I, en una mezcla, sin embargo los hidratos de estructura II, usualmente serán formados con moléculas más pequeñas, que las cavidades pequeñas y estabilizarán los hidratos con moléculas más grandes, tales como propano e iso-butano en las cavidades más grandes (Rosales Limón, 2007).

La estructura de los hidratos de gas fue determinada por Von Stackelberg y Muller (1954) con el uso de técnicas de difracción de rayos-X. La estructura formada depende principalmente del tamaño de la molécula huésped. El metano y etano forman hidratos de estructura I y el propano y el iso-butano forman hidratos de estructura II. Las moléculas de gas cuántico (helio, hidrógeno y neón) son probablemente tan pequeñas para formar hidratos I ó II (Van der Waals; Platteeuw, 1959). El n-butano y las moléculas más grandes no forman hidratos. El vértice de cada ángulo representa una molécula de agua y las líneas entre ellas representan enlaces de hidrógeno (Luna Rodríguez, 2009).

Tabla 1. Clasificación de las cavidades en las estructuras I, II y H (Sloan, 2003).

<b>Geometría de la cavidad del hidrato</b>	I	I	II	II	H	H	H
<b>Descripción de la cavidad</b>	$5^{12}$	$5^{12}6^2$	$5^{12}$	$5^{12}6^4$	$5^{12}$	$4^35^66^3$	$5^{12}6^8$
<b>Tamaño de la cavidad</b>	Pequeña	Mediana	Pequeña	Grande	Pequeña	Pequeña	Enorme
<b>Forma de la cavidad</b>	Cúbica	Cúbica	Cúbica	Cúbica	Hexagonal	Hexagonal	Hexagonal
<b>Radio promedio [Å]</b>	3.91	4.33	3.902	4.683	3.91	4.06	5.71

La celda unitaria de un hidrato con estructura tipo H, consta de un arreglo de 34 moléculas de agua, que forman 3 cavidades de tamaño pequeño, 2 cavidades de tamaño intermedio y 1 cavidad de tamaño enorme. En esta última cavidad, el hidrato puede almacenar moléculas de gas huésped de una masa molecular grande, como lo son el butano y otros hidrocarburos pesados.

Los hidratos con estructura H son raros, pero se sabe que existen en el Golfo de México, ya que ahí se encuentran reservas con hidrocarburos pesados que por su migración natural a la superficie, dan lugar a la formación de los hidratos de gas con estructura tipo H. Las estructuras antes mencionadas se aprecian en la figura 9 (Alfaro López, 2013).

### 1.3. OCURRENCIA DE HIDRATOS DE GAS.

La mayoría de los hidratos marinos están en los límites de la plataforma continental y donde las aguas ricas en nutrientes descargan residuos orgánicos para que las bacterias lo conviertan en metano. Los hidratos de gas se han encontrado en el fondo del mar, pero su ubicación normal es de 100 a 500 m por debajo de éste. En regiones de permafrost (capas que permanecen heladas todo el año), los hidratos pueden formarse en zonas menos profundas debido a que las temperaturas de la superficie son menores. La figura 10 muestra la ocurrencia mundial de los hidratos, y la figura 11 muestra los volúmenes in situ de hidratos glaciales y marinos, mostrando cantidades relativas en areniscas marinas y otras rocas como arcillas fracturadas de limitada permeabilidad.

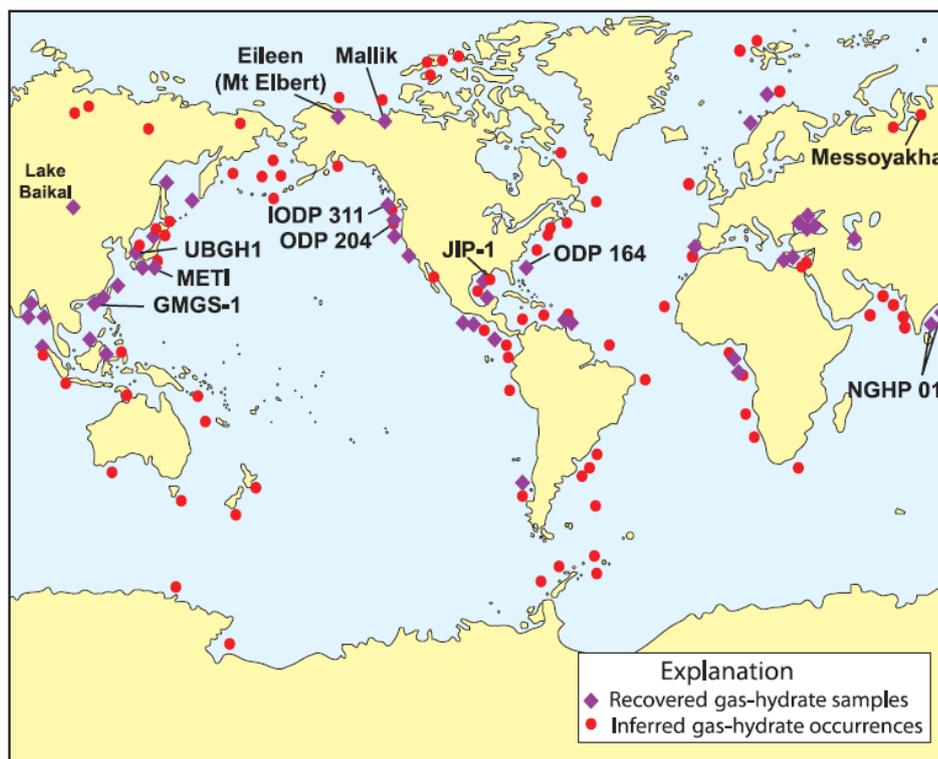


Figura 10. Ocurrencia mundial de hidratos de gas (Collett et al, 2009).

En los años 60's, los rusos descubrieron una formación natural de hidratos en un campo de gas en Siberia. En los años 70's, expediciones de perforación en aguas profundas descubrieron que los hidratos no sólo se forman naturalmente en las

regiones continentales polares, sino también en los sedimentos de aguas profundas en los límites continentales exteriores. La figura 10 muestra la ubicación de los hidratos.

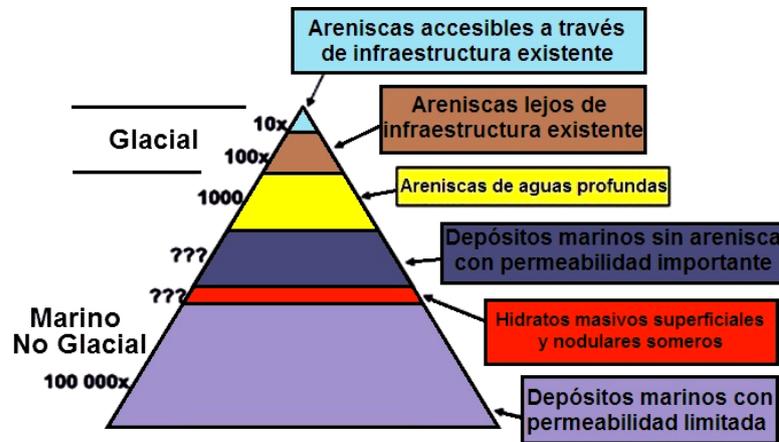


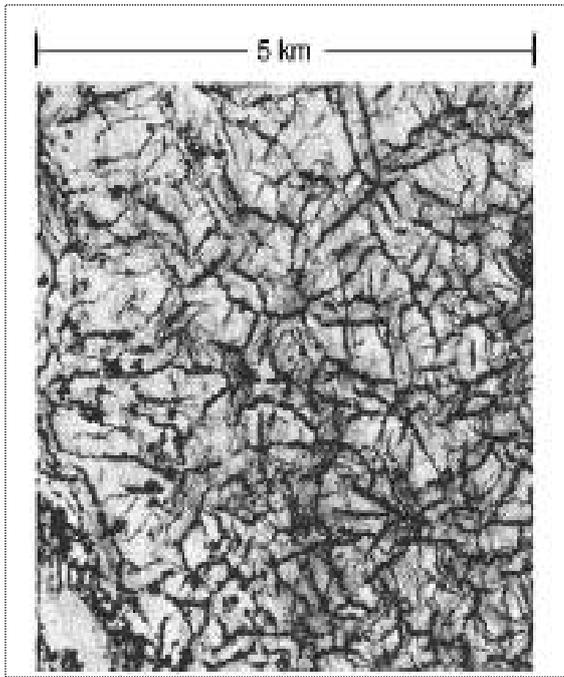
Figura 11. Volúmenes relativos de hidratos en permafrost y en ambientes oceánicos. Las unidades son MMPC. El símbolo “x” denota múltiplos de los volúmenes base escritos (modificado de Worthington, 2010).

Se han identificado grandes acumulaciones en la costa de Japón, en Blake Ridge en la costa oriental de los EU, en la costa continental de Cascade a las afueras de Vancouver, en la Columbia Británica, Canadá y costa afuera de Nueva Zelanda. Sólo una pequeña proporción de evidencia de las acumulaciones de hidratos alrededor del mundo proviene de muestreo directo. La mayoría proviene de fuentes como reflexiones sísmicas, registros de pozos, información sobre perforación y mediciones de la salinidad de agua intersticial.

Las Investigaciones en el Golfo de México han arrojado diversos datos sobre el cañón del Mississippi, en el área del norte del Golfo, en sedimentos de grano fino en el lecho marino y de donde son tomados los hidratos como muestra. Los núcleos se analizan en el laboratorio para conocer la causa por la cual se forman hidratos en fracturas que producen las fallas poligonales. El flujo de calor indica la zona de estabilidad de los hidratos cerca de los 400 m (1312 ft) de espesor.

En fallas poligonales (fig. 12) existe circulación de agua y gas a través de las fracturas en esmectita en rocas ricas en arcilla, una situación favorable para la formación de los hidratos. En imágenes de rayos x se ha documentado la acumulación de hidratos en las fracturas verticales en sedimentos de grano fino. Esto es posible en sistemas de fallas poligonales debido a que puede ser el huésped en la significativa acumulación de los hidratos en el Golfo de México.

Este tipo de fracturas geológicas es donde ocurren las acumulaciones de hidratos de gas en el Golfo de México; se han especulado sobre la cantidad comercial de hidratos de gas contenidos, aunque es posible por imágenes sísmicas ver varias estructuras dentro de la zona de estabilidad, estas estructuras pueden considerarse para ser perforadas exploratoriamente.



Algunos investigadores son de la opinión que los hidratos se producen primero en arenas, otros creen que los hidratos se forman en sedimentos de grano fino. Los resultados en el laboratorio muestran a los hidratos preferentemente sobre superficies de arcilla esmectita. Las fallas poligonales son las que proveen la porosidad secundaria para la acumulación de hidratos de gas en sedimentos de grano fino.

Figura 12. Sistema de fallas poligonales (Lutken, 2009).

El sistema de fallas poligonales se ha desarrollado únicamente en secuencias de facies de grano fino, como las arcillas de sedimentos biogénicos. Tres características son desarrolladas después de la depositación.

- 1.-Las fallas futuras son comúnmente desarrolladas en hilera, la cual contiene más fallas con hileras individuales.
- 2.- Los límites de la frontera son unidades correlacionables estratigráficamente .
- 3.- Todos los modelos genéticos son fallas poligonales que involucran la expulsión de fluidos.

Quizás la característica más distinta en los sistemas de fallas poligonales es el alto grado de interconectividad que se da entre fallas individuales, en la figura 12 se muestran trazos de fallas en patrones con una múltiple intersección, esta múltiple intersección provee la porosidad de fracturas (McGee et al, 2009)

En las campañas recientes de perforación, los registros geofísicos de pozos han encontrado a los hidratos de gas en su medio ambiente, formados en una red de fracturas, (con espesores que varían de 1 mm a 10 cm) dentro de sedimentos dominados por grano fino (Riedel et al., 2006; Collett et al., 2009). La orientación de la fractura, puede ser semi-paralela al agujero y de esta manera se miden las propiedades físicas (figs. 13 y 14), estas pueden ser influenciadas por la alineación de la herramienta, junto al plano de fractura (Goldberg, 2008). Estos efectos anisotrópicos, pueden resultar en una estimación inadecuada del contenido de hidratos de gas *in situ* y necesita ser corregido a través de la comparación con otros resultados (ejem. concentración de hidratos de gas en núcleos) o desarrollado a través de alguna interpretación matemática (Collett, 2009).

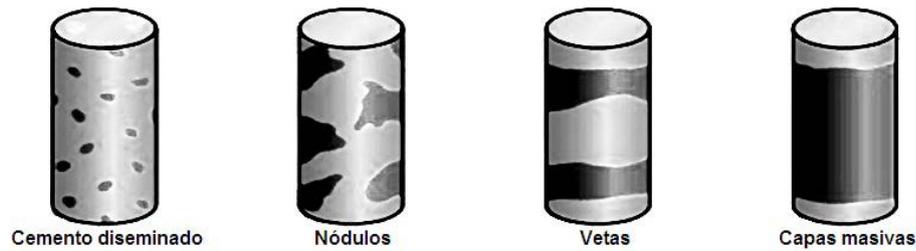


Figura 13. Distribución de los hidratos en los sedimentos (modificado de Collett et al, 2009).



Figura 14. Núcleos con de hidratos de metano masivos (Fujii et al, 2009).

#### 1.4. SITUACIÓN ACTUAL.

La exploración geofísica es importante para evaluar la importancia económica de los yacimientos convencionales y no convencionales. Los métodos geofísicos muestran las imágenes de los depósitos y ayudan en la caracterización del yacimiento (incluyendo el tipo de sedimento, la porosidad y la permeabilidad), la extensión geográfica (vertical y lateral) y la ubicación física local y regional, así como los estados de esfuerzos.

Los registros geofísicos de pozos proporcionan mucha información acerca de la compleja mezcla contenida en la porosidad y las fracturas rellenas de hidratos, los granos de los sedimentos saturados con agua y gas libre. Los sistemas naturales no producen generalmente depósitos masivos de hidratos cristalinos. Comúnmente los registros que son usados como indicadores de hidratos de gas *in situ* son los registros de resistividad, de velocidad acústica, radiactivos de porosidad y de resonancia magnética nuclear.

Las imágenes de resistividad de los hidratos de gas bajo el permafrost, son difíciles y cambiantes. Los modelos estudiados (Scholl, 2010) muestran imágenes electromagnéticas en el dominio del tiempo (TEM).

La explotación de hidratos de metano resulta un tema polémico, debido a que el metano es considerado un gas efecto invernadero, ya que es generador de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). El objetivo es explotar con calidad dichos hidratos en forma segura, confiable, rentable y sin dañar el medio ambiente.

Los científicos a nivel mundial saben que los hidratos de metano pueden aportar la energía que en un tiempo se obtuvo de los combustibles fósiles, con la diferencia que los hidratos de metano aportan, por cada metro cúbico, 164 veces más energía que la aportada por combustibles fósiles.

Debido a la complejidad en la formación de los hidratos, que engloba parámetros como la temperatura, presión y condiciones ambientales, resulta complicado al momento de separar las moléculas de los hidratos. Se debe desarrollar la tecnología para separar la molécula de gas alojada, entre las moléculas de agua.

La dependencia energética crece día a día y es necesario buscar otras alternativas para asegurar la energía necesaria. La producción de gas natural a partir de los hidratos de metano podría llevarse a cabo mediante diferentes procesos, tales como:

- Inyección de anticoagulantes.
- Uso de sustancias como el glicol, etanol, metanol, para inhibir la formación de los hidratos.
- Desestabilización de los hidratos variando la presión y la temperatura (evitando la liberación del metano a la atmósfera).

Esto se ha aplicado en estudios de laboratorio, falta desarrollar la tecnología para ser usada a nivel Industria. Una de las ventajas que tienen los hidratos de metano es que se encuentran a profundidades de 100 a 1000 m, lo cual es una gran diferencia con los combustibles fósiles, que se encuentran a grandes profundidades.

Otro aspecto importante es que a nivel nacional e internacional, se debe contar con “leyes energéticas” que: protejan el medio ambiente, aseguren el abasto energético (sin importar su procedencia), que se modere la explotación de dichos recursos, que se dote de fuentes de empleo para las personas originarias de los lugares donde se lleven a cabo dichos proyectos, que se permita la contratación de externos, que se aporte un porcentaje de las utilidades para mejorar la calidad de vida de los oriundos. Así como labores de resarcimiento por algún daño causado por la explotación de dichos recursos. Hacer la publicación mensual o bimestral, para informar dónde, cuándo se han invertido las utilidades-ganancias generadas por dichos proyectos.

Todo esto es importante debido a que el sector energético es una de las actividades económicas más importantes en México y la principal fuente de recursos gubernamentales. Nuestro país desconoce aún el potencial que tiene en el lecho marino del Pacífico, se ha estimado que tiene alrededor de 19,000 km<sup>2</sup> de áreas potenciales de depósitos de hidratos de metano.

Los principales retos que enfrenta el sector energético en México son;

- 1.- Garantizar la oferta energética nacional frente a una de las mayores tasas mundiales de crecimiento en la demanda energética.
- 2.- Atender los requerimientos de inversión para expandir la infraestructura necesaria.
- 3.- Llevar a cabo una reforma estructural que mejore la eficiencia y la calidad de los servicios y promueva la participación privada.

- 4.- Fortalecer el marco regulatorio e institucional a fin de promover la infraestructura energética.
- 5.- Resarcir daños ambientales, con estrictas sanciones debido a que debemos resguardar nuestro medio ambiente y todo con apego al marco legal ambiental.

El sector energético es una de las actividades económicas más importantes y la principal fuente de recursos para el país.

El volumen del gas natural contenido en el mundo en las acumulaciones de hidratos de gas, rebasa las reservas convencionales actuales de gas (Collet, 2009), las cuales no han sido cuantificadas con exactitud. Más allá de lo que representan estas reservas a futuro, están los riesgos de la perforación y la explotación de los mismos.

En Rusia, Canadá y Alaska, existen numerosos problemas en yacimientos de hidratos de gas en el Ártico, incluyendo dificultades en el control de pozo y revestimiento (Collett y Dallimore, 2002). Otros estudios indican la desestabilización de los hidratos de gas, lo cual puede contribuir al aumento del contenido de metano en la atmósfera, incrementando el efecto invernadero (Kvenvolden, 1988 y Kenneth, 2000). Para los yacimientos de hidratos de gas o yacimientos no convencionales, aún no se desarrolla la tecnología adecuada para su correcta explotación.

## CAPÍTULO 2

### PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS HIDRATOS DE GAS

La estimación de las propiedades físicas de los hidratos de gas es complicada por el hecho de que las propiedades dependen de:

- 1) El tipo de hidrato;
- 2) El encapsulado de la molécula del hidrato;
- 3) El grado de saturación.

Se tienen diversos gases terrestres (por ejemplo las emisiones volcánicas o gas del pantano), sin embargo el término de gas natural, se refiere a los gases minerales encontrados en los depósitos del subsuelo asociados con el petróleo. En la Industria del Petróleo el término hidrato es reservado para sustancias que están normalmente en estado gaseoso a cierta temperatura.

Las moléculas de agua se llaman organizadoras y las huésped son las que estabilizan. Los cristales del hidrato son complejos, se tienen tres estructuras dimensionales en las que las moléculas de agua forman una jaula y las moléculas huésped están en las jaulas.

Los siguientes fenómenos favorecen la formación de hidratos:

- Turbulencia.- la formación del hidrato está favorecida en regiones donde la velocidad del flujo es alta. Las válvulas de alivio particularmente son susceptibles para la formación del hidrato. Primero a una temperatura significativa, se ahoga el gas natural a través de una válvula debido al efecto de Thompson. Segundo el flujo es rápido en la válvula.
- Agitación.- mezclándolo en una tubería, el cambio de tanque, el calor que se requiere en este proceso para que se refuerce la formación del hidrato.
- Sitios de formación.- las condiciones de la formación es un punto en que una transición de la fase está favorecida, y en este caso se da la formación de un sólido, a partir de una fase fluida. Los sitios de formación del hidrato incluyen una imperfección en la tubería, una mancha de soldadura; el cieno, la suciedad y la arena, también son sitios de formación.
- Agua libre.- el agua es a menudo asociada con el gas natural. En un yacimiento el agua está siempre presente, se produce de vez en cuando agua de la formación junto con el gas. Esta asociación de agua y de gas natural, que se encuentran en los hidratos, está en todas las fases de la producción y procesamiento del gas natural.

#### 2.1. MASA MOLAR.

La masa molar (peso molecular) de un hidrato puede determinarse de su estructura cristalina y el grado de saturación, para esto se utiliza la tabla 2, donde están los valores de algunos hidratos. La masa molar  $M$  del hidrato, está dada por la ecuación 1:

$$M = \frac{N_W M_W + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} v_i M_j}{N_W + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} v_i}$$

Ec. 1

donde:

$N_W$  es el número de moléculas de agua por la unidad de celda (46 para el tipo 1 y 136 para el tipo II),

$M_W$  es la masa molar de agua,

$M_j$  es la masa molar del gas,

$Y_{ij}$  es la ocupación fraccionaria de cavidades de tipo  $i$  por el componente  $j$ ,

$v_i$  es el número de tipo las cavidades de  $i$ ,

$n$  es el número de cavidades (2 para el tipo 1 y II, y 3 para el tipo H) y

$c$  es el número de componentes en la celda.

Tabla 2. Masa molar de algunos hidratos a 0 °C de temperatura. Proporciona las masas molares de algunos hidratos. Esto es porque el hidrato está principalmente compuesto de agua (18.015 g/mol).

Componente	Hidrato	Saturación		Masa molar
	Tipo	Pequeña	Grande	(g/mol)
Metano	I	0.8723	0.9730	17.74
Etano	I	0.0000	0.9864	19.39
Propano	II	0.0000	0.9987	19.46
Isobutano	II	0.0000	0.9987	20.24
CO <sub>2</sub>	I	0.7295	0.9813	21.59
H <sub>2</sub> S	I	0.9075	0.9707	20.87

Los valores de saturación son calculados usando el método CSMHYD

La masa molar de hidratos está en función de la temperatura y de la presión, tomando en cuenta el grado de saturación. Es común considerar la masa molar como la constante para una sustancia dada.

## 2.2. DENSIDAD.

La densidad  $\rho$  de un hidrato se puede calcular con la fórmula siguiente (ec. 2):

$$\rho = \frac{N_W M_W + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} v_i M_j}{N_A V_{cell}}$$

Ec. 2

donde;

$N_W$  es el número de moléculas de agua por unidad de celda (46 para el tipo 1 y 136 para el tipo II),

$N_A$  es el número de Avogadro ( $6.023 \times 10^{23}$  molécula/mole),  
 $M_w$  es la masa molar de agua,  
 $M_j$  es la masa molar del gas,  
 $Y_{ij}$  es la ocupación fraccionaria de cavidades de tipo  $j$  por el componente  $i$ ,  
 $v_i$  es el número de tipo las cavidades de  $i$ ,  
 $V_{cell}$  es el volumen de la celda unitaria,  
 $n$  es el número de cavidades (2 para los tipos I y II, y 3 para el tipo H) y  
 $c$  es el número de componentes en la celda.

Esta ecuación puede ser reducida para un sólo componente para los hidratos tipo I ó II (Ec. 3):

$$\rho = \frac{N_w + (Y_1 v_1 + Y_2 v_2) M_j}{N_A V_{cell}} \quad \text{Ec. 3}$$

Los hidratos de anhídrido carbónico y sulfuro de hidrógeno son significativamente más densos, de hecho son más densos que el agua. En la tabla 3 se muestran las densidades de algunos compuestos.

Tabla 3. Densidad de algunos hidratos a 0 °C de temperatura.

Componente	Hidrato	Densidad	Densidad
	Tipo	(g/cm <sup>3</sup> )	(lb/ft <sup>3</sup> )
Metano	I	0.913	57.0
Etano	I	0.967	60.3
Propano	II	0.899	56.1
Isobutano	II	0.934	58.3
CO <sub>2</sub>	I	1.107	69.1
H <sub>2</sub> S	I	1.046	65.3
Hielo	-	0.917	57.2
Agua	-	1.000	62.4

Los valores de saturación son calculados usando el método CSMHYD. Propiedades del agua y del hielo (Keenan et al, 1978)

### 2.3. ENTALPÍA DE FUSIÓN.

Otra propiedad útil es la entalpía de fusión del hidrato (a veces llamado el calor de formación). Esta propiedad representa la cantidad de calor necesaria para fundir un hidrato. En la tabla 4 se lista la entalpía de fusión para unos hidratos. El hielo es incluido por comparación. Cuando un hidrato se funde, se tiene agua y un gas.

Por otro lado las entalpías de fusión son comparables a la entalpía de sublimación del hielo (el cambio de fase de un sólido va directamente a un gas). Para el agua es 2.83 kJ/g ó 51.0 kJ/mol.

Este proceso es probablemente más comparable a la formación de un hidrato que la fusión simple de hielo. Para determinar esta propiedad a hidratos de los 3 tipos mencionados (I, II y H) se utiliza la siguiente ecuación (ecuación tipo Clapeyron):

$$\frac{d \ln P}{d1/T} = \frac{\Delta H}{zR}$$

Ec. 4

donde:

$\Delta H$  es la entalpía de fusión,

$z$  es el factor de compresibilidad ó el gas en las condiciones de interés, y

$R$  es la constante universal del gas (inherente en esta ecuación en que el volumen molar del líquido y el hidrato son insignificantes comparados con el del gas).

Tabla 4. Entalpías de fusión de algunos hidratos.

Componente	Hidrato	Entalpía de fusión		
	Tipo	(kJ/g)	(kJ/mol)	(MBtu/lb)
Metano	I	3.06	54.2	23.3
Etano	I	3.70	71.8	30.9
Propano	II	6.64	129.2	55.5
Isobutano	II	6.58	133.2	57.3
Hielo	-b	0.333	6.01	14.3

Nota: Valores originales Sloan (1998). Valores específicos de fusión y molares (por unidad de masa ) usando las masas de la tabla 2. Propiedades del agua de Keenan et al (1978).

## 2.4. CAPACIDAD DE CALOR O CONDUCTIVIDAD TÉRMICA.

Los datos experimentales están limitados para la capacidad de calor de los hidratos. En la tabla 5 se listan algunos valores, por comparación el hielo también es incluido en esta tabla. Encima del rango estrecho de temperaturas en que los hidratos puedan existir, está probablemente seguro asumir que estos valores son constantes.

Ha habido estudios limitados en la conductividad térmica de los hidratos, sin embargo, ellos muestran que los hidratos son mucho menos conductivos que el hielo. La conductividad térmica del hielo es 2.25 W/m.k, mientras que las conductividades térmicas de los hidratos de metano están en el rango  $0.49 \pm 0.02$  W/m.k. (Carroll, 2002).

La respuesta a la conducción térmica depende de las características físicas del material (coeficiente de conductividad térmica  $k$ ) y al gradiente de temperatura (Ley de Transferencia de calor de Fourier), ésta ley se define por la ecuación siguiente:

$$Q = k \frac{T_2 - T_1}{L}$$

Ec. 5

donde:

$Q$  es el flujo de calor en  $mW.m^{-2}$ ,

$k$  es el coeficiente de conductividad térmica del material en  $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°K}^{-1}$ ,  
 $T_1$  y  $T_2$  son las temperaturas de los extremos del material en  $^{\circ}\text{C}$  ó  $^{\circ}\text{K}$ , y  
 $L$ , la distancia entre las temperaturas  $T_1$  y  $T_2$ .

El gradiente de temperatura está definido por la ecuación:

$$\frac{T_2 - T_1}{L}$$

Ec. 6

Tabla 5. Constantes de las propiedades físicas del hielo e hidratos de metano.

Propiedad física	Hielo	Hidrato
Constante dieléctrica a 273°k	94	58 aprox.
Módulo isotérmico de Young a 268°k (109 Pa)	9.5	8.4 aprox.
Velocidad m.s-1 a 273°k	3800	3300
Radio de velocidad $V_p/V_s$ a 272°k	1.88	1.95
Relación de Poisson	0.33	0.33 aprox.
Módulo volumétrico (272°k)	8.8	5.6
Módulo de corte (272°k)	0.926	0.912
Densidad ( $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$ )	0.916	0.912
Conductividad térmica a 263°K ( $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°k}^{-1}$ )	2.25	0.49± 0.02

Algunas constantes de las propiedades físicas del hielo e hidratos de metano. Modificada de: Pellenbarg y Max, 2000 (Carlos Eleazar, Melo. 2008)

Otras propiedades físicas de los hidratos de gas se muestran en la tabla 6.

Tabla 6. Comparación de las principales propiedades físicas de los hidratos de gas con propiedades del hielo (modificado de Collett, 2012).

Property	Ice	Gas Hydrate Structure	
		I	II
NMR rigid lattice second moment of $\text{H}_2\text{O}$ protons ( $\text{G}^2$ )	32	33	33
Water molecule reorientation time at 273 K ( $\mu\text{sec}$ )	21	≈10	10
Diffusional jump time of water molecules at 273 K ( $\mu\text{sec}$ )	2.7	>200	>200
Isothermal Young's modulus at 268 K ( $10^9\text{Pa}$ )	9.5	≈8.4	≈8.4
Velocity (km/sec)	3.8	3.3	3.6
Velocity ratio ( $V_p/V_s$ ) (272 K)	1.88	1.95	1.97
Poisson's ratio (268 K)	0.33	≈0.33	≈0.33
Bulk modulus (272 K)	8.8	≈5.6	≈8.27
Shear modulus (272 K)	3.9	≈2.4	-
Bulk-density ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	0.92	0.90	0.94
Adiabatic bulk compressibility at 273 K ( $10^{-11}$ Pa)	12	≈14	≈14
Thermal conductivity at 263 K ( $\text{W}/\text{m}\cdot\text{K}$ )	2.23	0.49	0.51
Linear thermal expansion at 273 K ( $\text{K}^{-1}$ )	$56 \times 10^{-6}$	$104 \times 10^{-6}$	$64 \times 10^{-6}$
Hydrogen index	0.90	1.05	-
Thermal-neutron capture cross section ( $\text{cm}^{-1} \times 10^3$ )	19.980	23.226	-

## CAPÍTULO 3

### EFFECTOS DE LOS HIDRATOS DE GAS EN LAS PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS SEDIMENTOS

#### 3.1. VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN, ESFUERZO EFECTIVO Y PRESIÓN DE PORO.

Numerosos estudios muestran los cambios en las propiedades físicas de los sedimentos por la presencia de hidratos de gas (Winters et al, 2009). En estudios sísmicos y otros métodos geofísicos indirectos, dependen de los cambios en la distribución de los hidratos en el fondo marino.

Uno de los equipos desarrollados por el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS) es el GHASTLI (Gas Hydrate and Sediment Test Laboratory Instrument) (Winters et al, 2009) es un equipo de medición triaxial que simula las condiciones *in situ* de presión y temperatura, en muestras de sedimentos de 71 mm (2.79 in) y diámetro de 130 a 140 mm (5.12 a 5.51 in) (Fig. 8). Este equipo produce la formación de hidratos en los sedimentos controlando la cantidad de gas, agua, hielo e hidratos, y mide las propiedades físicas, así como las características del espacio poroso. Esto es conveniente, dada la dificultad de recuperar núcleos completos de sedimentos saturados de hidratos y mantener las condiciones de estabilidad entre hidratos-hielo-agua libre-gas libre.

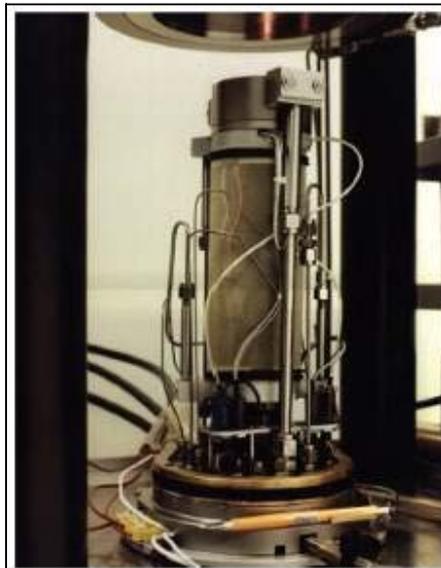


Figura 15. Equipo para medición de propiedades físicas de núcleos de sedimentos con hidratos (Winters et al, 2009).

Mide la velocidad de las ondas p utilizando un pulso de 40 V y cristales con frecuencia de 500 KHz a 1 MHz. También registra la presión de confinamiento, presión de poro y la deformación de la muestra.

Las muestras usadas se secan a una temperatura entre 90 °C y 105 °C (194 °F y 221 °F) por lo menos 24 hrs, para determinar la cantidad de agua libre en % y de sólidos presentes. La densidad de grano de los sólidos se determina con un picnómetro automático de gas, usando Helio como el gas de purga y expansión (American Society for Testing and Materials, 1997). El tamaño del grano en  $\mu\text{m}$  de los sedimentos gruesos (mayores a 0.0625 mm de diámetro) fueron determinados con tamiz seco y la fracción fina (menos de 0.062 mm de diámetro) fue medida con un analizador contador de tamaño de partícula multicanal Coulter (Sylvitski, 1991). El área de superficie específica (superficie interna específica SIS) en  $\text{m}^2/\text{g}$  se determina con un aparato de absorción Quantachrome Quantasorb usando el método de un sólo punto de Brunauer-Emmett-Teller.

### EFFECTO DEL CONTENIDO DEL PORO.

La velocidad de las ondas p se incrementa con el incremento de la saturación de los poros con hidratos de gas, sin embargo depende de que otro fluido ocupe el espacio y el estado (sólido, líquido o gaseoso) en el que se encuentre. Por ejemplo, la velocidad de una muestra con sólo hielo (sólo de agua) en los poros tiene una velocidad mayor que si sólo está saturado por hidratos de gas.

En general la presencia de hidratos de gas y otros materiales en estado sólido rellorando los poros, como el hielo, incrementan la resistencia al cizallamiento del sedimento y la presión de poro; siendo mayor a mayor saturación de hidratos o hielo (sólo de agua) y decreciendo si hay gas libre.

### EFFECTO DE LA POROSIDAD Y TAMAÑO DE GRANO DEL SEDIMENTO.

La velocidad de las ondas p disminuye a menor porosidad y a menor tamaño de grano, y aumenta a mayor tamaño de grano y menor porosidad (fig. 16).

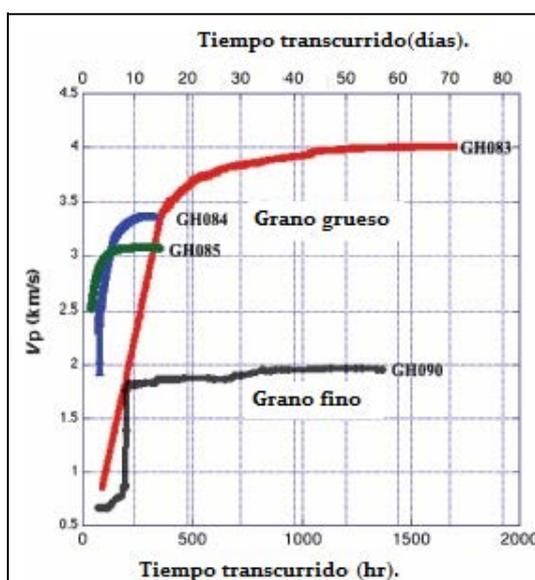


Figura 16. Incremento de la velocidad de las ondas p conforme se forman los sedimentos en pruebas de laboratorio.

## **EFFECTOS DEL GAS LIBRE EN LA FORMACIÓN DE LOS HIDRATOS.**

Se tienen ambientes ricos en gas cerca de los sitios activos de infiltración en el fondo marino y en la base de la zona de estabilidad de los hidratos, donde los hidratos sobreyacen al gas libre y forman un reflector sísmico simulando el fondo (BSR). El gas libre genera hidratos que cementan los granos gruesos, aumentando la velocidad de las ondas  $p$ .

Otro ambiente de formación de hidratos y quizás uno de los más conocidos de ocurrencia, es donde los hidratos se forman a partir del gas disuelto en el agua de mar. El crecimiento de hidratos en este ambiente es únicamente en relleno de poro y no en forma de cementante.

## **EFFECTOS EN LA PRESION DE PORO Y EL COMPORTAMIENTO DE LA DUREZA.**

El tipo de material del sedimento huésped puede afectar drásticamente las propiedades físicas de los sedimentos con hidratos, tanto la respuesta de los sedimentos en el esfuerzo de cizalla, como la la presión de poro; estos son factores importantes en la inestabilidad del talud submarino y otros riesgos geológicos. La disociación de los hidratos ha estado implicada en varias inestabilidades del talud continental submarino.

Además, la presión de poro *in situ* tiene influencia en la posición de la base de estabilidad de la zona de hidratos de gas. Aunque la presión de poro es crítica en la estabilidad de los hidratos de gas, se conoce poco al respecto en hidratos de gas en el fondo del mar y en ambientes terrestres de *permafrost*.

La presión de poro por encima y debajo de las capas con hidratos de gas, debe actuar como una frontera menos permeable a la migración del gas (Winters, 2002). Los hidratos de gas reducen la permeabilidad de los sedimentos; la perforación de pozos puede abrir trayectorias entre zonas presurizadas separadas entre hidratos de gas, que pueden causar cambios marcados en la presión de poro local, aún sin que se disocien los hidratos. Dichos efectos pueden ser similares a aquellos producidos por flujos de aguas someros (movimiento rápido de sedimentos al igualarse la presión de poro en diferentes estratos).

## **SEDIMENTOS DE GRANO FINO.**

Se observan cambios abruptos en la presión de poro durante cizllamiento triaxial en limo conteniendo hidratos de gas (fig. 17). La presión de poro no cambia hasta que el esfuerzo de cizalla se incrementa en un 3%, debido a la reducción en la permeabilidad por la formación de hidratos de gas. El proceso de cizalla abre trayectorias al fluido que permiten la comunicación con la presión externa y en ocasiones pequeños incrementos en la deformación generan cambios positivos abruptos en la presión de poro, que generan una contracción, a diferencia de la dilatación generada en sedimentos de grano grueso.

En conclusión, la presión de poro decrece durante el cizallamiento de sedimentos de grano grueso conteniendo hidratos de gas, de modo que se incrementa el esfuerzo efectivo y resistencia.

### SEDIMENTO DE GRANO GRUESO.

En sedimentos de grano grueso, la relación esfuerzo-deformación-presión de poro depende de la cantidad de: hidratos de gas, hielo (sólo de agua), saturación de agua, gas libre y aire (tabla 7). Aplicando esfuerzo de cizalla los sedimentos de grano grueso tienden a dilatarse. La habilidad de generar y transmitir presión de poro, depende de la compresibilidad del fluido en los poros.

En conclusión, la presión de poro se incrementa durante el cizallamiento de sedimentos de grano fino conteniendo hidratos de gas, de modo que decrece el esfuerzo efectivo y resistencia.

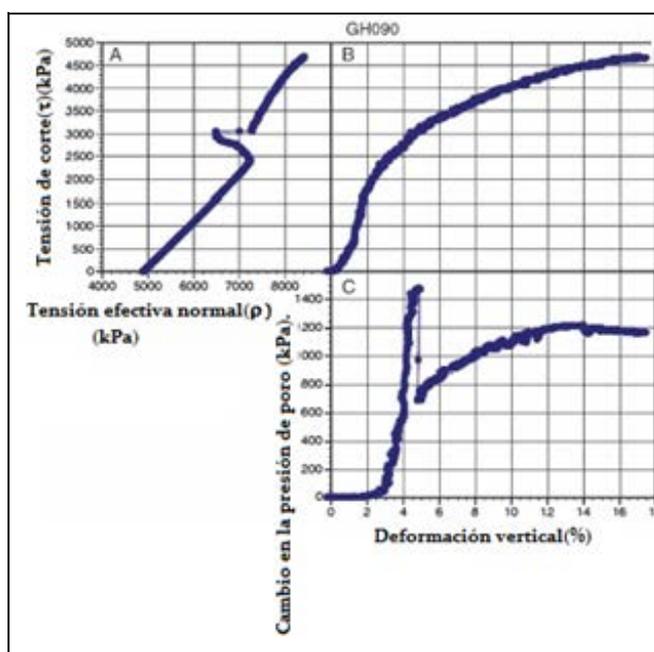


Figura 17. Relaciones entre esfuerzos-deformación-presión de poro en sedimentos de grano fino: A) esfuerzo de cizalla ( $q$ ) contra esfuerzo normal efectivo ( $p$ ), sobre un plano inclinado a  $45^\circ$  de la horizontal; B) esfuerzo de cizalla contra deformación vertical; C) Cambio en la presión de poro medida en la base de los hidratos contra deformación vertical.

Cuando no se tiene gas libre en la capa de hidratos, la tendencia a la dilatación de los sedimentos de areniscas causa un tremendo decremento en la presión de poro y un incremento en la dureza (fig. 18).

### MÉTODOS DE FORMACIÓN DE HIDRATOS Y EFECTOS DEL TAMAÑO DE GRANO.

La respuesta en el cambio de la presión de poro debida a esfuerzos, depende del: tamaño y densidad del grano, saturación del poro y el mecanismo de formación de hidratos. Todas las muestras de areniscas tienen una respuesta negativa en el

cambio de presión de poro, mientras que los sedimentos limo arcilloso tienen un cambio de presión de poro positiva (fig. 19).

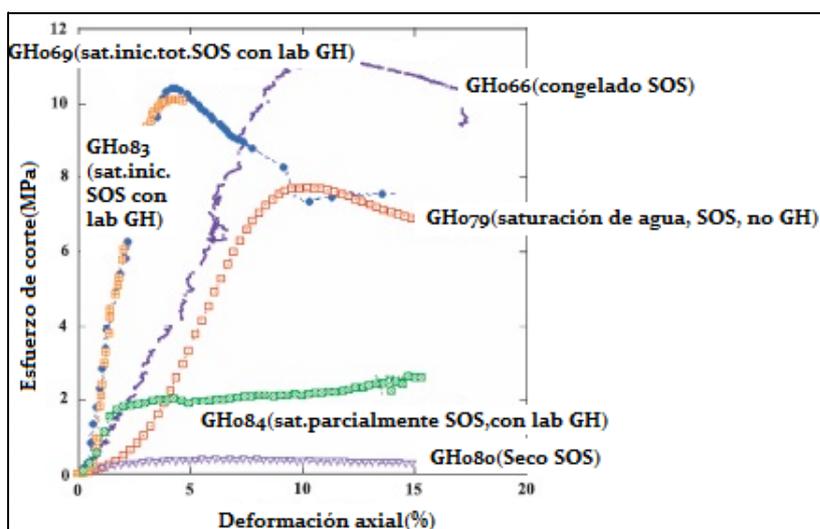


Figura 18. Esfuerzo de corte contra la deformación axial de las arenas bien clasificadas de Ottawa (SOS) contiene varios especímenes en el espacio poroso (GH = hidratos de gas, Init = inicialmente, 1 MPa = 145 psi).

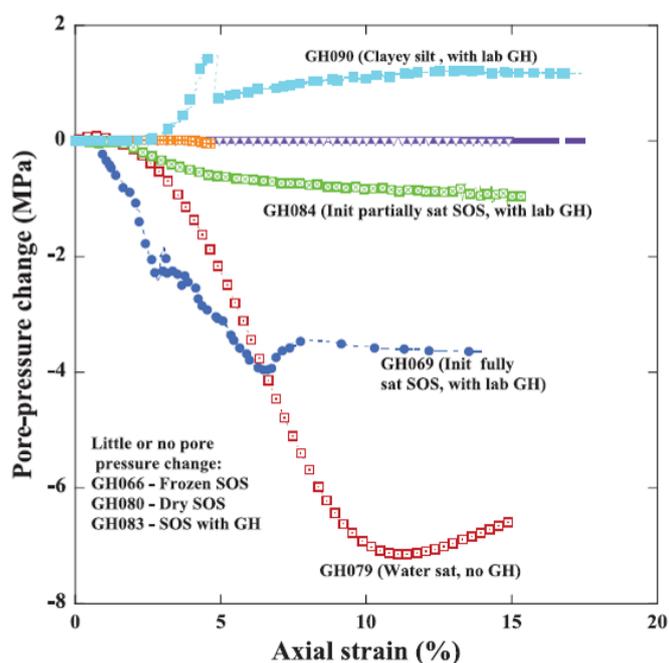


Figura 19. Diversas pruebas de cambio de presión de poro contra deformación en arenas bien clasificadas de Ottawa (SOS: GH090), (GH066, GH069, GH079, GH080, GH083, GH084) y en limo arcilloso (GH090).

Tabla 7. Atributos de las muestras y propiedades medidas de la prueba GHASTLI.

PRUEBA DE IDENTIFICACIÓN DE (GH)	80	85	84	79	83	69	66	90
<b>Información general</b>								
Contenido de GH	No	Sí	Sí	No	Sí	Sí	No	Sí
Técnica de formación de GH	N/A	Al inicio parcialmente saturado	Al inicio parcialmente saturado	N/A	Al inicio parcialmente saturado	Al inicio totalmente saturado	n/a	Al inicio part. Sat
Tipo de material	SOS	SOS	SOS	SOS	SOS	SOS	SOS	Arc. Silicato
Procedimiento de la prueba**	9	11 (20% agua)	11 (40% agua)	8	11 (70% agua)	4	5	11(60% agua)
Contenido inicial en poros	Aire	DW/gas	DW /gas	DW	DW /gas	SW(30%)	DW	DW /gas
Contenido final en poros	Aire	GH/gas	GH/gas	DW	GH/gas	GH/gas/SW	Hielo (q) †	GH/gas
<b>Índice de propiedades físicas</b>								
Contenido de agua (Mw/Ms)(%)	0.0	3.8	7.8	19.0	12.9	18.5	18.5	22.7
Densidad de grano (g/cm3)	2.65	2.65	2.65	2.65	2.65	2.65	2.65	2.65
Porosidad: promedio(masa y medida) (%)	39.4	37.9	39.4	33.0	36.9	32.8	32.6	49.0
<b>Cantidad de gas y GH</b>								
Vacios rellenos al 90% con GH		19.4	37		70	<100(x) †		21.4
<b>Velocidad</b>								
Vp inicial (km/s)			1.4	1.86 (ai) †	0.86	1.9	1.86	0.67
Vp(km/s)				1.92 (ai) †			1.91(h) †	
Vp max		3.08	3.36		4.00	3.95	4.23(p) †	1.97
<b>Propiedades de solidez</b>								
Contenido de poro durante la cizalla	Aire	GH/Gas	GH/Gas	DW	GH/Gas	GH/Gas/SW	Hielo	GH/Gas
Esfuerzo de consolidación, $\sigma'_c$ (MPa)	0.25	0.27		0.25	0.24	0.34		4.89
Coefficiente A en la falla ††	0	-0.19	-0.18	-0.40	-0.0005	-0.13		0.12
q en la falla (qmax)(MPa) ††	0.39	2.44	2.61	7.73	10.11	10.42	11.17	4.74
Deformación axial (%)	6.96	11.41	15.02	10.25	4.66	4.22	11.46	16.81

\*Dw=agua destilada; GH=hidratos de gas; Ms=masa de sólidos; Mw=masa de agua; N/A=no aplica; SOS=Arena de Ottawa tamizada (1-2 phi); SW=agua de mar (salinidad 30 ‰); Vp=velocidad de la onda compresional (P); s=stress, 1m=3.28\*†; IMPa=145psi.

\*\*Procedimiento de prueba: 4=saturación inicial, poner metano, temperatura baja; 5=DW congelada en poros; 8=humedad, sin metano; 9=SOS seca (arenisca Ottawa tamizada); 11= saturación inicial parcialmente de agua.

†(h) Agua,  $\sigma'_c=0.25$  MPa; (p) Sedimento congelado; (q) Temperatura interna=-3.8 a -1.9°C; (x) Cementación de HG observada visualmente; (ai)  $\sigma'_c=0$  MPa; (aj)  $\sigma'_c=0.25$  MPa.

†† Coeficiente A en falla=cambio en presión de poro/cambio en esfuerzo desviador; q=esfuerzo de corte actuando en un plano inclinado a 45° de la horizontal,  $(\sigma_1-\sigma_3)/2$ ;  $\sigma$ =esfuerzo.

## 3.2. IMPORTANCIA DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS.

### POROSIDAD.

Es una de las propiedades petrofísicas más importantes de una formación, si existe pueden existir hidrocarburos y con ello calcular reservas probadas por medio de registros geofísicos de pozos. La siguiente relación sirve para conocer la porosidad.

$$\phi = \text{Volumen de poros/volumen de roca} \quad \text{Ec. 7}$$

De acuerdo a la comunicación entre los poros, puede ser de 2 tipos: porosidad efectiva y absoluta, y se puede obtener por las siguientes relaciones.

$$\text{La } \phi \text{ efectiva} = (\text{Volumen de poros comunicados/volumen total de } \phi) * 100 \quad \text{Ec. 8}$$

$$\text{La } \phi \text{ total absoluta} = (\text{Volumen total de poros/volumen de roca}) * 100 \quad \text{Ec. 9}$$

En donde el volumen total de poros son los poros comunicados y no comunicados.

Se puede clasificar la porosidad de acuerdo a su origen como: primaria y secundaria. La primaria es la original, la que se desarrolla en el momento del depósito y litificación (diagénesis), y que no ha sufrido ninguna alteración que afecte o altere la distribución. La porosidad primaria le da a la roca uniformidad en sus características (intrapartícula-interpartícula).

La porosidad secundaria es aquella que se desarrolla posterior a la depositación de los sedimentos que dan lugar a las rocas y que por los factores posteriores a los diagenéticos, como la acción de las aguas de formación de la disolución y cementación o por fuerzas tectónicas que producen fracturamiento y disgregación, puede ser que la porosidad sea menor o mayor. Las fracturas no aumentan la porosidad, pero si la permeabilidad (fractura, canales, cavidades, cavernas, etc).

Dependiendo del arreglo es la porosidad:

- a) Cúbico 47.6 % (es el máximo),
- b) Hexagonal 39.5 %,
- c) Romboedral 25.9 %.

La porosidad primaria es independiente del tamaño de los granos en las rocas, pero dependiente del acomodo que estas tengan.

### **PERMEABILIDAD.**

Se define como la facilidad con que los fluidos pueden moverse a través de los poros conectados o intercomunicados en una roca. Una roca tiene una permeabilidad adecuada para permitir el paso de hidrocarburos cuando:

- Tiene porosidad,
- Los poros son de tamaños mayores al tamaño sub-capilar,
- Tiene poros intercomunicados.

La unidad es el Darcy, que se define como la cantidad de fluido ( $\text{cm}^3$ ), que pasa a través de  $1 \text{ cm}^2$  de área de formación en un segundo bajo la acción de 1 atm de presión teniendo el fluido 1 centipoise de viscosidad.

Una porosidad mayor, no indica una gran permeabilidad, las lutitas y algunas arenas son el ejemplo, ya que sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de líquidos son escasos y tortuosos, es por ello que sus permeabilidades suelen ser bajas. La permeabilidad se determina por medio de análisis de núcleos y a partir del registro de resonancia magnética nuclear.

La permeabilidad (K) que se determina cuando la roca está saturada al 100 % con un sólo fluido en los poros es la permeabilidad absoluta, y cuando los poros presentan más de un fluido se le conoce como permeabilidad relativa (k), la cuál es la relación que existe en un fluido específico y la permeabilidad absoluta.

### **SATURACIÓN.**

Es la fracción de volumen de los poros de una roca que es ocupada por un fluido. Con base a esto podemos decir que la saturación de agua en una roca es el cociente que resulta de dividir el volumen poroso ocupado por agua ( $V_w$ ), entre el volumen total de poros ( $V_p$ ) y al igual que la porosidad, la saturación se puede expresar en %.

$$S_w = (V_w / V_p) * 100 \quad \text{Ec. 10}$$

Cuando existen más fluidos en los poros de la roca será:

$$S_w + S_h(S_g + S_o) = 100 \% \quad \text{Ec. 11a}$$

Para un volumen poroso con hidrocarburos:

$$S_{hc} = (V_{hc} / V_p) * 100 = (1 - S_w) \quad \text{Ec. 11b}$$

donde:

$S_w$  Saturación de agua,

$S_{hc}$  Saturación de hidrocarburos, ( $S_g$  Saturación de gas,  $S_o$  Saturación de aceite),

$V_p$  Volumen total de poros,

$V_{hc}$  Volumen poroso ocupado con hidrocarburos,

$V_w$  Volumen poroso ocupado con agua,

$1 - S_w$  Saturación de hidrocarburos.

## CAPÍTULO 4

### EXPLORACIÓN DE HIDRATOS DE GAS CON MÉTODOS GEOFÍSICOS

La exploración geofísica es fundamental para evaluar la importancia económica de los yacimientos. Los métodos geofísicos muestran las imágenes de los depósitos y la caracterización del recurso (la concentración de los hidratos de gas), tipo de yacimiento (incluyendo el tipo de sedimento, la porosidad y la permeabilidad), la extensión geográfica (vertical y latera), la ubicación física local y regional, así como las condiciones de estabilidad.

El objetivo inmediato es que permita considerar a los hidratos de metano como una fuente de energía en el futuro, y desarrollar la capacidad para predecir, ubicar, donde existen esas concentraciones.

La exploración de los hidratos de gas se puede llevar a cabo desde diferentes disciplinas propias de las Ciencias de la Tierra. Estas son principalmente: la Geología, la Geoquímica y la Geofísica. Esta última, es la del enfoque principal de la presente tesis. La integración de la información que aportan las tres disciplinas anteriores, permiten establecer un modelo más completo.

Los conceptos de Geología también permiten evaluar otras propiedades como la temperatura, así como estudiar las formas de ocurrencia de los hidratos, ya sea como nódulos, capas entre planos de sedimentación, rellenando planos de falla, fracturas y juntas y en forma masiva en el piso oceánico (fig. 20 ).

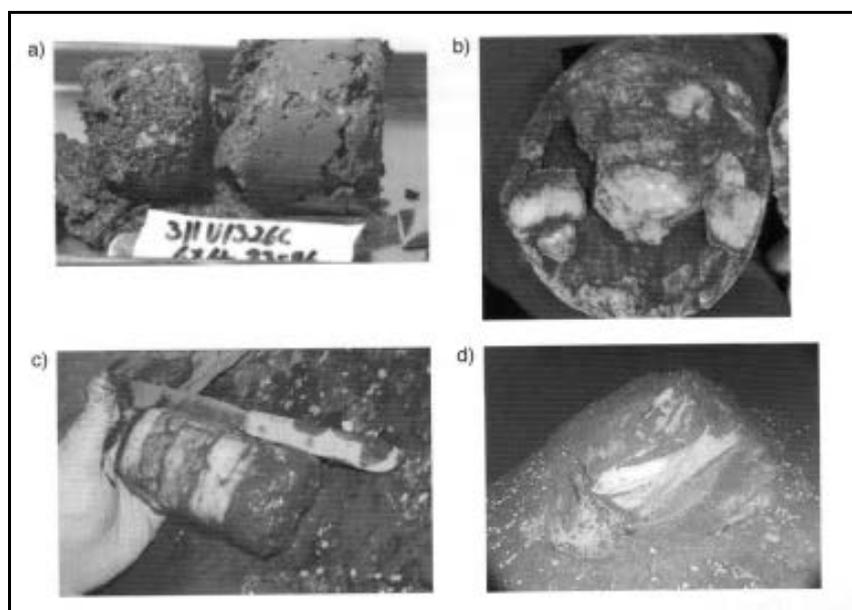


Figura 20. Núcleos con hidratos de metano: a) hidratos de gas diseminados en arenas, b) nódulos de hidratos de gas, c) fractura con hidratos de gas, d) hidratos de gas masivos en el fondo oceánico (Chapman et al, 2009; Pohlman et al, 2005).

La exploración de los hidratos de metano dió inicio con el Proyecto de Perforación de Mar Profundo (DSDP) en 1968. Este programa integró estudios de prospección geofísica marina. La perforación para hidratos de metano ha sido una de las

mayores iniciativas para el Programa de Perforación Oceánica (ODP) desde 1985 hasta 2003.

#### 4.1. TÉCNICAS SÍSMICAS.

Los estudios de reflexión sísmica son la tecnología más adecuada para una interpretación rápida y exacta de grandes áreas de los océanos profundos. Los científicos utilizan las ondas sonoras para interpretar las estructuras y propiedades del interior de la Tierra. Actualmente algunos geofísicos están trabajando para obtener secciones sísmicas, proceso y técnicas de interpretación para la investigación de hidratos de gas. Sólo una pequeña porción de la evidencia de las acumulaciones de hidratos alrededor del mundo proviene de muestreo directo, la mayoría proviene de otras fuentes, tales como reflexiones sísmicas, registros geofísicos de pozos, análisis geoquímico, información sobre perforación y mediciones de la salinidad del agua intersticial (Segura Cornejo, 2006).

Las técnicas geofísicas más usadas comúnmente para detectar a los hidratos de gas, son métodos sísmicos y procesos asociados a técnicas de imágenes. La resolución sísmica vertical y lateral de datos sísmicos se da en metros, en submúltiplos de 10 m, dependiendo de los parámetros usados (como frecuencia y la geometría). En el ambiente marino la sección sísmica de reflexión obtenida es utilizada para determinar la presencia de un reflector simulando el fondo oceánico (Bottom-Simulating Reflector BSR) (fig. 21), en algunos casos es para identificar la base de la zona de estabilidad de hidratos de gas.

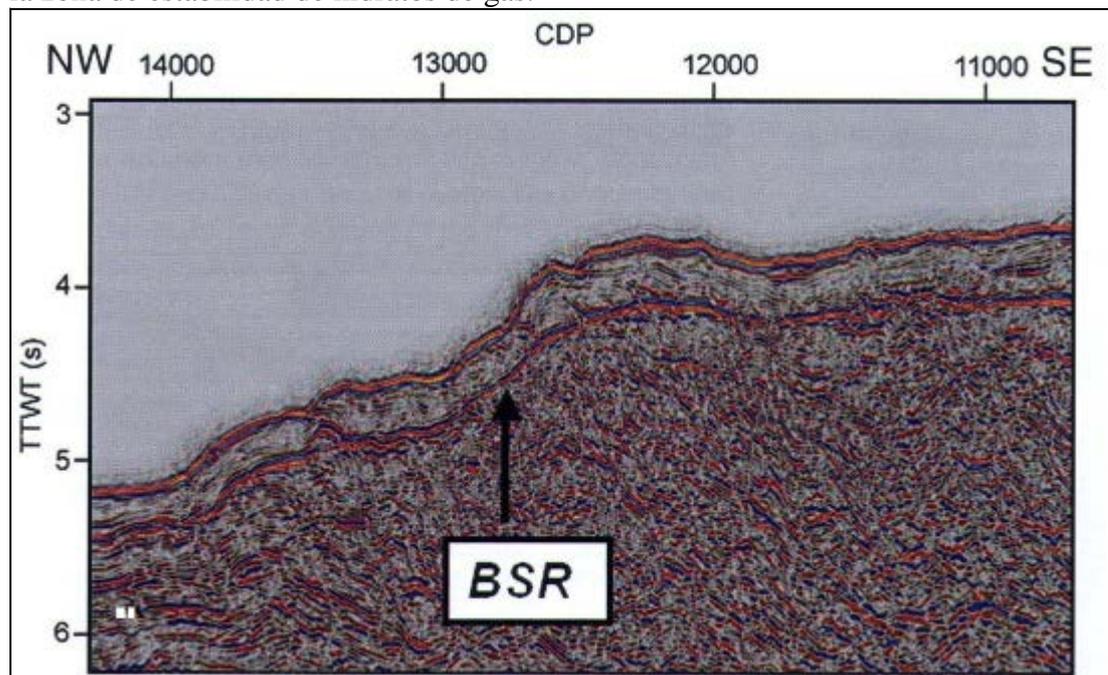


Figura 21. El reflector sísmico BSR del hidrato en el margen colombiano, note el pequeño incremento en la profundidad, se incrementa la presión, la razón de flujo de calor se incrementa con la profundidad, como la proximidad de la trinchera. (Riedel, 2010)

Se puede deducir la concentración de hidratos de gas a través de la reflexión del BSR. El BSR identifica la presencia de algo de gas libre bajo la zona de estabilidad

de hidratos de gas y el potencial de la presencia de hidratos de gas sobre la interfase.

El despliegue de receptores sísmicos en el fondo oceánico, el sismógrafo de fondo oceánico (OBS) y los cables del fondo oceánico (OBC) permiten hacer estudios multicomponente, para determinar con mayor resolución las capas y poder hacer estudios multicomponente para definir la anisotropía de las rocas y caracterizar los yacimientos (fig. 22).

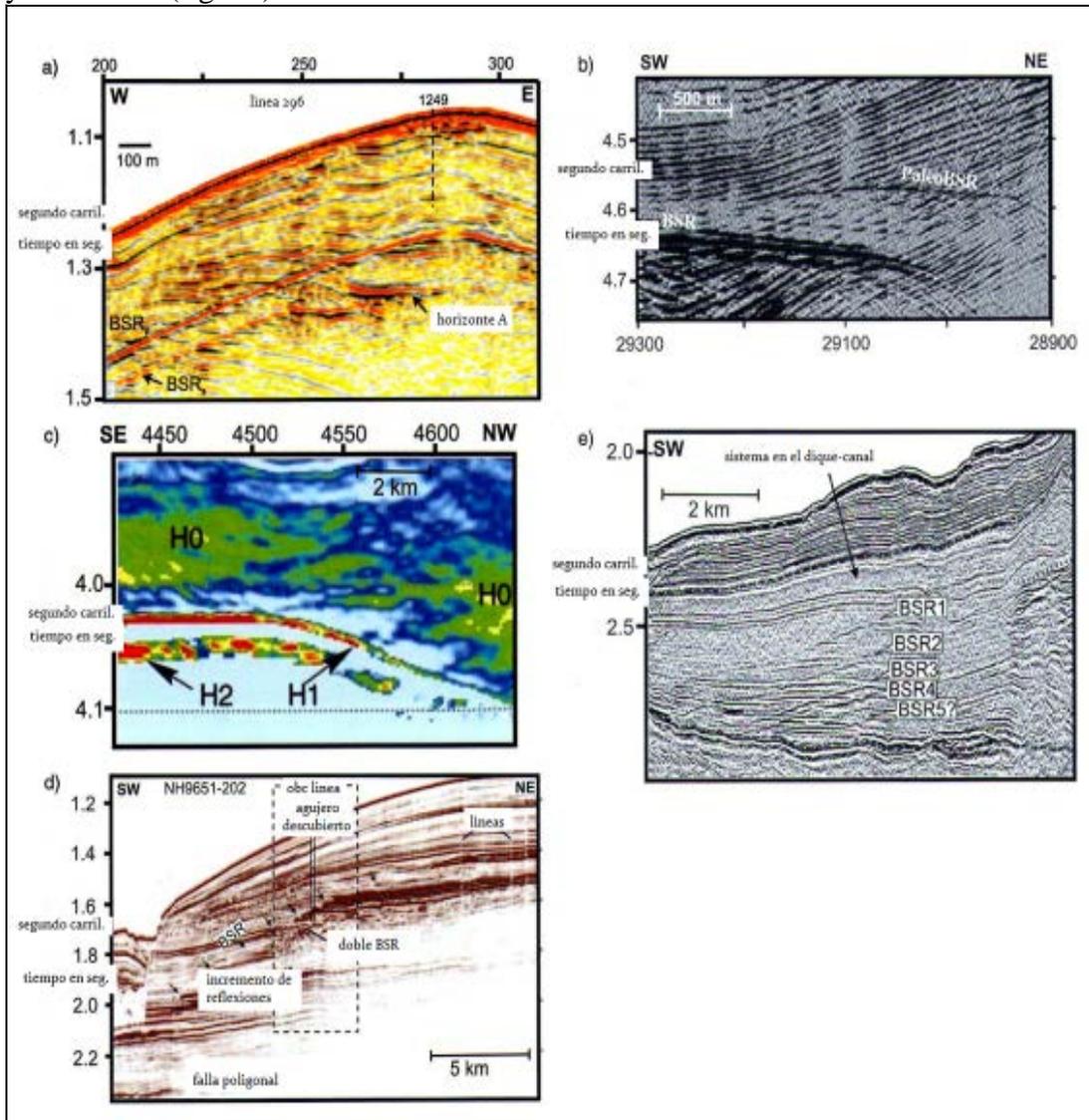


Figura 22. BSR doble o múltiple: a) Hidratos de gas (GH) en el Margen de las Cascadas de Oregon, b) GH en Blake Ridge, c) Estimación en la concentración de GH en Blake Ridge, d) GH en Storegga en Margen Noruego, y e) GH en Mar Negro (Popescu et al 2006).

La velocidad sísmica está relacionada con la concentración de hidratos de gas, si los sedimentos tienen bajas concentraciones de hidratos de gas, la efectividad de los métodos sísmicos en la cartografía de hidratos de gas es limitada.

La figura 23 es un ejemplo de un prominente reflector de BSR, con datos sísmicos costa afuera en la Isla de Vancouver.

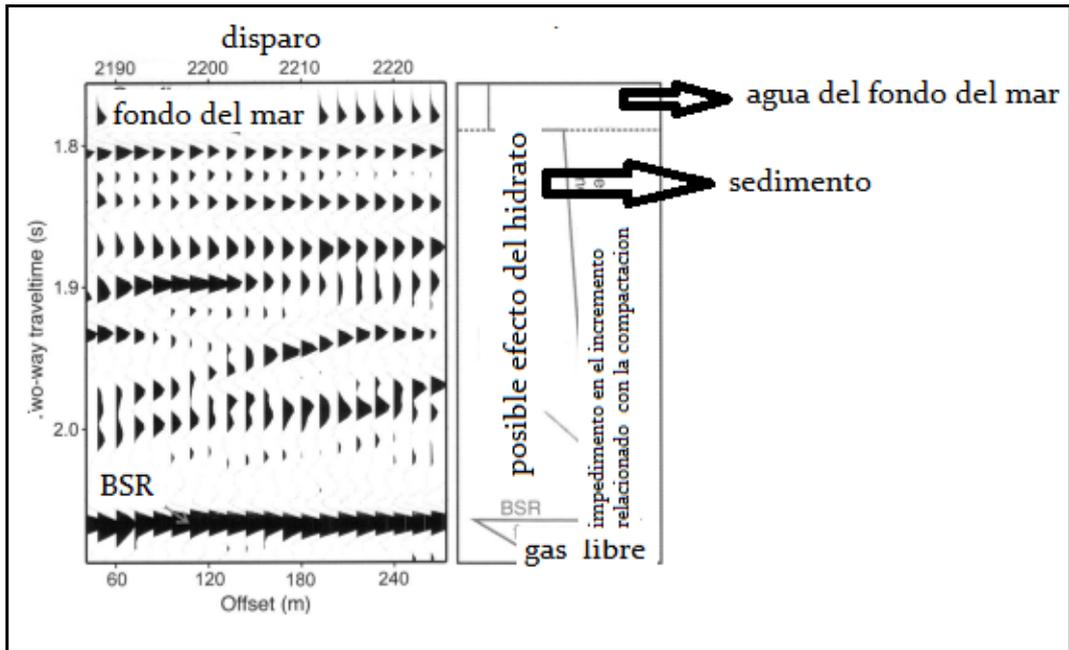


Figura 23. Ejemplo de un prominente BSR en datos sísmicos (Goldberg, 2009).

Comparando con yacimientos típicos de hidrocarburos, las formaciones con hidratos están relativamente sin compactar y sin consolidar, por lo tanto la temperatura y la salinidad del agua de poro son bajas. Los hidratos de gas son inestables a condiciones de presión y temperatura de superficie, haciendo más difícil su estudio en condiciones de laboratorio. Por lo que mediciones *in situ* son muy importantes para determinar sus propiedades.

En términos de exploración geofísica, las propiedades físicas de los hidratos de gas son similares a las del agua congelada. Los hidratos de gas tienen alta velocidad sísmica, las ondas P tienen velocidades cercanas a 3300 m/s, densidades bajas como las del agua a  $0.90 \text{ gr/cm}^3$  y baja conductividad eléctrica.

La presencia de los hidratos de gas en los sedimentos incrementa los módulos elásticos de volumen y cizalla y la velocidad de las ondas P y S.

La presencia de gas libre produce un gran impacto en las propiedades físicas de los sedimentos. Sísmicamente el poco gas libre reduce drásticamente la velocidad de ondas P, aunque no tanto en la velocidad de las ondas S, El gas libre es resistivo eléctricamente.

Todos estos cambios en las propiedades físicas de los sedimentos producidos por la presencia de los hidratos de gas y el gas libre, resulta de las anomalías geofísicas, cuando se asocian métodos empleados (como brillo sísmico o la alta resistividad) (fig. 24).

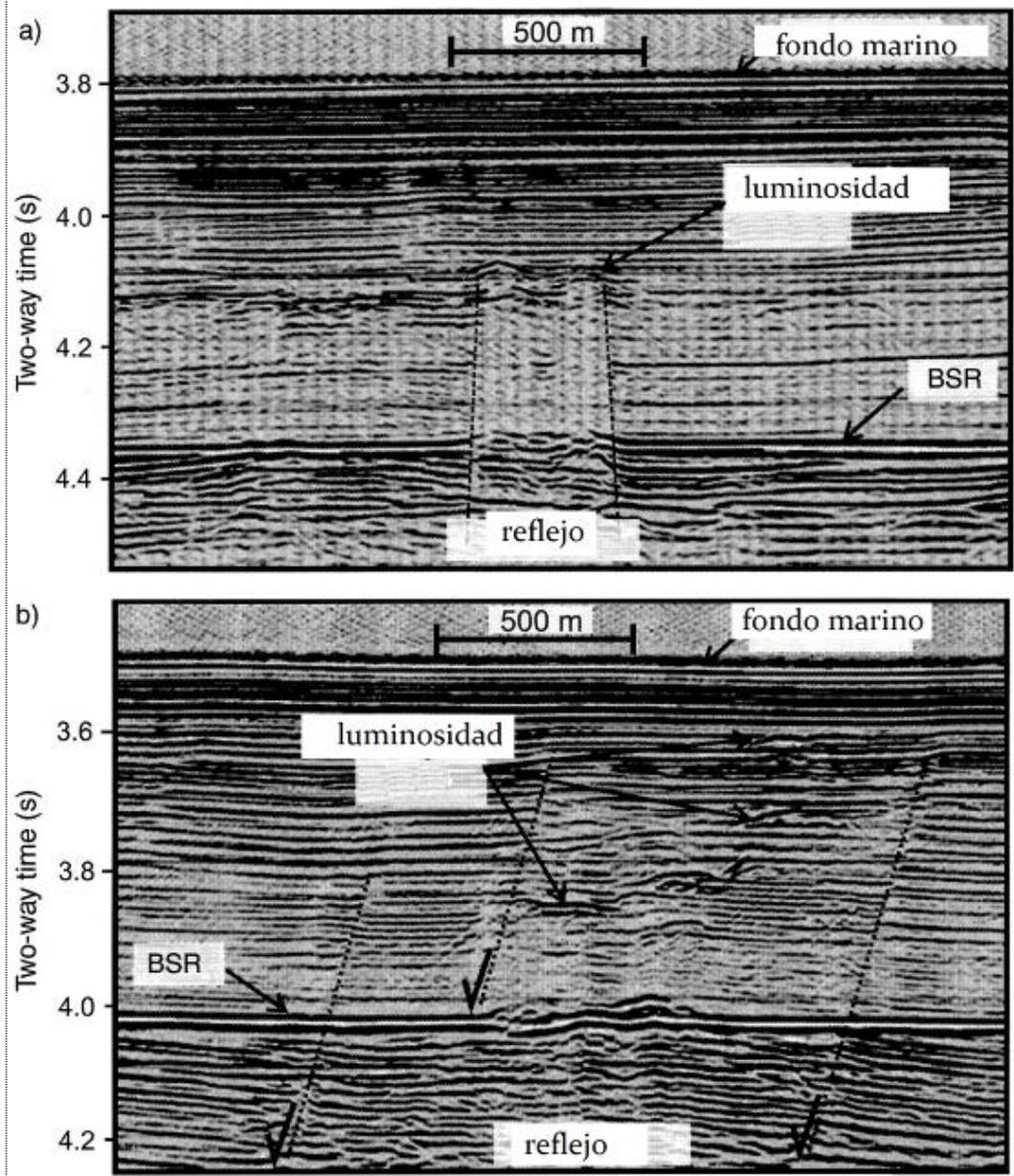


Figura 24. Zona de Blake Ridge, el BSR puede indicar hidratos masivos y efecto del reflejo en fallas normales (modificado de Gorman et al, 2002).

Los hidratos de gas puros tienen una velocidad sísmica de 3.65 km/s en ondas P y en las ondas S la velocidad es de 1.89 km/s. La salinidad en el fluido del poro es típica, tiene una velocidad de la onda P de 1.5 km/s y la velocidad en la onda S es cero.

#### 4.2. MÉTODOS ELÉCTRICOS-RESISTIVOS.

El incremento de la resistividad eléctrica causada por la presencia de hidratos de gas puede ser utilizada para cuantificar los hidratos de gas con técnicas remotas electromagnéticas, como los de fuente controlada electromagnética (CSEM) y magnetotelúrico (MT).

La detección de la resistividad en los sedimentos en la zona de estabilidad de los hidratos de gas, en combinación con otras mediciones geofísicas, es importante para minimizar la ambigüedad en la interpretación de métodos geofísicos indirectos.

Otra aplicación del método CSEM es la caracterización de chimeneas de gas, donde no pueden reflejarse sísmicamente y no hay información sobre la superficie que contiene hidratos de gas, esto es particularmente útil para evaluar la distribución de la concentración del hidrato de gas (fig. 25).

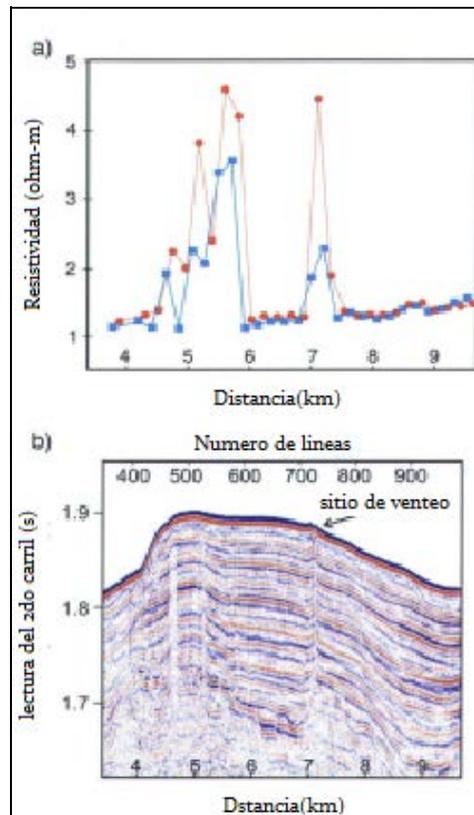


Figura 25. Control de sección sísmica con estudio electromagnético (CSEM), investigación a través de sitios de venteo fríos (Riedel et al, 2010)

El complejo geológico del medio ambiente ártico es un impedimento directo de la aplicación de los métodos electromagnéticos. Las imágenes de los hidratos de gas bajo la resistividad eléctrica del *permafrost*, son cambiantes y difíciles de interpretar.

## CAPÍTULO 5

### RESPUESTA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO EN HIDRATOS DE GAS

#### INTRODUCCIÓN A LOS ESTUDIOS EN POZO.

Los registros geofísicos en pozos miden las propiedades físicas de los hidratos de gas en los sedimentos. Los hidratos de gas van a ser identificados principalmente por sus propiedades elásticas (velocidad de las ondas P y S) y resistividad eléctrica, aunque todos los registros tendrán una respuesta característica en las capas con hidratos.

Dado el estado físico de los hidratos y la disociación del gas cuando son atravesados por la barrena, lo mejor sería que en estos yacimientos los registros fueran durante la perforación (LWD).

Una fuente de información muy valiosa y que es de gran ayuda a la perforación a través de capas con hidratos de gas, para evitar problemas en la perforación por inestabilidad de los sedimentos con hidratos, son las mediciones del registro de hidrocarburos (*mud logging*), ya que detectará la presencia de gas en el lodo circulado y posiblemente fragmentos de hielo de hidrato en los recortes,

Los principales registros geofísicos de pozos que se pueden utilizar para detectar los hidratos de gas son los siguientes:

- Registro de hidrocarburos,
- Registro de doble inducción,
- Registro de potencial espontáneo,
- Registro calibrador,
- Registro de tiempo de tránsito acústico,
- Registro de porosidad neutrón, y
- Registro de densidad.

(Alfaro López, 2013).

Además de estos registros se puede incluir un registro de imágenes de resistividad y registros de nuevas tecnologías, como: espectroscopía de rayos gamma naturales, arreglos de inducción, inducción triaxial (Rt scanner), dispersión dieléctrica multifrecuencia (scanner dieléctrico), sónico dipolar, sónico multipolar (sonic scanner), registro geoquímico (mineralógico) y resonancia magnética nuclear.

Se define al registro geofísico de pozo como toda aquella representación gráfica o digital de una propiedad física de una roca u formación, que es atravesada por un pozo en función de la profundidad. Inicialmente se desarrollaron para la medición e interpretación de las resistividades de depósitos metálicos a principios del siglo XX en las exploraciones mineras.

Hoy en día, el principal objetivo de la gran mayoría de los registros de pozos y las herramientas empleadas actualmente se enfocan principalmente en la interpretación

de si es que una formación contiene hidrocarburos, así como también para poder determinar las características petrofísicas y litológicas de la formación que los contiene (porosidad, litología y cuantitativamente la saturación de fluidos de perforación). También se pueden aplicar los registros geofísicos de pozos en las áreas de Hidrogeología, Geotermia, Minería, Geotecnia y Ambiental.

Tabla 8.- Clasificación de los registros geofísicos de pozos. (Ricco Macedo, 2012)

<b>Tipo de registro.</b>	<b>Nombre del registro.</b>	
<b>Correlación</b>	Potencial Natural-SP	
	Rayos Gamma-GR	
	Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales-NGS .	
<b>Porosidad</b>	De Densidad- DL, FDC, LDT.	
	De Neutrones-GNT, CNL, SNP, TDT.	
	Sónicos-SL, VL, BHC, LSS, SDT, DSI.	
	Resonancia Magnética Nuclear-RMN	
<b>Resistividad</b>	Eléctricos.	Rt-ES(LAT), LL3, LL7, LLD, ARI
		Ri-ES(LN), SFL, LL8, LLS
		Rxo-ES(SN) ML, MLL, MPL,MSFL.
	Inducción.	Rt- I-ES, ILD, AIT, 6FF40, DIPH.
		Ri- ILM, 8FF32, MIPH.
		Rxo- IES, ISF, DISF.
<b>Mecánicos.</b>	Caliper	
	Echados- HDT, SHDT.	
	Desviación.	
<b>Temperatura.</b>	Termómetro de máxima.	
<b>De Imágenes.</b>	Imágenes microresistivas de pozo-FMS, FMI.	
	Imágenes de resistividad azimutal- ARI.	
	Imágenes ultrasónicas del fondo del agujero-UBI.	
<b>En agujero entubado.</b>	Radiactivos y coplés.	
	Trazadores radiactivos.	
	Sónico de cementación-CBL, VDL.	
	Temperatura	
	Producción.	

Los primeras mediciones en pozo datan de los años 1669 y 1830, pero fue hasta 1912 por Conrad y Marcel Schlumberger, ingenieros de la Escuela Politécnica y de la Escuela Central de París, Francia, quienes desarrollaron un método de investigación que consistía en enviar una corriente eléctrica al subsuelo entre 2 varillas metálicas y dibujar sobre un plano las líneas de potencial constante observadas en la superficie. La respuesta del experimento de prospección les permitió conocer la naturaleza y la configuración geométrica de los distintos cuerpos atravesados por el campo eléctrico.

Oficialmente, el primer registro eléctrico llevado a cabo con éxito se realizó un 5 de septiembre de 1927, en un pequeño campo petrolero llamado Pechelbronn, por los ingenieros petroleros Henri Doll, Charles Sheibli y Roger Jost en Alsace-Lorraine, Francia. Este registró una gráfica única de la resistividad eléctrica de las formaciones rocosas atravesadas por el pozo, se realizó por el método de “estaciones” aplicando el método desarrollado por los hermanos Schlumberger.

Los registros se clasifican de acuerdo a la propiedad física medida de la formación, ya sea de forma directa o indirecta, así como también de acuerdo al principio físico de medición que utilizan las herramientas (tabla 8).

Con relación a los registros geofísicos de pozos, se usan en la investigación de hidratos de gas, los registros de resistividad, velocidad acústica y neutrón. Los hidratos de gas en el subsuelo muestran una resistividad eléctrica relativamente alta, una rápida velocidad acústica, porosidad neutrón alta y aparentemente baja densidad. El registro eléctrico de resistividad proporciona información sobre la saturación del agua intersticial y la salinidad. El agua salada tiene baja resistividad. La velocidad acústica elevada refleja la habilidad de material rígido (hielo o roca), para propagar fácilmente la energía compresiva. La alta porosidad del registro neutrón indica que muchos poros están llenos con hidratos de gas y una baja densidad significa una densidad más baja del hielo comparada con la del agua. En 1998 Timothy Collett demostró que la cantidad del hidrato puede calcularse utilizando un registro eléctrico de resistividad y el tiempo de tránsito acústico. (Segura Cornejo, 2006).

## **5.1. REGISTROS DE CORRELACIÓN.**

### **5.1.1. POTENCIAL ESPONTÁNEO.**

Al potencial natural o espontáneo de las formaciones existentes en el subsuelo (SP) se le define comúnmente como la diferencia de potencial que existe entre un electrodo colocado en la superficie del suelo y otro electrodo móvil en el lodo dentro del pozo, en función de la profundidad. La existencia de dicho fenómeno se conoce desde 1931.

En presencia de intervalos estratigráficos con litología de lutitas, el registro SP por lo general da una respuesta como una línea recta a la cual se le denomina línea base de lutitas. Cuando existe la presencia de formaciones permeables, la curva presenta

variaciones respecto a la línea base de lutitas, estas variaciones tienden a alcanzar un valor mínimo esencialmente constante definiendo así una línea base de arenas.

La deflexión puede ser a la izquierda (-) o a la derecha (+), dependiendo de la salinidad del agua de formación y del filtrado de lodo que estén en el pozo. Si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado del lodo.

Si la salinidad del filtrado es mayor que la del agua de formación la deflexión es a la derecha. El ingeniero encargado de la toma del registro es el que decidirá la escala de sensibilidad y la posición de la línea de referencia de las lutitas, de manera que las deflexiones de la curva permanezcan dentro de la escala en el carril del SP.

Comúnmente se mide en milivolts (mV), las escalas utilizadas son 10 y 20 mV por división ó sea 100 ó 200 mV por carril, la curva del SP es similar al GR y son correlacionables (fig. 21).

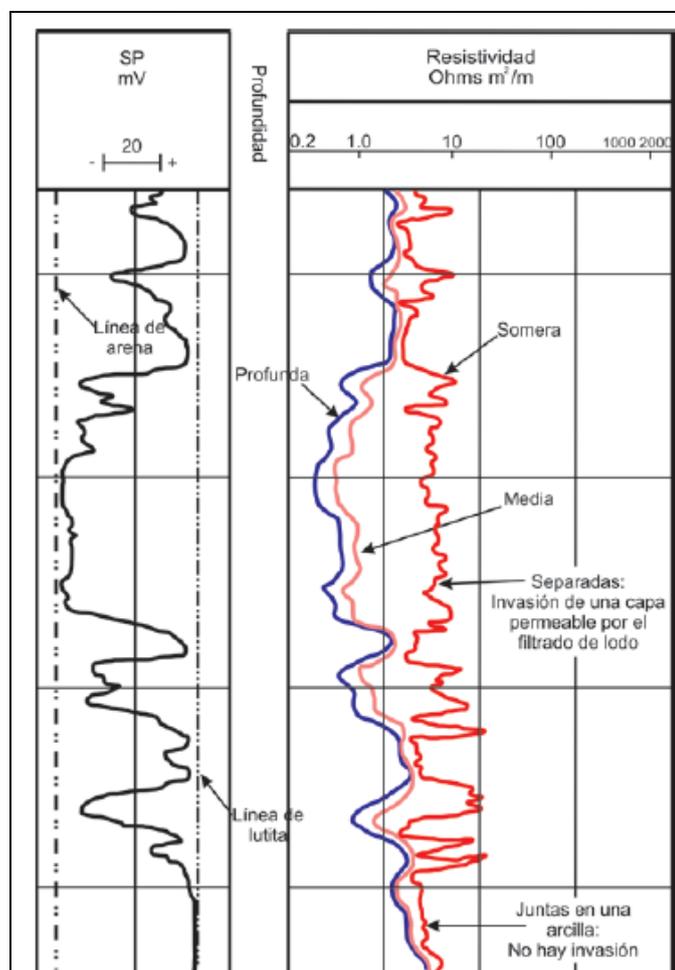


Figura 26. Ejemplo de un registro SP (Modificado de Schlumberger, 2008).

Con lodo base agua se determina:

- Intervalos permeables,
- Delimita capas,
- Correlación entre capas,

- Resistividad del agua intersticial de las formaciones, y
- El volumen de arcilla.

No funciona en agujeros con T.R. o T.P. o con fluidos de perforación no conductores.

### 5.1.2. RAYOS GAMMA NATURALES.

El registro de GR se basa en mediciones radiactivas de las rocas y/o formaciones en un pozo, producto de la desintegración natural existente de pequeñas cantidades de elementos radiactivos, este registro puede ser tomado en agujeros abiertos o adermados, con cualquier tipo de lodo de perforación y en combinación con otros registros eléctricos, nucleares y de densidad, lo que convierte el GR en una herramienta de gran utilidad en operación de terminación o reparación de pozos. En formaciones sedimentarias, el registro refleja el contenido de arcilla de las formaciones, ya que los minerales arcillosos contienen mayor cantidad de isótopos de las series radiactivas, concentrándose en arcillas y lutitas a diferencia de arenas, areniscas y calizas.

Radiactividad.- se define como la emisión espontanea de partículas o energía de los átomos, que viene acompañado de una subsecuente emisión de radiación.

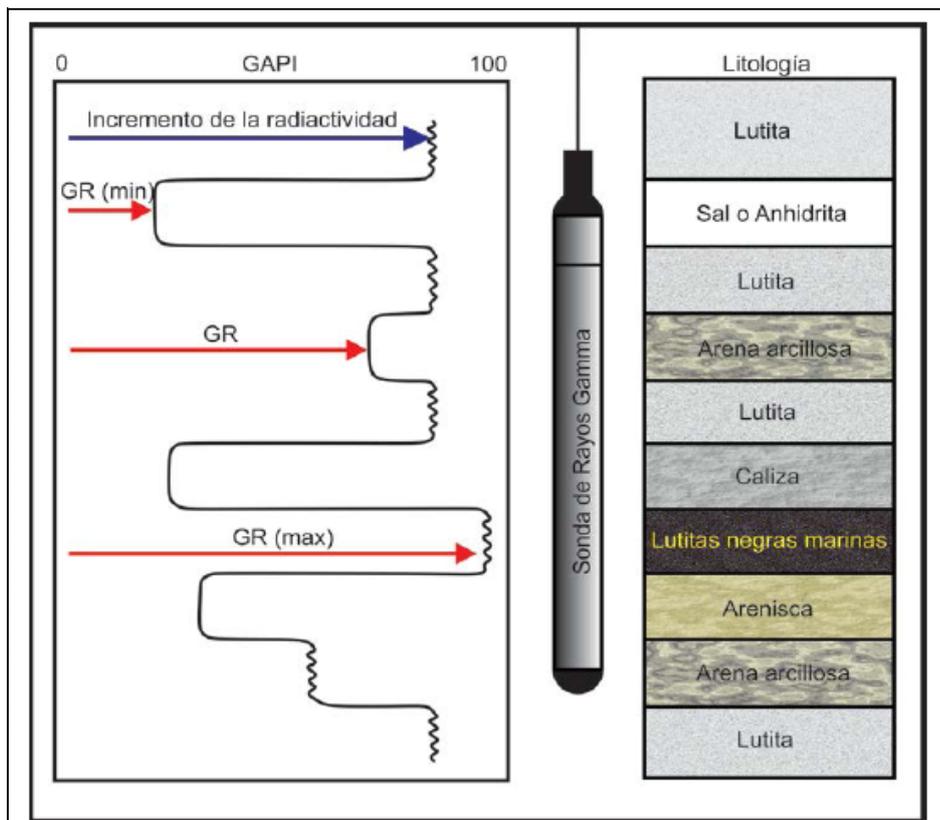


Figura 27. Ejemplo de un registro de GR (Modificado de Bassiouni, 1994).

En la figura 27 se muestra la respuesta del registro de rayos gamma, en presencia de las distintas litologías de las formaciones.

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía, emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos.

Los elementos con estas características y los más comunes que se encuentran en las formaciones sedimentarias son: el potasio  $40(\text{k}^{40})$ , el isótopo del potasio  $39(\text{k}^{39})$ , los elementos de la familia del uranio, entre los que se encuentran el actinio, radio y los elementos de la familia del torio. El isótopo del potasio con peso atómico de  $40(\text{k}^{40})$  y los elementos radiactivos de la serie del uranio-torio son los que emiten casi en su totalidad toda la radiación gamma que se encuentra en la Tierra. El potasio 40 emite rayos gamma de una sola energía, el uranio y torio, pueden emitir rayos gamma de diferentes energías.

Los 3 tipos básicos de radiación que puede emitir un átomo al desintegrarse, comúnmente se les conoce a estos como los rayos alfa ( $\alpha$ ), beta ( $\beta$ ) y gamma ( $\gamma$ ).

$\alpha$ : Son los de más alta energía, consiste en átomos de helio (He), son de carga positiva, su masa es grande y son de poca penetración, por lo que una hoja de papel puede detenerlos, su radiación no llega a la sonda.

$\beta$ : La emisión de energía es mucho menor que los rayos  $\alpha$ , su penetración es mayor, están limitados por su carga (- ó +), no tienen gran penetración son como los  $\alpha$ .

$\gamma$ : Es la radiación que interesa para el funcionamiento de la sonda de detección de rayos gamma, son similares a los “rayos x”, las ondas de radio y la luz misma. Reaccionan como si se tratará de fotones, permitiendo que los rayos gamma tengan una penetración mucho más grande. Gracias a esta propiedad es posible obtener información de las formaciones en pozos incluso aún cuando se tuvieran varias T.R.

A medida que se propagan los rayos  $\gamma$  en las formaciones son 3 los mecanismos por los cuáles pueden ser absorbidos:

- Efecto fotoeléctrico,
- Efecto Compton, y
- Producción de pares.

## **DETECCIÓN Y MEDICIÓN DE LOS RAYOS GAMMA:**

A) Contador Geiger-Müller.

Consta de una pequeña cámara y un filamento central manteniendo un voltaje fijo de 900-1000 V como detector.

Tiene en su interior un gas (argón, helio o neón) a bajas presiones, en donde la incidencia de los rayos gamma provoca que los electrones se movilen en las paredes hacia al gas y que este se ionice, pudiendo de esta manera el ser detectados por medio del filamento central. Actualmente es nula o poca su utilización en los registros de rayos gamma.

B) Cámara de ionización.

Consta de una cámara cilíndrica con gas inerte a altas presiones y una barra céntrica mantenida a un voltaje de 100V. Los rayos gamma incidentes interactúan con la pared de la cámara y provocan que haya una expulsión de electrones, siendo los mecanismos de detección principales: el efecto fotoeléctrico y el efecto Compton. Sin embargo su eficiencia es muy baja ya que el tamaño de los pulsos que da son muy pequeños.

#### C) Contadores de centelleo.

Consta de 3 partes principales que son: un cristal (puede ser de yoduro de sodio activado por talio), el tubo fotomultiplicador y el circuito discriminador. Actualmente las sondas de rayos gamma utilizan este tipo de detector, ya que resultan mucho más eficaces que los Geiger-Müller al sólo necesitar unas cuantas pulgadas de longitud. La principal función del discriminador es eliminar pequeños pulsos indeseables que se pueden generar por el calor. La principal ventaja es su eficiencia 50 % y 80 %, la desventaja son los cambios de temperatura. La profundidad de investigación varía de 10 al 15”.

### **RESPUESTA DE LAS HERRAMIENTAS.**

Depende además de numerosos factores como lo son: la radiactividad específica de la formación, la densidad de la formación, el tipo de fluido que se esté utilizando, la densidad del fluido, el diámetro del agujero perforado, las características del detector y el tipo de contador que se utilice.

### **CORRECCIONES POR CONDICIONES DE POZO.**

Las irregularidades que se presenten en el agujero no afectan las mediciones de la radiactividad, aunque puede haber casos donde existan cavernas y en estos casos si se podrían tener disminuciones.

Por otro lado la naturaleza del fluido de perforación que se esté utilizando depende de varios factores:

- Su composición y por ende su densidad afectará al registro de rayos gamma, ya que mientras mayor sea la densidad del lodo, menor será la intensidad de las radiaciones registradas.
- Su número atómico efectivo  $Z$  permitirá que la absorción de los rayos gamma en las formaciones sean mayores si estos contienen bentonita.
- Su contenido en materiales radiactivos como sales de potasio y bentonita, incrementará la radiactividad por la columna de lodo.

La herramienta debe estar centrada, a fin de evitar correcciones.

### **APLICACIONES DEL REGISTRO RAYOS GAMMA.**

- Determinación de la litología (detección de arcilla)
- Determinación de la granulometría puede reflejar el tipo de grano, podría determinarse cualitativamente la K.
- Correlaciones pozo a pozo.- Tiene importantes aplicaciones tectónicas, ya que permite observar y evaluar el que existan o se presenten

estructuras en las formaciones tales como pliegues, fallas normales o inversas, cabalgaduras.

- Detección de discontinuidades y transgresiones.- Un cambio muy significativo en la curva de rayos gamma, nos puede definir límites discontinuos o transgresiones.
- Control de la profundidad del pozo.
- Evaluación en perfiles de inyección (determinar zonas de fracturas si existieran, pérdidas de circulación, localización de cemento en la tubería, agujeros en la T.R, etc.)
- Determinación del volumen de arcilla en las formaciones a partir del Ish (Índice de arcillosidad).

$$Ish = (\gamma_{log} - \gamma_{min}) / (\gamma_{sh} - \gamma_{min}) \quad \text{Ec. 12}$$

Donde:

$\gamma_{log}$  = Lectura de rayos gamma leído del registro en el intervalo o zona de interés en unidades API.

$\gamma_{min}$  = Lectura mínima leída del registro de rayos gamma en la zona de menor radiactividad o también considerada la zona libre de arcilla (zona limpia) en unidades API.

$\gamma_{sh}$  = Lectura de rayos gamma en la zona más arcillosa en unidades API.

El volumen de arcilla  $V_{sh}$  se determina a partir del Ish, de acuerdo a la edad de la roca, mediante las siguientes ecuaciones:

Rocas Terciarias (Larionov):  $V_{sh} = 0.083(2^{3.7Ish} - 1)$  Ec. 13

Rocas Cretácico Sup. (Stieber):  $V_{sh} = Ish / (3 - 2Ish)$  Ec. 14

Rocas Cretácico Inf. (Clavier):  $V_{sh} = 1.7 - (3.38 - (Ish + 0.7)^2)^{0.5}$  Ec. 15

Rocas Jurásico (Larionov):  $V_{sh} = 0.33(2^{2Ish} - 1)$  Ec. 16

### 5.1.3. ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA.

Además de medir la radiactividad de la formación, mide el espectro o nivel de energía de cada radiación que recibe, permitiendo con ello poder determinar las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio radiactivos en las formaciones.

La herramienta que permite tomar espectroscopía de rayos gamma está compuesta de un detector de centelleo con un cristal de yoduro de sodio activado por talio, que se encuentra contenido en un patín sellado a presión, el cual durante la toma de registro se mantiene pegado a la pared del pozo, por medio de un resorte (fig. 28).

La herramienta NGS de Schlumberger ofrece 5 ventajas de medición del espectro de rayos gamma, esto es para obtener una mayor y más completa información sobre los espectros del Torio, Uranio y Potasio. La parte más alta del espectro se divide en las ventanas  $w_3$ ,  $w_4$  y  $w_5$ . En este caso sólo se presentan los datos finales de las concentraciones radiactivas de la formación que fueron previamente filtradas por variaciones estadísticas y se grafican en las pistas 2 y 3. El Torio y el Uranio se presentan en p.p.m. y el Potasio en %. Del mismo modo también es común que se presente una curva de rayos gamma naturales totales en la pista 1 del registro, la

cual es obtenida por medio de una combinación lineal de los 3 elementos radiactivos y sus respuestas individuales, o bien si se quisiera también es posible obtener una curva de rayos gamma libre de Uranio (CGR) resultado de la combinación de las curvas Torio y Potasio, permitiendo en muchos casos obtener una arcillosidad más verdadera de la formación.

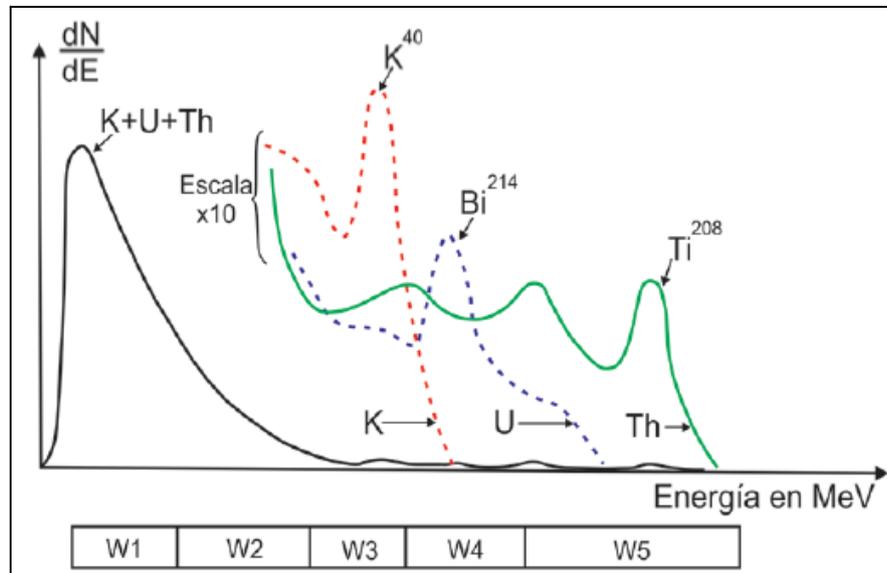


Figura 28. Obtención del espectro de los rayos gamma naturales utilizando como detector un cristal de yoduro de sodio de la herramienta NGS de la compañía Schlumberger. (Modificado de Schlumberger, 2008):

La profundidad de investigación no sólo responde a condiciones del agujero tales como su diámetro, densidad del lodo y a la densidad de la formación, sino principalmente a la energía de rayos gamma que se esté emitiendo. Los rayos gamma que tengan más energía podrán alcanzar el detector de yoduro de sodio, desde zonas más profundas en la formación.

La resolución será poder obtener hasta el 90 % de la señal que corresponde a obtener 36 pg de información, lo que es igual a 3 veces el tamaño del detector.

Las correcciones que se le hacen a la herramienta son: posición de la sonda dentro del pozo (centrada o excentrada), diámetro del agujero y composición del lodo de perforación.

Las aplicaciones son múltiples tanto en estudios geológicos, como en estudios ingenieriles, entre las que destacan:

- Identificación del tipo de arcilla.
- Determinación de volumen de arcilla (la más importante).

Estimación del volumen de Torio y Potasio o sólo el Torio en algunos casos. Para el NGS se calcula la curva de rayos gamma libre de Uranio, brindando así una mejor interpretación de la arcillosidad en la formación (ecs. 17 y 18).

$$I_{sh}(Th) = \left( \frac{C th_{log} - C th_{min}}{C th_{sh} - C th_{min}} \right)$$

$$I_{sh}(K) = \left( \frac{C k_{log} - C k_{min}}{C k_{sh} - C k_{min}} \right)$$

Ecs. 17 y 18

Donde:

$C$ =concentración de cada elemento en la curva del registro.

$min$  y  $sh$ = concentraciones en las zonas de mínima radiactividad y en las lutitas.

Otras aplicaciones del NGS:

- Correlación entre pozos y detección de discontinuidades en la estratificación.
- Permite el análisis mineralógico de mezclas litológicas complejas.
- Identificación de areniscas, arenas arcillosas y estratificación de potencial de Uranio.

## 5.2. REGISTROS DE RESISTIVIDAD.

### ELÉCTRICO CONVENCIONAL.

El registro eléctrico convencional (EL) remontan su origen a los años 20's, 30's y han ido evolucionando desde esos años, para poder tener técnicas de medición más sofisticados de las resistividades de las formaciones, para la determinación de la resistividad  $R_{xo}$  y la resistividad verdadera de la formación  $R_t$  respectivamente.

La herramienta cuenta con un sistema de electrodos que son introducidos a un pozo generando con ello una corriente eléctrica a través de una fuente (A), creando de esta manera esferas equipotenciales centradas en la fuente y que con el lodo de perforación actuando como conductor se puede distribuir la corriente entre los electrodos y las formaciones. Lo que medirán finalmente los electrodos será el voltaje o la corriente a una distancia dada de la fuente, la cual dependerá del espaciamiento entre fuentes y sumideros de corriente y de la resistividad de la formación entre los electrodos, lo que irá correspondiendo proporcionalmente a la resistividad de las formaciones, conforme la sonda se mueve en el pozo.

Los electrodos van montados en la sonda y podrán ser normales o enfocados, estos sólo se corren en agujero descubierto y con lodo conductivo.

El principio se basa en un electrodo A, por el cual es transmitida corriente alterna constante cerrándose el circuito en un electrodo B alejado de A y de otro electrodo M, el cual es un electrodo de medida que puede estar colocado a una distancia de 16" de A en el arreglo normal corta (SN), lo que se mide finalmente es la diferencia de potencial que ocurre entre M y un electrodo N muy alejado.

Entre las aplicaciones tiene:

- Correlacionar pozos,
- Delimitar estratos,
- Evaluaciones de capas delgadas.
- Medición de la resistividad somera no enfocada

Se tiene también el arreglo normal larga, con espaciamento entre el electrodo A y M de 64", para este arreglo el radio es de 10 ft (3 m), se usaba para la zona invadida, no es recomendable para capas delgadas.

- Comportamiento en capas resistivas de gran espesor. La curva será redondeada marcada por 2 puntos de inflexión que se acerca al valor verdadero de  $R_t$ , mientras mayor sea el espesor de la capa. Se dice que si el valor del espesor de la capa es 4 veces mayor al espaciamento, se puede obtener un buen valor de  $R_t$ .
- Comportamiento en capas muy resistivas de poco espesor, cuyas resistividades sean más grandes que sus capas adyacentes, pero su espesor sea muy pequeño, se tiene una disminución notable de la curva de resistividad, mostrando como si esta fuese una capa conductiva mientras mayor sea su resistividad, esto se presenta cuando la distancia entre A y M es mayor que el espesor de la capa, teniéndose un efecto inverso de la señal de la curva, obteniéndose una resistividad aparente mínima.

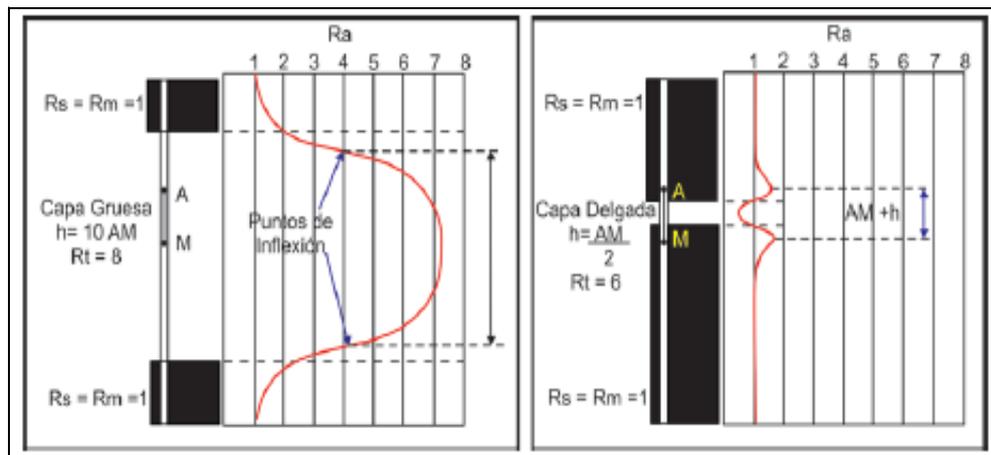


Figura 29. Arreglo de resistividad normal en capas de diferente espesor (modificado de Bassiouni, 1994).

- Comportamiento en capas poco resistivas o conductoras de gran espesor, la curva mostrará la resistividad verdadera de la formación mientras mayor sea el espesor de la capa, la curva será mayor a la verdadera, por lo tanto será la resta de distancia que exista entre los puntos de inflexión menos el espaciamento de AM (fig. 29).
- Comportamiento en capas poco resistivas o conductoras y de poco espesor. En capas cuyas resistividades sean menos a sus capas adyacentes y su espesor sea pequeño, el espesor registrado será mayor al espesor real,

siendo el espesor real igual a la distancia que exista entre las inflexiones de la curva menos el espaciamento (fig. 29).

#### Dispositivo de investigación profunda-arreglo lateral.

El dispositivo lateral básico consta de 2 electrodos A y B, por los cuales circula una corriente constante, de donde se mide la diferencia de potencial que existe entre 2 electrodos de medida M y N, que están cercanos entre ellos y el electrodo A, localizados en superficies equipotenciales, esféricos y concéntricos que se centran en A.

El arreglo lateral permite por tener una mayor determinación del valor de  $R_t$  de la formación, sólo se cumple en capas de 40 ft, la limitante es la curva asimétrica respecto al centro de la capa, se usan monogramas para corregir la medición por efecto del agujero, espesor de la capa y capas adyacentes.

#### Presentación del registro eléctrico.

El registro eléctrico convencional usado en la industria, está representado por 2 curvas normales con distintos espaciamentos en los electrodos (normal corta y normal larga), permite tener distintas profundidades de investigación, así como el uso de la curva lateral. Esto se lleva a cabo con el objetivo de poder evaluar las 3 zonas que comprenden la invasión de filtrado de lodo, así como identificar oportunamente los límites o capas que sean de gran espesor y el contenido de fluidos que estos puedan tener, o bien, aquellos límites o capas que sean muy delgadas, pero que tengan características de poder estar almacenando hidrocarburos, la escala en que se grafican es de 0 a 20 ohm.m.

#### Correcciones a los registros convencionales.

Las resistividades obtenidas de las capas sólo serán aparentes ( $R_a$ ).

$$R_a = f(R_m, d_h, R_{mc}, h_{mc}, R_{xo}, d_i, R_t, h, R_s) \quad \text{Ec. 19}$$

Por lo tanto, para poder obtener un buen valor de  $R_t$ , se deben hacer las correcciones necesarias, por efecto de diámetro del agujero ( $d_h$ ), diámetro de invasión ( $d_i$ ), resistividad del lodo y del enjarre ( $R_m$  y  $R_{mc}$ ), resistividad de la zona invadida ( $R_{xo}$ ), diámetro o espesor de la capa ( $h$ ), resistividad de las capas adyacentes ( $R_s$ ), así como también espesor del enjarre ( $h_{mc}$ ) (fig. 30).

Los registros convencionales de resistividad tienen aplicaciones tanto cualitativas, como cuantitativas, cuando se combinan con otras herramientas tales como el sónico, de porosidad y con la información de las curvas de potencial natural o rayos gamma, entre estas se tienen:

- Determinación de  $R_{xo}$  y  $R_t$  a partir de la información de  $R_a$  del registro.
- Determinación de zonas con hidrocarburos.
- Determinación de contactos agua-hidrocarburos.
- Correlación entre pozos.

## REGISTRO MICROLOG.

Estaba constituido de un patín de hule con 3 electrodos centrados en línea recta y con una separación de 1" uno de otro, lo que le permitía obtener 2 mediciones de resistividad someras a diferentes profundidades. La configuración permite obtener, una curva microinversa o microlateral de 1"x1" con un radio de investigación de 1.5" y una curva micronormal de 2", que son registradas simultáneamente, con los cuáles se puede determinar zonas permeables y sus respectivos espesores, así como también la  $R_{xo}$  de la zona lavada.

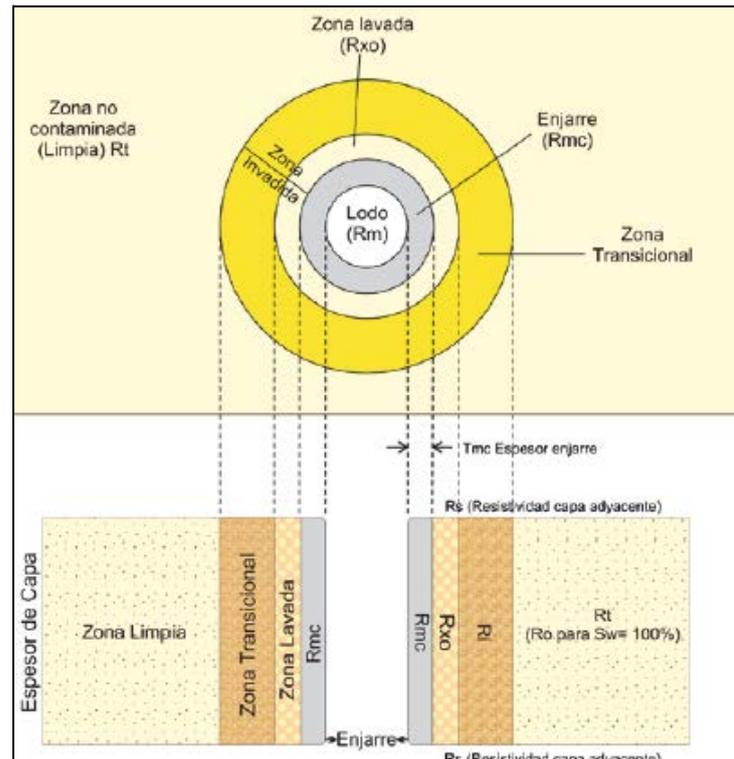


Figura 30. Corte perpendicular al pozo mostrando las zonas de invasión de la formación.  
(Tomado de Rico , 2012).

La forma de operación es pasar la corriente directamente de los electrodos a la formación, ya que este patín va pegado a la pared del pozo por un sistema mecánico e hidráulico, que es controlado desde la superficie. Se tiene un electrodo A, dos electrodos de medida y un electrodo B de referencia (partes metálicas del brazo del patín), que sirve para medir las caídas de voltaje totales.

Esta configuración sirve para obtener las curvas de microresistividad. Se obtienen la microlateral o microinversa, a 2.5 cm medidos del electrodo A y se le denomina resistividad  $R_{1X1}$ . Otra curva es lamiconormal a 5 cm medidos desde el electrodo A hacia la formación. La herramienta no sólo permite obtener las 2 curvas de microresistividad, sino que también es posible obtener una curva caliper del pozo. Esta curva va generalmente graficada del lado izquierdo en el primer carril de los registros, en la herramienta del microlog su obtención es posible, ya que para obtener las curvas de resistividad de la zona invadida el patín de hule de la sonda

debe ir pegado a la pared del agujero por medio de brazos y resortes en la sonda. Esto permite que a medida que se vayan graficando las respuestas resistivas de un volumen muy pequeño de enjarre y de la zona lavada, a la vez se puede tener una curva de el diámetro del agujero, que puede ir variando desde 4.5" hasta 16".

La separación que existe entre las curvas micronormal y microlateral o microinversa, que van en el segundo carril, es lo que permitirá poder identificar con facilidad intervalos permeables en donde se presenta la formación de un enjarre, ya que dicho intervalo representa el sitio en donde los sólidos de lodo son adheridos y/o acomodados en la pared del pozo formando este enjarre. Por lo general el enjarre tiene una resistividad mayor que la resistividad de la zona invadida.

En formaciones permeables el enjarre suele afectar más la calidad de respuesta de la curva, específicamente más a la microlateral por tener una profundidad de investigación menor a diferencia de la micronormal, que casi no se afecta por este efecto; reflejándose esta respuesta en las curvas al dar valores de resistividades mayores, produciéndose con ello una separación "positiva" de las curvas. Mientras que en formaciones impermeables, ambas curvas suelen presentar valores de resistividades muy similares o bien pueden mostrar una separación negativa de las curvas, lo que por razones físicas indica que la resistividad del lodo suele ser mayor que en las formaciones permeables. Mientras que con enjarres de resistividades bajas, ambas curvas den valores de resistividades de entre 2 a 10 veces la resistividad del lodo ( $R_m$ ).

#### Correcciones al microlog.

El efecto del enjarre es la única corrección que se realiza, ya que el enjarre es lo único que afecta la respuesta de las lecturas del microlog, principalmente para la curva microlateral por su poca profundidad de investigación. Su efecto afectará en mayor o menor medida las lecturas, dependiendo básicamente de la resistividad del enjarre ( $R_{mc}$ ), de su espesor en formaciones permeables ( $h_{mc}$ ), además de que los enjarres pueden ser anisotrópicos.

Para tener un buen valor de  $R_{xo}$ , se usan las correcciones de acuerdo a la compañía de servicio que tomó el registro (ejem. carta  $R_{xo-1}$  para Schlumberger), se usa para obtener  $R_{xo}$  a partir de  $R_{mf}$ , el espesor de enjarre se obtiene del registro caliper, restandolo del diámetro de la barrena (B.S.).

Este registro tiene ciertas limitantes.

- $h_{mc}$  no puede ser superior a las 0.5 pg de espesor.
- La profundidad de invasión debe ser superior a las 4 pg si no los valores afectan las lecturas del microlog.
- La relación que existe entre  $R_{xo}/R_{mc}$  debe ser menor de 15 (no aplica en casos donde la porosidad sea mayor a 15 %).

#### Aplicaciones del microlog.

- Identificación de intervalos permeables debido a la formación de un enjarre en las formaciones.

- Cuando no existe presencia de enjarre el registro puede proporcionar información útil sobre la litología del pozo (en combinación con otros registros).
- En intervalos permeables ya sean de arenas con agua salada o arenas con presencia de hidrocarburos, la respuesta de las curvas microlateral y micronormal, mostraran separaciones positivas. La única diferencia serán los valores de resistividades más altos en las arenas con hidrocarburos.
- Obtención de  $R_{xo}$  utilizando gráficas.
- En capas delgadas dado que no es enfocado, en muchas ocasiones no las detectan.
- En formaciones compactas donde no se tiene la formación de un enjarre, así como tampoco existen fluidos en la roca, los valores de las resistividades mostradas por las curvas micronormal y microlateral casi siempre se salen de la escala por ser demasiado altas y la separación entre las curvas será nula.

Otros microregistros de resistividad enfocados, mas nuevos, son: microlaterolog (MLL), microproximidad (PL) y microesférico enfocado (MSFL).

### **REGISTROS ENFOCADOS.**

Este tipo de registros eléctricos basa su principio de funcionamiento en enfocar la corriente eléctrica dentro de las formaciones, para hacer la medición por medio de varios electrodos, fue diseñado a finales de los 50's por la necesidad que existía al tomar los registros eléctricos, de poder minimizar y/o evitar en lo posible los efectos que alteraban la respuesta de las herramientas de resistividad convencionales (ES), especialmente en aquellos casos donde se tienen lodos muy conductores y/o capas muy delgadas, la corriente no penetraba a la formación con los arreglos no enfocados.

El nombre comercial de estas herramientas son laterolog, hay varias herramientas, la diferencia es la profundidad de investigación con la que operan. Entre ellas se tienen en orden decreciente de acuerdo a su profundidad de investigación las herramientas laterolog 7 (LL7), laterolog (LL3), laterolog 8 (LL8). Las 2 primeras tienen mayor profundidad de investigación que les permite obtener perfiles más detallados de las resistividades verdaderas de las formaciones ( $R_t$ ), mientras que la LL8 es de investigación media y es la que se toma generalmente en combinación con los registros de inducción. Otras herramientas enfocadas son: esférico enfocado (SFL) de profundidad de investigación media, el doble laterolog con 2 curvas de medida: laterolog profundo (LLD) y laterolog medio (LLS). También las herramientas de inducción para lodos no conductores, tienen arreglos enfocados.

#### **Principio de medicion.**

A excepción del esférico enfocado (SFL), se basan en forzar la corriente del electrodo central de manera radial como si se tratase de una lámina delgada que penetra la formación a través de electrodos de guarda, que permiten enfocar la corriente. Los electrodos de guarda o enfoque, son dispositivos clave de este tipo de herramienta, ya que obligan a la corriente emitida por medio del electrodo central  $A_o$  a fluir de manera perpendicular a la formación y se realiza de esta

manera, logrando minimizar el efecto del agujero y de las capas adyacentes a la zona de interés, siempre y cuando la invasión del filtrado de lodo no sea profunda. Para correlaciones litológicas se corre con un SP o GR.

### Aplicación.

Su principal aplicación es medir la resistividad de rocas muy resistivas, permitiendo distinguir entre aquellas que tienen hidrocarburos o agua, en intervalos que tengan hidrocarburo será posible obtener Rt.

### **DISPOSITIVOS DE INVESTIGACIÓN MEDIA.**

Son sondas con un radio de investigación entre las laterolog profundas y las microenfocadas, es decir, investigan la zona transicional de la invasión por filtrado de lodo en las capas permeables.

#### Laterolog 8 (LL8).

Se constituye de 7 electrodos que van montados en la sonda, su principio de medición es muy similar al laterolog 7 (LL7). La diferencia entre ellos es el espaciamiento que existe entre el acomodo de los electrodos con los que opera esta sonda, los cuáles se encuentran menos separados que la LL7, lo que le permite tener una resolución vertical de 0.35 m (14”), pudiendo así identificar mejor las capas. Sin embargo, esta herramienta está más influenciada por los efectos del filtrado de lodo dentro de la formación, por lo que es posible obtener valores de Ri aceptables haciendo correcciones.

#### Herramienta de enfoque esférico (SFL).

Es igual a la LL8 de investigación media, pero es más enfocada que la LL8, más eficaz que las herramientas eléctricas convencionales (normal), ya que minimiza o elimina los efectos del agujero que afectan al LL8. Se usa combinado con el SP o GR, registros sínicos o de inducción, lo que permite obtener buenos valores de Rxo con una buena resolución vertical de las capas.

La herramienta SFL utiliza un método de enfoque distinto, ya que produce caídas de potencial en el agujero, tales como si se tuvieran las condiciones y resistividades de formaciones homogéneas, permitiendo con ello corregir las distorsiones que ocurrirían con la normal corta cuando el medio no es homogéneo. Esto permite que las superficies equipotenciales que se desarrollan no sean completamente esféricas, sin embargo, le permite tener una buena profundidad de investigación somera en donde la intensidad de la corriente de intensidad lo es inversamente proporcional a la resistividad de la formación entre 2 superficies equipotenciales.

#### Presentación de los registros LL8 y SFL.

El LL8 se toma en combinación con un registro doble inducción siendo denominado el registro como un DIL-LL8 (doble inducción laterolog) permitiendo de esta manera obtener 3 mediciones de resistividad enfocadas a la vez de distintas profundidades, logrando una mejor respuesta en capas que sean muy delgadas y

una disminución del efecto del agujero sobre la respuesta de la sonda. Se diseñó de esta manera para poder tener valores de  $R_t$  más exactos y poder ser tomados en lodos conductores o bien en lodos base agua. Una característica importante de este tipo de registro es la escala logarítmica de 3 ciclos en un rango de 1 a 1000 ohm.m, pudiendo leer resistividades más bajas.

El SFL es muy utilizado junto con mediciones de resistividad en conjunto con el arreglo doble inducción (DIL) en el servicio ISF, siendo estas mediciones las más someras que se registran, se puede combinar con: caliper, sónico y SP o GR. Con la finalidad de obtener mediciones e interpretaciones más precisas de Rxo.

### **DISPOSITIVOS DE INVESTIGACIÓN PROFUNDA.**

#### **Laterolog 3 (LL3).**

A diferencia del LL7, el LL3 consta de un cilindro de gran longitud el cual se encuentra dividido en 3 electrodos céntricos y aislados en la sonda. El electrodo central de corriente  $A_0$  usualmente es de 1ft de longitud y se le conoce como el electrodo de medida, mientras que los electrodos superior e inferior son los electrodos de guarda (enfoque) que tienen una longitud de 5 ft. Esta sonda fue la primera versión que existió del Laterolog y es menos eficaz que el Laterolog 7, además de que la diferencia principal entre ellos radica en el gran tamaño de los electrodos en la Laterolog 3.

Su principio de funcionalidad es similar al LL7, de esta manera lo que se tendrá será una lámina de corriente  $I_0$  que es confinada en la formación, y que es controlada enfocando la corriente que emite  $A_0$ . Usualmente este confinamiento es de un espesor menor (12") que el Laterolog.

#### **Laterolog 7 (LL7)**

Consta de 7 electrodos, 1 central y 3 pares, su funcionamiento se basa en emitir desde el electrodo central de medida  $A_0$ , una corriente  $I_0$  de intensidad constante y los electrodos A1 y A2 que son electrodos guarda, envían corrientes de la misma polaridad con la que salen de  $A_0$ , pero de una magnitud ajustable. La intensidad de las corrientes se autoajustan automáticamente de tal manera que los electrodos  $M_1$ ,  $M_2$ ,  $M'_1$  y  $M'_2$  estarán a un mismo potencial.

Si se realiza la medición de la caída de voltaje que ocurre entre uno de los electrodos de monitoreo y su electrodo simétrico, para una corriente  $I_0$  constante, será posible observar como es que el potencial irá variando directamente con las resistividades de las formaciones que va midiendo la sonda. Con ello se logra que las corrientes no fluyan ni hacia arriba, ni hacia abajo, como si se aislara el pozo al nivel de los electrodos de medida, forzando así a que la corriente que sale de  $A_0$  fluye de forma horizontal dentro de la formación. De esta manera se logra eliminar los problemas que afectaban a las herramientas convencionales en casos de resistividades mayores al lodo de perforación.

Con ello el voltaje medido en cualquiera de los electrodos de medida de la sonda, será proporcional a la caída de potencial producido en la lámina de corriente, siendo proporcional a la resistividad verdadera de la formación.

### **DOBLE LATEROLOG (DLL).**

Esta herramienta surge en los años 50's, ya que existía la necesidad de tener valores confiables de la zona virgen ( $R_t$ ) y medir 3 profundidades de investigación en una sola corrida, debido a que las lecturas de resistividad aisladas de los laterologs y la herramienta esférica enfocada (SFL) no eliminaban por completo los efectos del pozo, además de que en la DLL se empezaron a emplear rangos de resistividades más amplios (de 0.1 a 40,000 ohm.m)

Con esta herramienta lo que se busca es poder obtener mediciones simultáneas de las resistividades de las formaciones ( $R_{xo}$ ,  $R_i$  y  $R_t$ ) a 3 diferentes profundidades de investigación, obteniendo así mediciones someras (MSFL), media (LLS) y profunda (LLD), teniendo como objetivo principal obtener  $R_t$  y  $R_{xo}$  en función de estos 3 datos. Su uso se centra en formaciones de altas resistividades como son los casos de las rocas carbonatadas en donde el rango de medición de los registros de inducción no son lo suficientemente precisos.

#### Principio de medición del DLL.

Es muy similar al utilizado por los Laterolog enfocando la corriente dentro de la formación, sin embargo la diferencia principal de esta herramienta radica en que se desarrolló un arreglo electrónico, en el cual lo que se mantiene variante es el voltaje y la corriente medida ( $V_o$ ,  $I_o$ ) pero el producto de ambos se mantiene constante, es decir es de potencia constante, logrando así obtener mediciones satisfactorias a altas y bajas resistividades.

La obtención de las curvas LLD y LLS es muy semejante al funcionamiento de la herramienta Laterolog 7, ya que utiliza dos conjuntos de electrodos de guarda  $A_1$  y  $A_2$ , que producen un mayor enfocamiento y por lo tanto un radio de investigación mayor, logrando de este modo que los haces de corriente tengan un espesor similar, aunque el sistema de enfoque sea diferente. Ambos registros tanto el LLD como LLS tienen una resolución vertical de 0.60 m (24"). A pesar de esto, para lograr que la LLS sea más somera para medir los valores de resistividades de la zona transicional, se obliga a la corriente de enfoque a regresar por los electrodos más cercanos, ya que la corriente diverge más y reduce su penetración dentro de la formación, en lugar de que sea por electrodos remotos como es el caso de la LLD (de  $A_1$  ó  $A'_1$  a la superficie con lo que logra una penetración de 6 ft), donde se obtienen los valores de la zona virgen o no invadida ( $R_t$ ). Ambas mediciones dependen sin embargo del diámetro de pozo y de los valores relativos de la resistividad del filtrado del lodo ( $R_{mf}$ ) y de la resistividad del agua de formación.

El equipo Doble Laterolog es de gran utilidad cuando hay que registrar formaciones cuyas resistividades sean contrastantes, además de tener una excelente resolución vertical, pudiendo incluso detectar capas de tan sólo 30 cm (1 ft). Su gran limitante es su nula aplicación en pozos que sean perforados con lodos base aceite o aireados.

### Presentación del registro DLL-RXO.

La respuesta de las resistividades obtenidas con el LLD, LLS y MSFL generalmente van graficados en los carriles 2 y 3 empleando escalas logarítmicas de 4 ciclos, cuando son insuficientes es posible por medio de otro galvanómetro aumentar la escala hasta 40,000 ohm.m, permitiendo de esta manera lecturas más precisas cuando se tienen valores de bajas y altas resistividades, lo que es una gran ventaja al poder ver cambios notables de resistividad (Ricco Macedo, 2012).

### **5.3. REGISTROS DE POROSIDAD.**

Determinar la porosidad es esencial en la mayoría de los yacimientos, con hidratos de gas cambian significativamente los patrones de porosidad. Las estructuras masivas, nodulares y diseminadas con hidratos de gas tienen diferentes distribuciones en los poros entre los sedimentos, y además tienen efectos en la porosidad medida, que se deben considerar al determinar la porosidad real con diferentes registros geofísicos de pozo y poder hacer mejores estimaciones de porosidad *in situ*.

Los registros sísmico, densidad y neutrón son los indicados para obtener la porosidad total, pero su respuesta se ve afectada por los fluidos y la matriz de la formación. Si los efectos de la matriz y de los fluidos se conocen o se pueden determinar, la respuesta de la herramienta puede relacionarse con la porosidad. Por lo tanto, estos instrumentos se clasifican como registros de porosidad.

Su profundidad de investigación es de sólo unas cuantas pulgadas y por lo tanto esta generalmente dentro de la zona invadida por filtrado de lodo.

Otros registros geofísicos, como la microresistividad, la resonancia magnética nuclear o la propagación electromagnética, algunas veces se usan para determinar la porosidad.

#### **5.3.1. REGISTROS SÓNICOS.**

Una herramienta sísmica consiste en un transmisor que emite pulsos sísmicos y un receptor que capta y registra impulsos, el registro sísmico es simplemente un registro en función del tiempo  $t$ , en el cual hay una onda sonora medida en un pie de formación. El cual se conoce como el tiempo de tránsito  $\Delta t$ , que es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y de su porosidad.

Al conocer la litología, el registro sísmico es útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sísmico integrados son útiles al interpretar secciones sísmicas. El registro sísmico puede correrse simultáneamente con otros registros.

### Principio de medición.

La propagación del sonido en un pozo es un fenómeno complejo, que está regido por las propiedades mecánicas de las rocas. Estos incluyen la formación, la columna de fluido del pozo y la misma herramienta de registro.

El sonido emitido del transmisor se refleja y se refracta contra las paredes del agujero, generándose ondas de compresión (p) y de cizallamiento (s) dentro de la formación, ondas de superficie de largo de la pared del agujero (Stoneley) y ondas directas dentro de la columna de fluido.

En el caso de registros de pozo, la pared y rugosidad del agujero pueden representar discontinuidades acústicas significativas. Por lo tanto los fenómenos de refracción, reflexión y conversión de ondas, dan lugar a la presencia de muchas ondas acústicas en el agujero cuando se está corriendo un registro sónico. Teniendo en cuenta estas consideraciones no es sorprendente que varios arribos de energía acústica sean captadas por los receptores de una herramienta de registro sónico. Los tipos de ondas más comunes se muestran en las formas de onda acústica en la figura 31. Estas formas de onda se registraron con un arreglo de ocho receptores localizados de 8 ft a 11½ ft del transmisor. Se marcan los diferentes trenes de ondas.

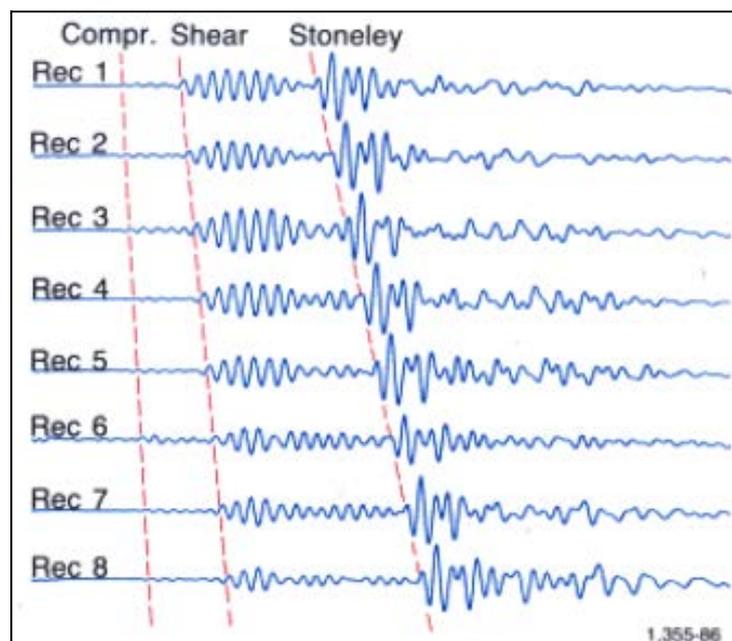


Figura 31. Formas de ondas de la herramienta Arreglo Sónico de ocho receptores (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G. Schlumberger).

Aunque los paquetes de ondas no están totalmente separados en el tiempo, pueden observarse los distintos cambios que corresponden al inicio de arribos de compresión, cizallamiento y de la onda Stoneley.

El primer arribo u onda compresional es la que ha viajado desde el transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, se refracta en la pared del pozo,

viaja dentro de la formación a la velocidad de onda compresional de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

La onda de cizallamiento es la que viaja del transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, viaja dentro de la formación a la velocidad de onda de cizallamiento de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido, es decir es una onda convertida PSP.

La onda de lodo (no muy evidente en estos trenes de ondas) es la que viaja directamente del transmisor al receptor por la columna de lodo, a la velocidad de la onda de compresión del lodo.

La onda Stoneley es de gran amplitud y viaja del transmisor al receptor con una velocidad menor a la de las ondas de compresión en el fluido del agujero. La velocidad de la onda Stoneley depende de la frecuencia del pulso de sonido, del diámetro del agujero, de la velocidad del cizallamiento de la formación, de las densidades de la formación y del fluido, y de la velocidad de la onda de compresión en el fluido.

#### Equipo.

Actualmente hay 3 herramientas sónicas en uso: el BHC o registro sínico compensado, el LSS o registro sínico de espaciamiento largo y la herramienta arreglo sínico (*Array-sonic*). Aunque toda la forma de onda puede ahora registrarse con cualquiera de estas herramientas, sólo la *Array-sonic* ha sido diseñada para proporcionar un registro completo de la forma de onda como una característica estándar.

Casi todos los registros BHC anteriores proporcionan sólo una medición del tiempo de tránsito compresional de la formación ( $\Delta t$ ), lograda durante la primera detección de movimiento en el receptor. En otras palabras, el detector se activa a la primera llegada de energía compresional.

Como se muestra en la figura 32, el sistema BHC utiliza un transmisor superior, otro inferior y dos pares de receptores sónicos. Esta sonda reduce substancialmente los efectos ruidosos de cambio en tamaño del agujero y errores por inclinación de la sonda. Cuando uno de los transmisores envía un pulso, se mide el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo en los dos receptores correspondientes.

La velocidad del sonido en la sonda sínica y en el lodo de perforación es menor que en las formaciones. De acuerdo con esto, las primeras llegadas de energía sonora a los receptores corresponden a trayectorias de viaje del sonido en la formación cercana a la pared del agujero.

Los transmisores de la herramienta BHC envían pulsos alternativamente y los valores de tiempo (t) de los primeros arribos de las ondas se leen en pares alternados de receptores. Una computadora en la superficie promedia automáticamente los valores de "t" de los dos conjuntos de receptores, para

compensar los efectos de agujero. La computadora también integra las lecturas de tiempo de tránsito para obtener tiempos de viaje totales (fig. 33).

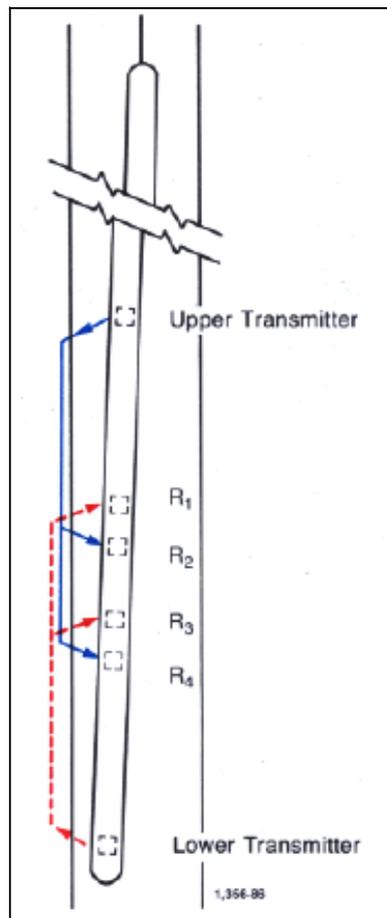


Figura 32. Esquema de la sonda BHC que muestra la trayectoria de los rayos para los dos conjuntos de transmisores-receptores, (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G. Schlumberger)..

Algunas veces, la primera llegada aunque sea lo suficientemente fuerte para activar al receptor más cercano al transmisor, puede ser muy débil para activar al receptor más lejano cuando lo alcanza. En lugar de esto, una llegada posterior diferente en el tren de ondas sónicas puede activar al receptor y entonces, el tiempo de viaje medido en este ciclo de pulsos será muy prolongado. Cuando esto ocurre, la curva sónica muestra una excursión muy grande y abrupta hacia un valor de  $\Delta t$  más alto, esto se conoce como salto de ciclo. Este salto tiende más a ocurrir cuando la señal está fuertemente atenuada por formaciones no consolidadas, fracturas en la formación, saturación de gas, lodos con aire o secciones alargadas o rugosas en el agujero.

En los primeros estudios sobre la velocidad de registro, la roca que rodeaba el pozo se consideraba como un medio homogéneo e infinito para la propagación de ondas sonoras. En la actualidad es aparente que en algunas arcillas existe un gradiente lateral de velocidad. Las ondas sonoras viajan a menores velocidades cerca del agujero, y a una mayor distancia del mismo se propagan a la velocidad real del sonido en la arcilla. Pueden existir variaciones similares en el perfil de velocidad

radial en algunas rocas sin consolidar y en el subsuelo permanentemente congelado (*permafrost* y fondo marino).

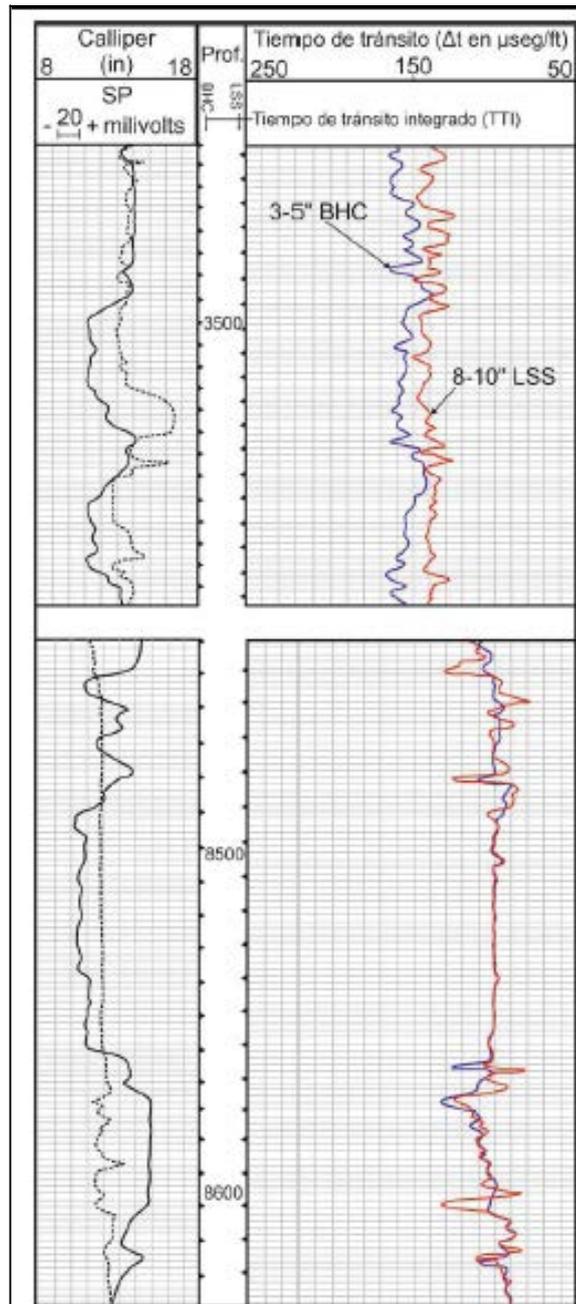


Figura 33. Presentación del registro sónico, (Modificado de Bassiouni, 1994).

En agujeros de gran diámetro es posible tener una llegada de una onda de lodo en el receptor cercano antes que la señal de la formación. Este problema prevalece particularmente a menores profundidades, donde los registros sónicos con frecuencia se corren con propósitos sísmicos. En estos casos se requiere de una herramienta sónica de espaciamento largo, que proporcione la medición correcta de la velocidad en la zona inalterada. Cuando los receptores están a una distancia suficientemente grande del transmisor, la primera llegada no es el rayo refractado

que viaja dentro de la pared del agujero sino una onda que penetra más allá del agujero en la zona inalterada más rápida.

Actualmente se dispone de herramientas sónicas de espaciamiento largo (LSS) que tienen espaciamientos entre el transmisor y el receptor de 8 y 10 ft ó de 10 y 12 ft. Miden el tiempo de tránsito de la formación a mucho más profundidad que la herramienta sónica BHC común. Esta herramienta proporciona una medición libre de efectos por alteración de la formación, daño por invasión de fluidos (en el proceso de la perforación) y por ensanchamiento del agujero. Por lo regular lo que se persigue son mediciones precisas cuando se hacen mediciones con propósitos sísmicos.

Si se usa el sistema estándar BHC con la sonda LSS para compensar los efectos del agujero, haría la herramienta demasiado larga; hay una solución alternativa que se llama “profundidad derivada” para compensación de los efectos del agujero. La sonda LSS cuenta con 2 transmisores y dos receptores dispuestos como se muestra en la figura 34, las lecturas se toman en 2 diferentes posiciones de profundidad de la sonda, una vez que los dos receptores alcanzan la profundidad del punto de medición y otra cuando los dos transmisores lo hacen.

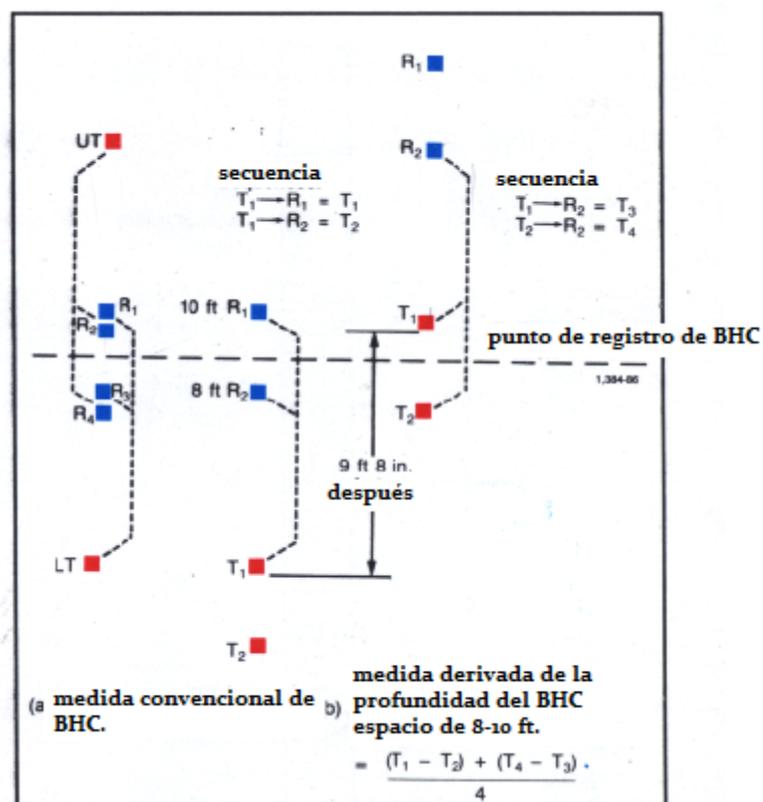


Figura 34. Compensación derivada en profundidad para una herramienta sónica de espaciamiento largo, (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G. Schlumberger).

$$1ra\ lectura\ t_1 = T_1 R_1 - T_1 R_2 \quad Ec. 20$$

$$2da\ lectura\ t_2 = T_2 R_2 - T_1 R_2 \quad Ec. 21$$

La primera lectura  $t_1$  se memoriza hasta que la sonda alcanza la posición para efectuar la segunda lectura  $t_2$ , entonces se promedian las dos para obtener la medición compensada.

$$\Delta T = 1ra \text{ lect. } t_1 \text{ memorizada} + 2da. \text{ Lectura } t_2 / (2 * \text{espaciamiento}) \quad \text{Ec. 22}$$

Donde el espaciamiento es la distancia (2 ft) entre un par de receptores.

Suponiendo que las dos posiciones de profundidad de la sonda se conocen con precisión y que la inclinación de la sonda es similar para las dos posiciones, el sistema de profundidad derivada y compensado por efectos de agujero es equivalente al sistema BHC estándar. El uso del transmisor y el receptor superiores proporciona una medición sónica  $\Delta t$  de 8-10 ft y el de los inferiores de 10-12 ft.

El servicio *Array-Sonic* proporciona todas las mediciones de los registros BHC y LSS, además contiene dos transmisores piezoeléctricos de banda ancha (5 a 18 kHz) separados por un espacio de 2 ft. Dos receptores piezoeléctricos se localizan a 3 y 5 ft del transmisor superior. Estos receptores tienen una doble función. En agujero abierto, se utilizan en conjunto con los dos transmisores para hacer registros en función de tiempo compensados por los efectos del agujero, ya sea estándares de espaciamiento corto de 3 y 5 ft o de “profundidad derivada” de 5 y 7 ft. En pozos entubados su función es tomar registros de cementación estándar de 3 ft (CBL) y registros de Densidad Variable (VDL) de 5 ft.

Esta herramienta también contiene un arreglo de 8 receptores piezoeléctricos de banda ancha. Los receptores están separados por 6 pg y el más cercano al transmisor superior está a 8 ft. Dos de estos receptores, el 1 y el 5, con una separación de 2 ft, pueden emplearse para hacer registros estándar de espaciamiento largo de 8–10 ft y de 10-12 ft, y registros en función del tiempo de “profundidad derivada” compensados por efectos de agujero. También existe un equipo de medición que consiste en un par de transmisores-receptores con muy poca separación, para hacer registros en tiempo del lodo (velocidad del lodo). El fluido del agujero se extrae a través de esta sección de medición al moverse la herramienta durante el registro.

Las ocho salidas de los receptores y las dos de la sonda sónica se multiplexan con la salida del receptor de lodo y se transmiten a la superficie en forma analógica o digital. En la figura 31 se presenta un conjunto de formas de onda a partir del arreglo de ocho receptores.

Las ondas se procesan a boca de pozo con los instrumentos de superficie o en el centro de cómputo utilizando las formas de ondas completas.

Más que registrar sólo el componente de onda compresional, la técnica de procesamiento de la forma de onda se utiliza para encontrar y analizar todas las ondas que se propagan en la forma de onda compuesta. Esta técnica de coherencia de tiempo de retraso (*slowness time coherence* STC) utiliza un algoritmo de semejanza similar al que se emplea en el procesamiento sísmico, para detectar las

llegadas que son coherentes a través del arreglo de ondas de los receptores y para estimar su tiempo de tránsito.

Al aplicar este algoritmo de semejanza a las formas de onda de la figura 31 se obtiene el mapa de coherencia que se muestra en la figura 35. Las regiones de amplia coherencia corresponden a las llegadas de compresión, de cizallamiento y de Stoneley.

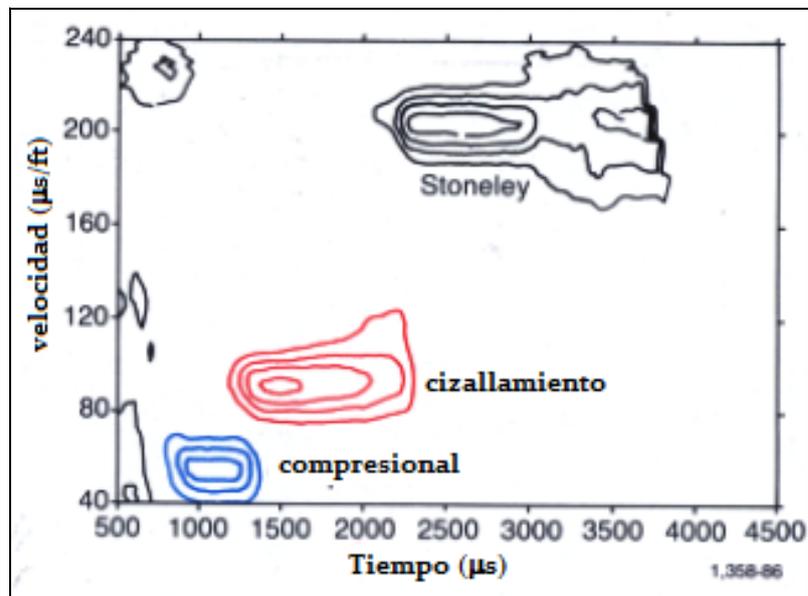


Figura 35. Diagrama de contornos de la función de coherencia, (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G. Schlumberger).

Las crestas de cada región definen el tiempo de retraso de esa onda. Este proceso se repite para cada conjunto de formas de onda que obtuvo la herramienta al moverse hacia arriba en el agujero a cada profundidad y se utiliza para producir un registro. La figura 36 muestra un registro típico determinado de esta manera. Se presentan el tiempo de tránsito de compresión  $\Delta t_c$ , el tiempo de tránsito del cizallamiento  $\Delta t_s$  y el tiempo de tránsito de Stoneley  $\Delta t_{St}$ . En una formación lenta la herramienta obtiene mediciones del tiempo real de las velocidades de las ondas de compresión, de Stoneley y de lodo. Entonces de estas velocidades se derivan los valores de la onda de cizallamiento.

Debido al número de receptores, al registro completo del tren de ondas y a la transmisión digital, la herramienta *Array-Sonic* puede proporcionar una gran cantidad de información acústica. Entre estos datos están:

- $\Delta T_c$  de 3 a 5 ft (tiempo de tránsito de compresión del primer arribo),
- $\Delta T_c$  de 5 a 7 ft,
- $\Delta T_c$  de 8 a 10 ft,
- $\Delta T_c$  de 10 a 12 ft,
- $\Delta T_c$  (tiempo de tránsito de compresión derivado del tren de ondas),
- $\Delta T_s$  (tiempo de tránsito de cizallamiento derivado del tren de ondas),
- $\Delta T_{St}$  (tiempo de tránsito de Stoneley derivado del tren de ondas),

$\Delta T_c$  de 6 in (tiempo de tránsito de compresión de primer arribo),  
 $\Delta T_m$  Tiempo de tránsito de lodo,  
 $E_1, E_2$  Registro de amplitud,  
 Análisis de energía,  
 $\Delta T_c, \Delta t$  y  $\Delta t_{St}$  a través del revestimiento, y  
 Datos de CBL/VDL a través del revestimiento.

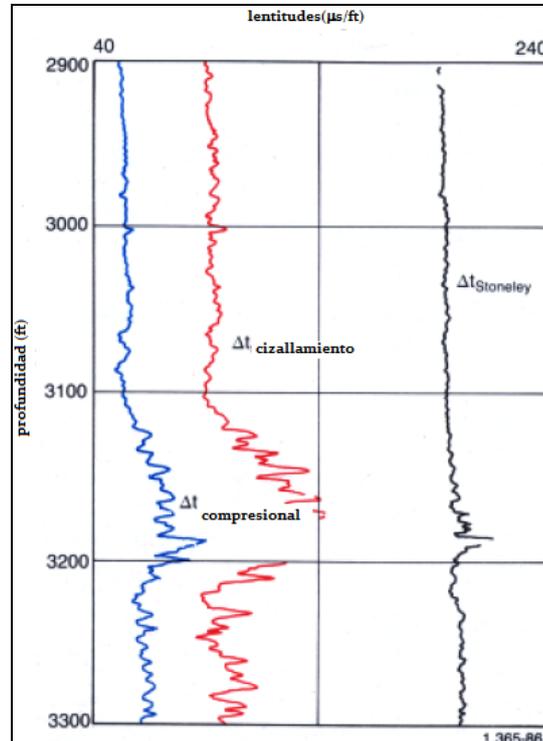


Figura 36. Registro de las lentitudes de las ondas en pozo, (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G. Schlumberger)..

### Presentacion del registro.

Las velocidades sónicas en litologías de formaciones comunes varían entre de 6,000 a 23,000 ft/s. Para evitar fracciones decimales pequeñas se registra el inverso de la velocidad  $\Delta t$  en microsegundos por pie ( $\mu s/ft$ ) en un intervalo (ver tabla 9). El tiempo de tránsito integrado se da por una serie de marcas que por lo general se registran en el extremo izquierdo carril 2. Cada pequeño pico indica un aumento de 1 ms del tiempo total del viaje, cada 10 ms se registra un pico grande. El tiempo de viaje entre dos profundidades se obtiene simplemente contando los picos. El tiempo de viaje integrado es útil para la conversión a profundidad de las secciones sísmicas.

Tabla 9. Tiempos de viaje de la matriz de rocas sedimentarias.

	$V_{ma}$ (ft/s)	$\Delta t_{ma}$ ( $\mu$ s/ft)	$\Delta t_{ma}$ ( $\mu$ s/ft) (usado comúnmente)
<b>Areniscas</b>	18 000-19 500	56.0-51.3	56
<b>Calizas</b>	23 000	47.6-43.5	49
<b>Dolomitas</b>	23 000	43.5-38.5	44
<b>Anhidritas</b>	20 000	50.0	50
<b>Sal</b>	15 000	67.0	67
<b>Tubería (hierro)</b>	17 500	57.0	57

(Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G, Schlumberger).

### 5.3.2. REGISTROS DE DENSIDAD.

Los registros de densidad responden a la densidad electrónica de las rocas, la cual es relativamente cercana a la relación de la densidad volumétrica de la formación. Usando la densidad de granos del mineral medido en un núcleo de roca o una suposición razonable de la densidad de la matriz característica de la formación, la porosidad de la formación puede ser calculada a partir de la curva de densidad medida. La densidad del hidrato de gas metano es 0.91 g/cm<sup>3</sup>.

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad. Otros usos incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

#### Principio de medición.

Una fuente radiactiva que se aplica a la pared del agujero mediante un patín, emite a la formación rayos gamma de mediana energía (662 KeV). Se puede considerar a estos rayos gamma como energía de alta velocidad que choca con los electrones en la formación. Con cada choque, los rayos gamma pierden algo de su energía, aunque no toda, la ceden a los átomos y continúan con energía disminuida. Esta clase de interacción se conoce como efecto Compton. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector, que está a una distancia fija de la fuente, se cuentan para determinar la densidad de la formación.

El número de colisiones por efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones de la formación. En consecuencia, la respuesta de la herramienta de densidad está determinada esencialmente por la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de las rocas. La densidad de los electrones está relacionada con la densidad volumétrica real  $\rho_b$ , que a su vez depende de la densidad del material de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros.

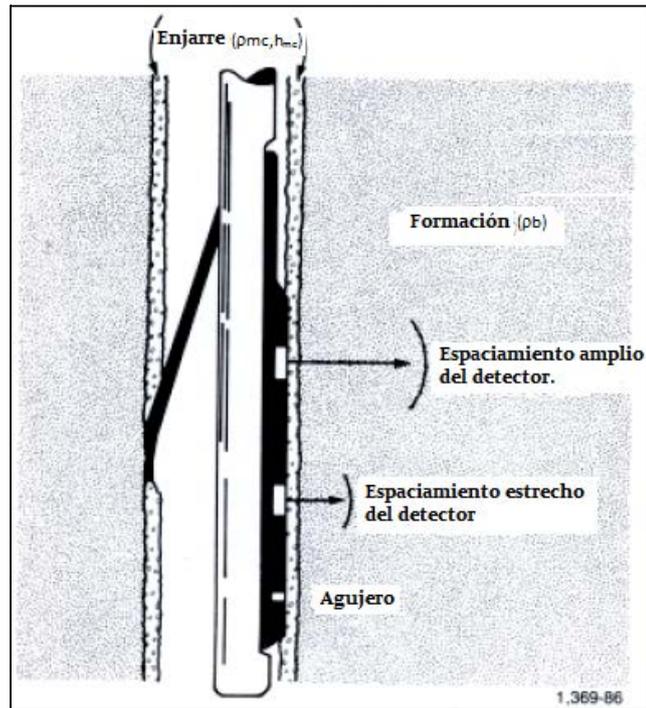


Figura 37. Esquema del registro de Densidad de Formación Compensada (FDC) (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G, Schlumberger).

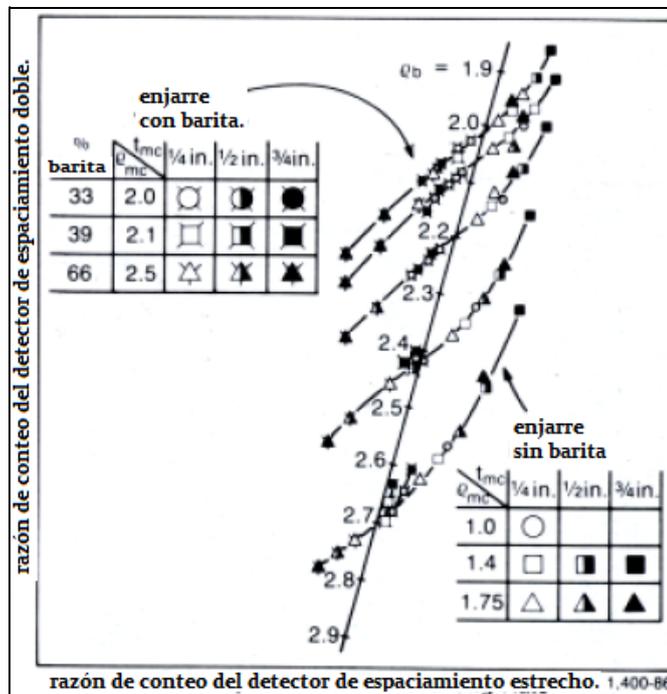


Figura 38. Gráfica de "columna y costillas" para corrección por enjarre del FDC, (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G, Schlumberger).

### Equipo.

El patín con la fuente y el detector(es) de rayos gamma se aplica contra la pared del agujero por medio de un brazo que excentra la herramienta. La fuerza ejercida por el brazo y el diseño en forma de arado del patín, le permiten cortar a través de enjarres suaves. Cualquier enjarre o lodo que quede entre la herramienta y la formación es medido como parte de esta última y debe tomarse en cuenta. Se requiere una corrección cuando el contacto entre el cartucho y la formación no es perfecto (cuando hay enjarre o irregularidades en la pared del agujero). En condiciones desfavorables esta corrección puede ser bastante grande (fig. 37).

Si sólo se utiliza un detector, no es fácil determinar la corrección ya que depende del espesor, del peso e incluso de la composición del enjarre o del lodo interpuesto entre el cartucho y las formaciones. Como se muestra en la figura 37, en el FDC o registro de densidad de formación compensada, se utilizan dos detectores con diferentes espaciamientos y profundidades de investigación. La gráfica llamada de “columna y costillas” de la figura 38, permite determinar la corrección automática por enjarre a partir de los conteos de los detectores. Los puntos para un valor dado de  $\rho_b$  y para distintas condiciones del enjarre, caen muy cerca de una curva promedio.

Utilizando esas curvas promedio es posible colocar en el diagrama los dos valores de conteos y determinar el valor de corrección  $\Delta\rho_b$  sin ninguna medición explícita de la densidad o del espesor del enjarre.

La corrección se hace automáticamente y la curva corregida  $\rho_b$  y  $\Delta\rho_b$  (la corrección hecha) se grafican directamente en el registro (fig. 39).

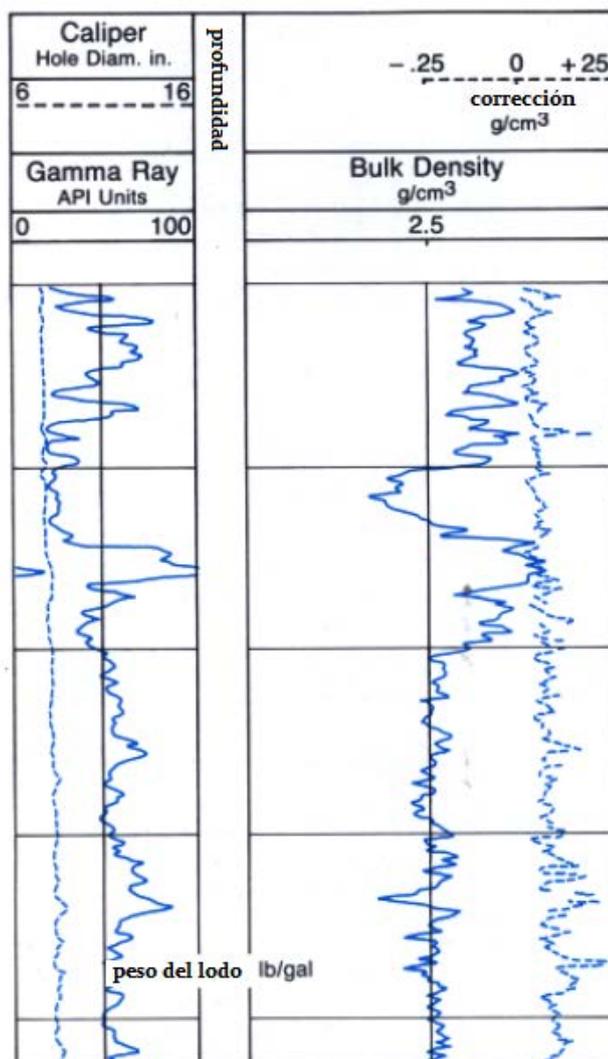


Figura 39. Presentación del registro FDC, (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G. Schlumberger).

La distancia entre el frente del cartucho y la extremidad del brazo excéntrico se graba como un registro caliper, que ayuda a evaluar la calidad del contacto entre el cartucho y la formación.

#### Registro en agujero vacío.

El diagrama de espina y costillas para agujeros vacíos no es igual al que se muestra en la figura 38. Cuando la herramienta de densidad se emplea en agujero vacío, la densidad total se calcula automáticamente de acuerdo con la respuesta de la herramienta al agujero vacío.

#### Presentación del registro.

La información del registro se presenta como se muestra en la Fig. 35. La curva de densidad total  $\rho_b$ , se registra en las pista 2 y 3 con una escala de densidad lineal en gramos por centímetro cúbico. También puede registrarse una curva de porosidad

opcional en las pistas 2 y 3. Esta es una solución continua de la ec.5-7 usando valores preestablecidos de  $\rho_{ma}$  y  $\rho_f$  seleccionados de acuerdo con las condiciones.

El  $\Delta\rho$  ( que indica cuanta compensación de densidad se ha aplicado para corregir el efecto de enjarre y la rugosidad del agujero) por lo general se registra en la pista 3. El calibre se registra en la pista 1. En la pista 1 también puede registrarse simultáneamente una curva de rayos gamma (GR). Si se corre un registro neutrónico compensado en combinación con el registro FDC, también se graba en las pistas 2 y 3.

### Calibración.

Os estándares de calibración primarios para la herramienta FDC son formaciones de laboratorio de caliza saturadas con agua dulce y de mucha pureza y densidades conocidas. Los estándares secundarios (calibración en taller) son grandes bloques de aluminio y azufre en los que se inserta la zona. Estos bloques son de un diseño geométrico y de una composición cuidadosa y sus características se relacionan con las formaciones de caliza. Para verificar la corrección automática por enjarre se utilizan dos diferentes espesores de enjarre artificiales con los bloques.

Finalmente en el sitio del pozo se utiliza un calibre para prueba radiactiva que produzca una señal de intensidad conocida para verificar el sistema de detección.

### **EFEECTO DE AGUJERO.**

La carta Por-15 presenta las correcciones necesarias para tamaños de hasta 15 pg en agujeros llenos de lodo y gas. Las correcciones son insignificantes para agujeros con un diámetro menor a 10 pg.

La herramienta FDC no siempre sigue el mismo recorrido a lo largo del agujero en subsecuentes corridas. Si las formaciones son bastante heterogéneas y tienen, por ejemplo, más cavernas o fisuras de un lado de la pared del agujero que del otro, las dos corridas pueden variar un poco. Sin embargo con muy poca frecuencia se encuentran desacuerdos, ya que el cartucho tiende a correr sobre la parte más baja del agujero que casi nunca es absolutamente vertical.

### **DENSIDAD DE ELECTRONES Y DENSIDAD TOTAL.**

El registro de densidad responde a la densidad de electrones de las formaciones. Para una sustancia que consiste de un solo elemento, el índice de densidad de electrones,  $\rho_e$ , está relacionado con la densidad total,  $\rho_b$ :

$$\rho_e = \rho_b(2z/A) \quad (\text{Ecuac.5-5a})$$

Donde:

$\rho_b$ =densidad total real.

Z es el número atómico (número de electrones por átomo)

y

A es el peso atómico ( $\rho_b/A$  es proporcional al número de átomos por centímetro cúbico de la sustancia).

Para una sustancia molecular, el índice de densidad de electrones se relaciona con la densidad total:

$$\rho_e = \rho_b \frac{\sum Z}{\text{Peso mol.}} \quad (\text{Ecuac.5-5b}).$$

Donde,

$\sum Z$  es a suma de los números atómicos de los átomos que constituyen la molécula (igual al número de electrones por molécula) y peso mol. Es el peso molecular.

Para la mayoría de las sustancias de formación, las cantidades entre paréntesis de las ecuaciones 5-5a y 5-5b se acercan mucho a la unidad (columna 4 de las *Tablas 8 y 9*). Cuando la herramienta de densidad se calibra en formaciones de caliza saturadas con agua dulce, la densidad total aparente,  $\rho_a$ , como es leída por la herramienta está relacionada con el índice de densidad de electrones  $\rho_e$ , por:

$$\rho_a = 1.0704 \rho_e - 0.1883 \quad (\text{Ec.5-6})$$

**Tabla 10. Diversos elementos.**

Elemento	A	Z	$\frac{2Z}{A}$
H	1.008	1	1.9841
C	12.011	6	0.9991
O	16.000	8	1.0000
Na	22.990	11	0.9569
Mg	24.320	12	0.9868
Al	26.980	13	0.9637
Si	28.090	14	0.9968
S	32.070	16	0.9978
Cl	35.460	17	0.9588
K	39.100	19	0.9719
Ca	40.080	20	0.9980

(Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G. Schlumberger).

**Tabla 11. Diversos elementos.**

Compuesto	Fórmula	Densidad real $\rho_b$	$2\Sigma.s$ Peso molecular.	$\rho_e$	$\rho_e$ (como lo capta la herramienta)
Cuarzo	SiO <sub>2</sub>	2.654	0.9985	2.650	2.648
Calcita	CaCO <sub>3</sub>	2.710	0.9991	2.708	2.710
Dolomita	CaCO <sub>3</sub> MgCO <sub>3</sub>	2.870	0.9977	2.863	2.876
Anhidrita	CaSO <sub>4</sub>	2.960	0.9990	2.957	2.977
Silvita	KCl	1.984	0.9657	1.916	1.863
Halita	NaCl	2.165	0.9581	2.074	2.032
Yeso	CaSO <sub>4</sub> 2H <sub>2</sub> O	2.320	1.0222	2.372	2.351
Carbón		1.400	1.0300	1.442	1.355
Antracita		1.800	1.0300	1.852	1.796
Carbón Bituminoso		1.200 1.500	1.0600 1.0600	1.272 1.590	1.173 1.514
Agua dulce	H <sub>2</sub> O	1.000	1.1101	1.110	1.000
Agua salada	200 000 p.p.m.	1.146	1.0797	1.237	1.135
Aceite	N(CH <sub>2</sub> )	0.850	1.1407	0.970	0.850
Metano	CH <sub>4</sub>	$\rho_{meth}$	1.2470	1.247 $\rho_{meth}$	1.335 $\rho_{meth\rho_g}$ - 0.188
Gas	C <sub>1.4</sub> H <sub>4.2</sub>	$\rho_g$	1.238	1.238 $\rho_g$	1.325 $\rho_g$ - 0.188

(Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G, Schlumberger).

Para areniscas, calizas y dolomías saturadas de fluido, la lectura de la herramienta  $\rho_a$ , es prácticamente idéntica a la densidad total real  $\rho_b$ . Para unas cuantas sustancias, como silvita, sal, yeso, anhidrita, carbón ya para formaciones que llevan gas son necesarias las correcciones que se muestran en la Fig. 36 para obtener valores de densidad total a partir de las lecturas del registro de densidad.

### **POROSIDAD A PARTIR DEL REGISTRO DE DENSIDAD.**

Para una formación limpia con una matriz de densidad conocida  $\rho_{ma}$ , que tenga una porosidad  $\phi$ , que contenga un líquido de densidad promedio  $\rho_f$ , la densidad total de la formación  $\rho_b$ , será:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi)\rho_{ma} \quad (\text{Ec. 5-7a})$$

Para fluidos usuales en poros (excepto gas e hidrocarburos ligeros) y para minerales comunes de las matrices de yacimiento, la diferencia entre la densidad aparente  $\rho_a$ , que lee el registro de densidad y la densidad total,  $\rho_b$ , es tan pequeña que no se toma en cuenta. De la ecuación 5-7a, extraemos a  $\phi$ :

$$\phi = \rho_{ma} - \rho_b / (\rho_{ma} - \rho_f) \quad \text{Ecuac.... 5-7b}$$

Donde  $\rho_b = \rho_a$  (con las excepciones observadas).

El fluido en los poros de las formaciones permeables, dentro de la zona relativamente poco profunda que investiga la herramienta (cerca de 6 pg), por lo general es en su mayor parte del filtrado de lodo que puede tener una densidad que varía desde menos de 1 a más de 1.1 dependiendo de su salinidad, temperatura y presión.

### EFFECTO DE HIDROCARBUROS.

Si existen hidrocarburos residuales en la región investigada por la herramienta FDC, su presencia puede afectar las lecturas del registro. El efecto del aceite puede no ser notable debido al promedio de densidad del fluido,  $\rho_f$  (de  $\rho_o$  y  $\rho_{mf}$ ) y probablemente todavía será cercano a la unidad. Si hay una considerable saturación de gas residual, su efecto será disminuir el  $\rho_a$ .

La Fig. 40, muestra las correcciones que deben sumarse a los valores de  $\rho_a$  registrados para obtener valores reales de  $\rho_b$  cuando aire o gas de baja presión ocupan los poros ( $\rho_g=0$ ).

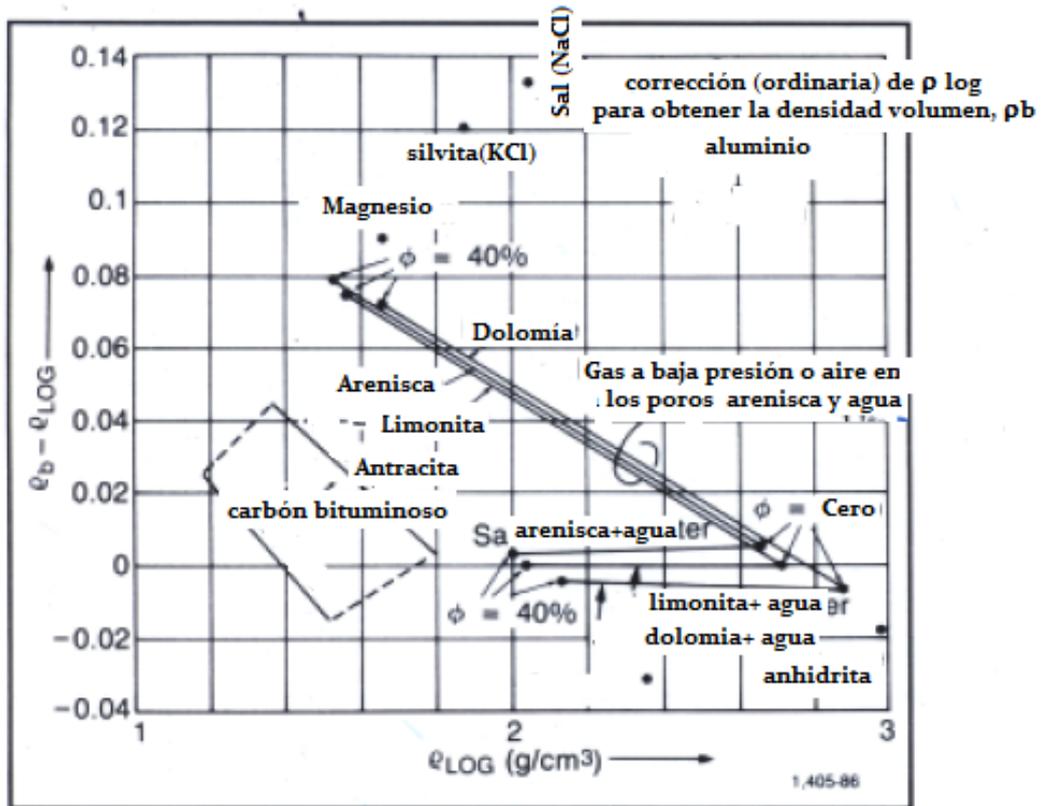


Fig. 40. Corrección necesaria para obtener la densidad de volumen real del registro de densidad, (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G. Schlumberger).

La densidad aparente del gas, como la capta el registro de densidad, puede calcularse si se conocen la composición y la densidad del gas. La Fig. 41 es un diagrama que muestra, para un gas de composición específica, los valores de  $\rho\gamma$  (densidad real) y  $\rho\gamma\alpha$  o la densidad aparente del gas que lee la herramienta de densidad (con base en la densidad de electrones) en función de la presión y la temperatura. En formaciones saturadas con gas en la cercanía del agujero use  $\rho\gamma\alpha$  en lugar de  $\rho\phi$  en la ecuación 3-7.

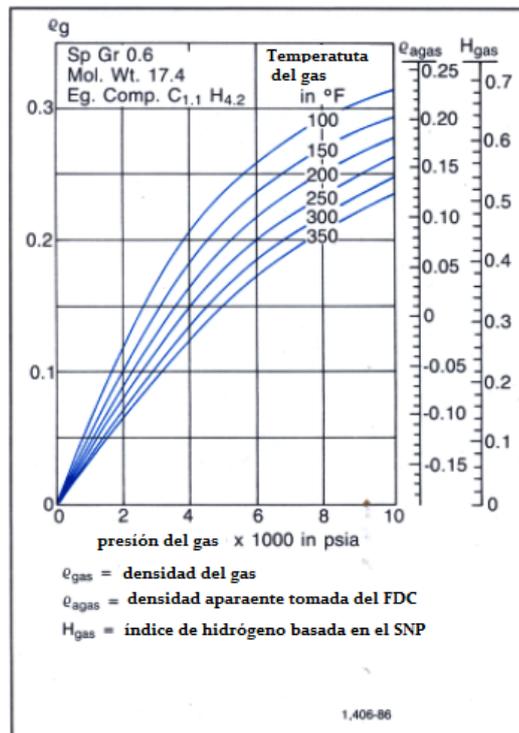


Fig. 41 .Densidad del gas e índice de hidrogeno en función de la presión y temperatura para una mezcla de un gas un poco más pesado que el metano (C2.1 H1.2), (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G, Schlumberger).

### EFECTO DE ARCILLAS.

La arcilla en las formaciones puede afectar la interpretación. Aunque las propiedades de las arcillas varían con la formación y la ubicación, las densidades típicas para capas y laminaciones arcillosas son del orden de 2.2 a 2.65 g/cm<sup>3</sup>. Las densidades de la arcilla tienden a ser menores a pocas profundidades donde las fuerzas compactantes no son tan grandes. La arcilla o lutitas diseminadas en los espacios porosos pueden tener una densidad algo menor que las capas de arcilla.

### EFECTO DE PRESIÓN.

La densidad total de la arcilla aumenta con la compactación y en áreas donde los sedimentos son relativamente jóvenes, el aumento en la densidad de la arcilla con la profundidad se hace aparente en los registros. Sin embargo se observan desviaciones a esta tendencia en zonas sobrepresionadas, la densidad de la arcilla disminuye al aumentar la profundidad (Fig. 42). Esta disminución aparece con frecuencia en arcillas a varios cientos de metros arriba de arenas permeables de alta presión. Una zona de alta densidad (barrera sello) por lo general se encuentra en la

parte superior de este intervalo de densidad disminuida. Se pueden utilizar registros de densidad, que se corrieron a intervalos durante la perforación del pozo, para predecir zonas de presión anormal a fin de poder tomar precauciones para eliminar posibles riesgos.

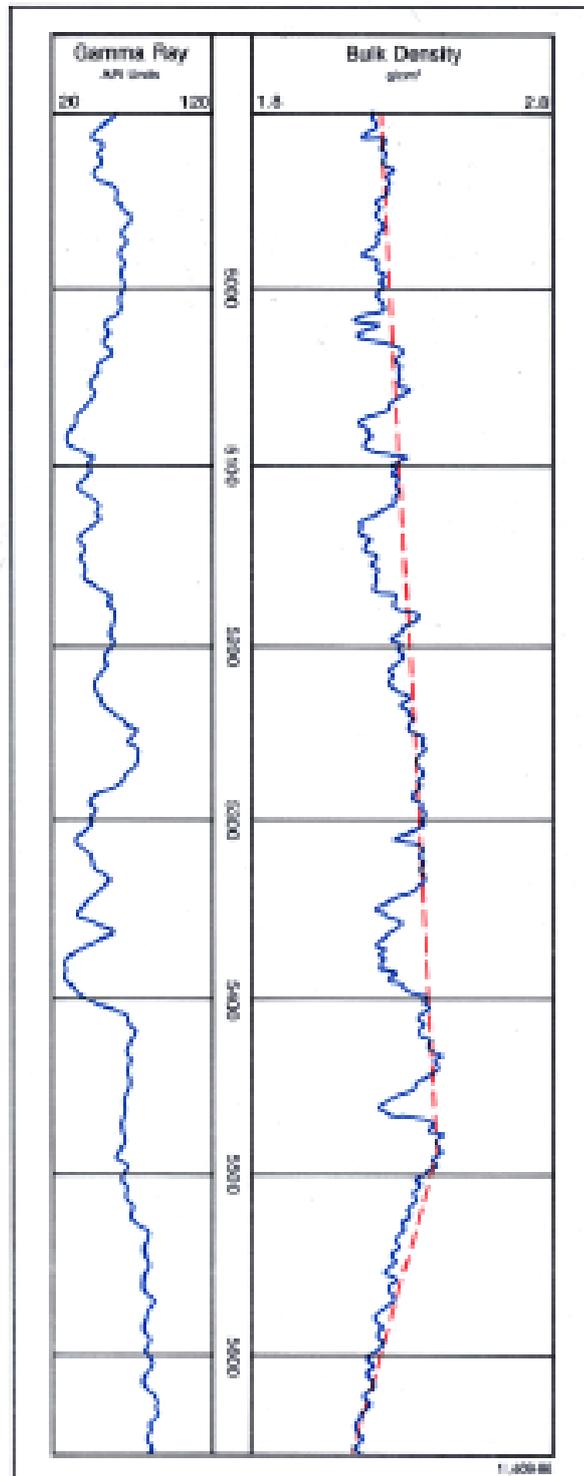


Fig. 42. Registro de densidad en lutitas sobrepresurizadas., (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G, Schlumberger).

## Registro Litho-Densidad.

El registro Litho-Densidad es una versión mejorada y aumentada del registro FDC. Además de la medición de densidad total, la herramienta también mide el factor fotoeléctrico de la formación  $P_e$ .

El factor fotoeléctrico puede relacionarse con la litología, mientras que la medición  $\rho_b$  responde principalmente a la porosidad y de manera secundaria a la matriz de la roca y al fluido en los poros, la medición  $P_e$  responde principalmente a la matriz de la roca (litología) y de manera secundaria a la porosidad y al fluido de los poros.

## EQUIPO.

En apariencia y en operación, la herramienta Litho- Densidad es similar a la FDC. La herramienta tienen una almohadilla o un patín donde se localiza la fuente de rayos gamma y dos detectores. El patín se mantiene contra la pared del agujero por medio de un brazo de respaldo activado por un resorte. Los rayos gamma emitidos por la fuente, tal como el detector lejano emitidos por la fuente con una energía de 662 Ke se dispersan por la formación y pierden energía hasta que son absorbidos por medio del efecto fotoeléctrico.

A una distancia finita de la fuente, tal como el detector lejano, el espectro de energía puede parecerse al que se ilustra en la Fig. 43. El número de rayos gamma en la región de mayor energía (región de dispersión de Compton) está inversamente relacionado con la densidad de electrones y con la absorción fotoeléctrica. Al comparar los conteos en estas dos regiones, puede determinarse el factor fotoeléctrico.

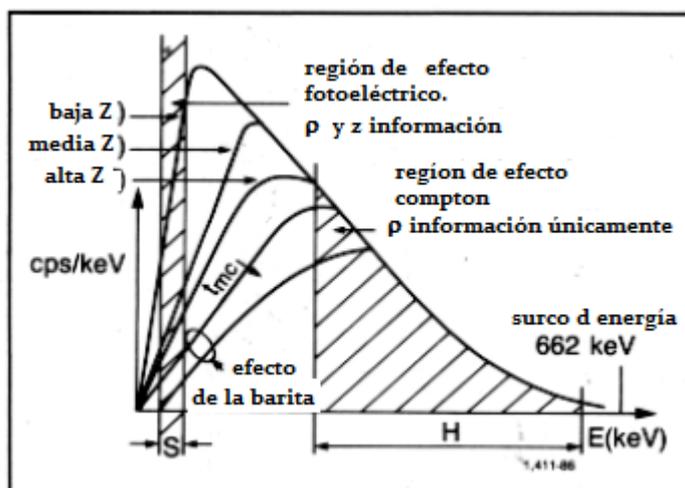


Fig. 43. Variaciones en el espectro para una formación con densidad constante pero con Z diferentes, (Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G. Schlumberger).

El espectro de rayos gamma en el detector cercano se utiliza solo para corregir la medición de densidad del detector lejano debido a los efectos de enjarre y rugosidad del agujero.

## ABSORCIÓN FOTOELÉCTRICA.

En experimentos nucleares, la sección transversal se define como una medición de la probabilidad de que tenga lugar una reacción nuclear, bajo condiciones específicas, entre dos partículas o una partícula y otro objetivo. Por lo general se expresa como el área efectiva que un solo objetivo presenta a la partícula que llega.

La *Tabla 10* enumera las secciones transversales de absorción fotoeléctrica en barnios por átomo, para varios elementos al nivel de energía de los rayos gamma incidentes. También se menciona el número atómico  $Z$ , para cada uno de estos elementos. El índice de sección transversal fotoeléctrica,  $P_e$ , en barnios por electrón se relaciona con  $Z$  por medio de

$$P_e = \left( \frac{Z^{3.6}}{10} \right).$$

Para una molécula formada por varios átomos, puede determinarse un índice de sección transversal de absorción fotoeléctrica,  $P_e$ , con base en las fracciones atómicas. Así,

**Tabla 12. Sección transversal fotoeléctrica.**

Elemento	Sección transversal fotoeléctrica	Número atómico $Z_e$
Hidrógeno	0.00025	1
Carbono	0.15898	6
Oxígeno	0.44784	8
Sodio	1.4093	11
Magnesio	1.9277	12
Aluminio	2.5715	13
Silicio	3.3579	14
Azufre	5.4304	16
Cloro	6.7549	17
Potasio	10.0810	19
Calcio	12.1260	20
Titanio	17.0890	22
Hierro	31.1860	26
Cobre	46.2000	29
Estroncio	122.2400	38
Zirconio	147.0300	40
Barro	493.7200	56

(Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G. Schlumberger).

Donde  $A_i$  es el número de cada átomo en la molécula.

La *Tabla 11* da el valor  $P_e$  para varias rocas, minerales y fluidos de yacimiento que comúnmente se encuentran en un campo petrolero. En esta lista no es muy evidente que la sección transversal sea relativamente independiente de la porosidad y del fluido de saturación. Para verificar esta independencia relativa, se debe expresar el

índice de sección transversal de absorción fotoeléctrica en términos volumétricos y no en términos de electrones.

Por definición:

$$U = P_e \rho_b$$

Como  $P_e$  se expresa en barnios por electrón y  $P_e$  en electrones por centímetro cúbico,  $U$  se expresa en barnios por centímetro cúbico. Este parámetro permite sumar las secciones transversales de los diferentes componentes volumétricos de una formación de una manera sencilla mediante un promedio ponderado. De esta manera,

$$U = \phi U_f + (1 - \phi) U_{ma}$$

Donde  $U$ ,  $U_f$  Y  $U_{ma}$  son las secciones transversales de absorción de la mezcla, fluido de los poros y matriz, respectivamente, todos se expresan en barnios por centímetro cúbico. La transformación de la respuesta de la mezcla dada por la Ecuac. 5-11 en  $P_e$ , da la respuesta que se muestra en la carta CP-16 cuando  $P_e$  se representa en función de la densidad total.

### **RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA.**

El cartucho y el sistema detector de la herramienta de Litho-densidad están diseñados para obtener mayores velocidades de conteo que a herramienta FDC y dar como resultado menores variaciones estadísticas y mayor estabilidad de las mediciones. También se modificó la geometría del cartucho para que la lectura de densidad tuviera una mayor resolución vertical que con FDC. La medición de  $P_e$  presenta una resolución vertical aún mayor, esto se aplica para identificar fracturas y formaciones laminares.

El procedimiento para compensar el efecto de enjarre y rugosidad del agujero con la herramienta Litho-densidad utiliza un diagrama de “espina y costillas” como se hace con la herramienta FDC. Debido al radio de curvatura fijo de la superficie del instrumento de medición el tamaño del agujero también influye en la medición. La corrección debido al tamaño del agujero se muestra en la carta Por-5.

**Tabla 13.**

Nombre	Fórmula	Peso molecular	$P_e$	$\rho_b$	$\rho_a$	$U$
<b>Minerales</b>						
Anhidrita	CaSO <sub>3</sub>	136.146	5.055	2.960	2.957	14.95
Basita	BaSO <sub>4</sub>	233.366	266.800	4.500	4.011	1070.00
Calcita	CaCO <sub>3</sub>	100.090	5.084	2.710	2.708	13.77
Carnalita	KCl-MgCl <sub>2</sub> -6H <sub>2</sub> O	277.880	4.089	1.610	1.645	6.73
Celestita	SrSO <sub>4</sub>	183.696	55.130	3.960	3.708	204.00
Corindón	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	101.900	1.552	3.970	3.394	6.01
Dolomita	CaCO <sub>3</sub> MgCO <sub>3</sub>	184.420	3.142	2.870	2.564	9.00
Yeso	CaSO <sub>4</sub> -2H <sub>2</sub> O	172.180	3.420	2.320	2.372	8.11
Halita	NaCl	58.450	4.650	2.165	1.074	9.65
Hematita	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	159.700	21.480	5.210	4.957	107.00
Ilmenita	FeO-TiO <sub>2</sub>	151.750	16.630	4.700	4.460	74.20
Magnesita	MgCO <sub>3</sub>	84.330	0.829	3.037	3.026	2.51

(Tomado de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de R. G. Schlumberger).

### REGISTROS NEUTRÓNICOS.

El registro de porosidad neutrón mide la dispersión del neutrón que es controlada por el contenido de hidrógeno. Donde el total de hidrógeno es alto, muchos neutrones son lentos y capturados primero retorna el neutrón bajo y se estima alta porosidad.

Este método asume el contenido de hidrógeno en el fluido del poro, de la formación. La litología puede afectar esta suposición y la medición que se obtiene es afectada, por el límite de hidrógeno, en sedimentos ricos en arcilla. Donde se obtienen estimaciones del contenido de arcilla, de los núcleos pueden ser usados separando el agua móvil y el límite del agua en el registro.

Combinando el volumen de la densidad y el neutrón se reduce la sensibilidad de otro, el hidrógeno o densidad del grano y asegura la estimación de la porosidad de la formación puede ser significativamente improvisada ( *e.g.*, Schlumberger, 1989).

La densidad del hidrato de gas metano es 0.91 g/cm<sup>3</sup> y la concentración del hidrógeno es tan alta, como la del agua, ninguna herramienta responde a los cambios, cuando se reemplaza hidratos de gas, por agua en el espacio poroso (Collett, 1998). Ni porosidad neutrón, ni densidad porosidad, son afectados por la presencia de hidratos de gas en el espacio poroso. (David s. Golberg...and Timothy S. Collett. Chapter 16: Evaluation of Natural gas hydrate System using Borehole logs.).

Los registros neutrónicos se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrogeno en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros

estén saturados con agua o aceite, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido.

Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrones con otro registro de porosidad o con un análisis de muestras. Una combinación del registro de neutrones con uno o más registros de porosidad proporciona valores de porosidad e identificación de litología aún más exactos, incluso una evaluación del contenido de arcilla.

### **PRINCIPIO.**

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras, cada una tienen una masa casi idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno. Una fuente radiactiva en la sonda emite constantemente neutrones de alta energía (rápidos). Estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación en lo que podría considerarse como colisiones elásticas de “bolas de billar”. Con cada colisión, el neutrón pierde algo de su energía.

La cantidad de energía pérdida por colisión depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo con una masa prácticamente igual, es decir un núcleo de hidrógeno. Las colisiones con núcleos pesados no desaceleran mucho al neutrón. Por lo tanto, la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógeno de la formación.

Debido a las colisiones sucesivas en unos cuantos microsegundos los neutrones habrán disminuido su velocidad a velocidades térmicas, correspondientes a energías cercanas a 0.025 eV. Entonces se difunden aleatoriamente sin perder más energía, hasta que son capturados por los núcleos de átomos como cloro, hidrógeno o silicio.

El núcleo que captura se excita intensamente y emite un rayo gamma de captura de alta energía. Dependiendo del tipo de herramienta de neutrones, un detector en la sonda capta estos rayos gamma de captura o los neutrones mismos.

Cuando la concentración de hidrógeno del material que rodea a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de estos son desacelerados y capturados a una corta concentración de hidrógeno y viceversa.

### **EQUIPO.**

Las herramientas de registro de neutrones incluyen la serie de herramientas GNT (que ya no se usan), la herramienta de porosidad de neutrones de la pared (uso limitado) y la serie de herramientas CNL (que incluye los registros neutrónicos compensado CNL y de porosidad dual). Las herramientas actuales emplean fuentes de americio-berilicio (AmBe) para proveer neutrones con energías iniciales de varios millones de electrón voltios.

Las herramientas GNT eran instrumentos no direccionales que empleaban un solo detector sensible tanto a rayos gamma de captura de alta energía como a neutrones térmicos. Podían correrse en agujeros revestidos o abiertos. Aunque las

herramientas GNT respondían principalmente a la porosidad, sus lecturas eran muy influidas por la salinidad del fluido, temperatura, presión, tamaño del agujero, alejamiento, enjarre, peso del lodo y en agujeros revestidos por el acero y el cemento.

En la herramienta SNP, la fuente de neutrones y el detector se montan en un patín que se aplica a la pared del agujero. El detector de neutrones es un contador proporcional recubierto de manera que solo se detecten los neutrones que tengan energías mayores a 0.4 eV (epitérmicos).

La herramienta SNP tiene muchas ventajas sobre la GNT:

- Como es un instrumento que se aplica a la pared, se minimizan los efectos del agujero.
- Se miden los neutrones epitérmicos, lo cual minimiza los efectos alterados de elementos que se absorben neutrones térmicos (como el cloro y el boro) en las aguas y en la matriz de formación.
- La mayoría de las correcciones requeridas se realizan automáticamente en los instrumentos de superficie.
- Proporciona buenas mediciones en agujeros vacíos.
- El equipo SNP está diseñado para operarse sólo en agujeros abiertos, vacíos o llenos de líquido. El diámetro mínimo del agujero en el que se puede utilizar la herramienta es de 5 pg. Con los datos de neutrones del SNP se registra simultáneamente una curva de calibre.
- La herramienta CNL es del tipo mandril y está especialmente diseñada para combinarse con cualquier otra herramienta para proporcionar un registro de neutrones simultáneo. La herramienta CNL es un instrumento de detección de neutrones térmicos de doble espaciado. El equipo de superficie mide los promedios de velocidades de conteo de los dos detectores para producir un registro en una escala lineal del índice de porosidad de los neutrones. La fuente de 16 curies y espacios mayores entre la fuente y el detector dan a la herramienta CNL, una mayor profundidad radial de investigación que la de la herramienta SNP. Los efectos de los parámetros de agujero se reducen en gran medida al promediar las dos velocidades de conteo que son afectadas de manera similar por estas alteraciones. La herramienta CNL puede correrse en agujeros llenos de fluido, revestido o abierto, pero no se puede usar en agujeros con gas.

## **CARACTERISTICAS DE INVESTIGACIÓN.**

La resolución vertical típica de las herramientas SNP y CNL es de 2 ft. Sin embargo en la actualidad se dispone de un nuevo método para el procesamiento de las velocidades de conteo de la herramienta CNL que aumenta la resolución vertical a 1 ft al explotar la mejor resolución vertical del detector cercano.

La investigación radial depende de la porosidad de la formación. De manera muy general, con porosidad cero la profundidad de investigación es de aproximadamente

1 ft. Con porosidades mayores en agujeros llenos de agua, la profundidad de investigación es menor por que los neutrones son desacelerados y capturados más cerca del agujero. Para condiciones promedio, la profundidad de investigación para la herramienta SNP es de aproximadamente 8 pg en una roca de alta porosidad, en condiciones similares es de cerca de 10 pg para la herramienta CNL. Las dos herramientas muestran un volumen algo mayor de formación que las herramientas FDC.

## **RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA.**

Como ya se mencionó, las respuestas de las herramientas de neutrones reflejan principalmente la cantidad de hidrógeno en la formación. Como el aceite y el agua contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, las respuestas reflejan la porosidad en formaciones limpias saturadas de fluido. Sin embargo, las herramientas responden a todos los átomos de hidrógeno en la formación, incluyendo aquellas combinadas químicamente en los minerales de la matriz de la formación.

Por lo tanto la lectura de neutrones depende en su mayor parte del índice de hidrógeno en la formación que es proporcional a la cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, tomando como unidad el índice de hidrógeno del agua dulce en las condiciones de superficie.

## **RESPUESTA DE LOS HIDROCARBUROS.**

Los hidrocarburos líquidos tienen índices de hidrógeno cercanos al del agua. Sin embargo el gas generalmente tiene una concentración de hidrógeno considerablemente más baja que varía con la temperatura y la presión. Por lo tanto cuando el gas está presente a una distancia suficiente al agujero para estar dentro de la zona de investigación de la herramienta, el registro de neutrones lee una porosidad muy baja.

Esta característica permite que se utilice el registro de neutrones con otros registros de porosidad para detectar zonas de gas e identificar contactos gas/líquidos. Una combinación de registros de neutrones y de densidad proporciona una lectura de porosidad más exacta y un valor de saturación de gas mínima.

## **DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD A PARTIR DE REGISTROS DE NEUTRONES.**

Pueden derivarse los valores de porosidad aparente de cualquier registro de neutrones, aunque estén sujetos a varias hipótesis y correcciones. Sin embargo, algunos efectos como litología, contenido de arcilla y cantidad y tipo de hidrocarburo pueden reconocerse y corregirse solo si se dispone de información adicional sobre porosidad proveniente de registros sísmico o de densidad. Cualquier interpretación proveniente de solamente un registro de neutrones debe tomarse teniendo en cuenta que implica ciertas inexactitudes.

### **CORRECCIONES DEL SNP.**

La mayor parte de las correcciones (por ejemplo, peso de lodo, salinidad, diámetro del agujero, temperatura) y el cálculo de la porosidad se realizan automáticamente en los instrumentos de la herramienta. Sin embargo como la herramienta es un dispositivo de pared direccional, promedia la concentración de hidrógeno de cualquier material que se encuentre enfrente del cartucho, incluyendo el enjarre (se proporciona un diagrama para la corrección del efecto de enjarre en la carta Por-15).

El cartucho se presiona contra la pared del agujero con gran fuerza, de manera que la mayor parte del enjarre más suave se elimine al raspar. Además el patín de apoyo es pequeño y tiende a cortar el enjarre. Para obtener el espesor del enjarre que está frente del patín, se toma la diferencia entre la lectura del calibre y el diámetro de la barrena (sin dividir entre dos).

### **MEDICIÓN DE NEUTRONES TÉRMICOS.**

Las herramientas CNL y Doble porosidad están diseñadas para minimizar los efectos de tamaño del agujero, enjarre, etc, en la medición de neutrones termales. Cuando cualquiera de estas herramientas se corre en combinación con la herramienta FDC, la señal del calibre proporciona una corrección automática por tamaño del agujero. Sin embargo para otras influencias que alteran y para tamaño del agujero cuando no se corre a herramienta FDC, no es posible una corrección automática ya que las variables no se miden o controlan. Además algunos de los efectos varían con la porosidad.

Las condiciones estándar para la calibración de las herramientas CNL y Doble Porosidad son:

- Diámetro del agujero de 7 <sup>7/8</sup> pg.
- Agua dulce en el agujero y la formación.
- Sin enjarre o separación herramienta-pared.
- Temperatura de 75° F (21.5° C).
- Presión atmosférica.
- Herramienta excéntrica en el agujero.

Si hay desviaciones de estas condiciones los registros requerirán correcciones. La corrección combinada para todos los factores, que por lo general es pequeña, proporciona un valor corregido del índice de porosidad de neutrones. La carta por-14 proporciona las correcciones para las mediciones de neutrones térmicos de las herramientas CNL y Doble Porosidad para tamaño de agujero, espesor del enjarre, salinidades del agua del agujero y del agua de formación, peso del lodo, separación herramienta-pared, presión y temperatura.

### **APLICACIONES.**

La determinación de la porosidad es uno de los usos más importantes de los registros de neutrones. Para determinaciones exactas de porosidad, son necesarias correcciones para litología y parámetros del agujero.

El registro SNP está específicamente diseñado para agujeros abiertos y proporciona lecturas de porosidad con un mínimo efecto del agujero. También puede usarse eficientemente en agujeros llenos de gas.

Las características de compensación de las herramientas CNL y Doble Porosidad reducen en gran medida los efectos de los parámetros del agujero y las herramientas están diseñadas para combinarse con otras para agujero abierto o revestido. En combinación con otro registro de porosidad (u otros datos de porosidad) o cuando se usan en un diagrama de resistividad, los registros de neutrones son útiles para detectar zonas gasíferas. Para esta aplicación, la combinación neutrones-densidad resulta óptima en formaciones limpias ya que las respuestas al gas son en direcciones opuestas. En formaciones arcillosas, la combinación neutrón-sónico es un detector eficiente de gas, ya que la arcilla afecta a cada uno de manera similar. Para una mayor precisión al determinar la porosidad y la saturación de gas en zonas de gas, el registro de neutrones debe corregirse para efecto de excavación.

El registro de neutrones se utiliza en combinación con otros registros de porosidad para la interpretación de la litología y de la arena arcillosa.

Una comparación de las mediciones con la herramienta de Doble porosidad de neutrones térmicos y neutrones epitérmicos puede identificar arcillas y lutitas y otras rocas que contengan elementos absorbentes de neutrones.

También las velocidades de conteo de los detectores epitérmicos de la herramienta de Doble porosidad se pueden utilizar para determinar la porosidad en agujeros vacíos.

### **(PRINCIPIOS/APLICACIONES EN LA INTERPRETACION DE REGISTROS. SCHLUMBERGER)**

#### **5.4. IMÁGENES DE POZO.**

Algunos estudios han mostrado que los registros de imágenes en las paredes de los pozos pueden ser usados para evaluar la naturaleza de los hidratos de gas a una escala de yacimiento. Una de estas herramientas, el RMI (Registro de Micro

Imágenes), fue usada en el pozo Mallik 2L-38. (Segura Cornejo Víctor Omar, 2006)

### **ANTECEDENTES DE LAS IMÁGENES DE POZO.**

Las técnicas de adquisición de imágenes de pozo como registro geofísico operado por cable (wireline), inician a finales de la década de los 50's, poco después de que se desarrollan los lodos base aceite como fluido de perforación en las exploraciones petroleras. Las mediciones realizadas a las formaciones ya no son por medio de un solo sensor, se adquieren por medio de arreglos de sensores o electrodos acoplados por cada patín en las herramientas tales como la FMS, FMI, EMI y la STAR.

En el año 1958 se logró fotografiar el interior de un pozo por medio de un dispositivo fotográfico de 16mm desarrollado por Birdwell, se veían las condiciones internas en las perforaciones. A mediados de los 60's, la compañía SHELL obtenía imágenes de fondo por medio de cámaras televisivas en blanco y negro y poco después a finales de la década de los 60's se logra un avance en la adquisición de imágenes desarrollada por la compañía Mobil (la BHTV o borehole televiewer) en el año de 1968, cabe resaltar que esta obtenía imágenes de fondo de pozo por medio de ondas acústicas de altas frecuencias (ultrasónicas).

A mediados de los 80's se desarrolla de manera rápida gracias a los avances tecnológicos en materia de digitalización, transmisión de las señales y procesamiento de la información obtenida al pasar de analógica a digital. Las herramientas de imágenes adquirieron varias ventajas sobresalientes en comparación de las herramientas de echados ya que mientras las herramientas estándar permitían obtener puntos de medición cada 15 cm (86"), las herramientas de imágenes obtienen los mismos puntos de medición para cada 0.25 cm (0.1") tanto vertical como horizontal. Del mismo modo, mientras las herramientas estándar obtienen solo una medición por cada punto, las herramientas de imágenes obtienen hasta 250 mediciones por punto, la enorme cantidad de información que es posible obtenerse de las herramientas de imágenes en comparación con las herramientas de medición de echados (hasta 60000 mediciones por metro).

Actualmente, las herramientas de imágenes se han desarrollado a lo largo de los años, la mayoría trabajan de manera similar las variaciones entre ellas son técnicas. En este momento se obtienen imágenes computarizadas basadas en las propiedades petrofísicas de las formaciones como su reflectividad acústica y su conductividad eléctrica. Estas imágenes representan las respuestas de las formaciones en el fondo de los pozos perforados y provee además a los ingenieros encargados de la adquisición de los registros, de observaciones continuas detalladas sobre las variaciones verticales y laterales en las formaciones a lo largo de toda la circunferencia del agujero a profundidad.

Actualmente son dos las principales variaciones que existen en la adquisición de imágenes de fondo de pozo por medio de herramientas de registros. Cada una opera con principios de medición muy distintos una de la otra, pero ambas se les podría considerar como la evolución de las herramientas de medición de echados. El

primer tipo lo constituyen aquellas herramientas que funcionan bajo principios acústicos como lo es la BHTV y la UBI de Schlumberger, generándose de ambas imágenes acústicas de altas frecuencias de las formaciones. El segundo tipo de herramientas de imágenes, por otro lado lo constituyen aquellas que utilizan como principio de medición, los mismos principios eléctricos con los cuáles funcionan las herramientas de echados, pero con la gran variante de que en éstas se obtienen muchas más lecturas resistivas por metro de formación (hasta 192 mediciones en la FMI), permitiendo que se puedan generar imágenes eléctricas correspondientes a la respuesta de las formaciones que se encuentre enfrente de ellas.

Cabe mencionar que desde que se dio la aparición de la primera herramienta de adquisición de imágenes (la BHTV), han sido muchas las variantes y las patentes que se han desarrollado por distintas compañías de servicios para la obtención de imágenes de fondo de pozo. Las principales se mencionan en la siguientes *Tablas 12 y 13*. De acuerdo al principio de medición con el que operan y el tipo de imágenes que se generan por parte de las herramientas.

**TABLA 14. HERRAMIENTAS DE IMÁGENES ELÉCTRICAS.**

<b>Compañía</b>	<b>Acrónimo</b>	<b>Nombre</b>	<b>Descripción</b>
Schlumberger (1986 y 1988)	FMS	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de las formaciones.	Consta de 2 brazos o bien de 4 brazos con patines (la versión actual) y 54 o 64 electrodos dependiendo la versión.
Schlumberger (1991)	FMI	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de cobertura total de las formaciones.	Consta de 4 brazos con 4 patines y 192 electrodos en total.
Halliburton (1994)	EMI	Microimágenes eléctricas de las formaciones.	Consta de de 6 brazos con patines independientes y 150 electrodos en total.
Western Atlas (1995)	STAR	Herramienta de generación de imágenes acústicas y resistivas simultaneas de fondo de pozo.	Consta de 6 brazos con patines independientes y 144 electrodos en total.
Schlumberger	OBMI	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas en lodos base aceite.	Consta de 4 brazos con 4 patines y 20 sensores o electrodos en total.

(Rider, 2000)

**TABLA 15. HERRAMIENTAS DE IMÁGENES ACÚSTICAS.**

<b>Compañía</b>	<b>Acrónimo</b>	<b>Nombre</b>	<b>Descripción</b>
Mobil (1968)	BHTV	Imágenes televisivas de fondo de pozo.	3 revoluciones por segundo 485 muestreo por las 3 revoluciones.
Western Atlas	CBIL	Herramienta de generación de imágenes circunferenciales de fondo de pozo.	6 revoluciones por segundo 250 muestreos por revolución.
Schlumberger (1995)	UBI	Herramienta de adquisición de imágenes ultrasónicas de fondo de pozo.	7.5 revoluciones por segundo 180 muestreos por revolución.
Halliburton (1995)	CAST	Herramienta de generación de imágenes acústicas circunferenciales.	12 revoluciones por segundo 200 muestreos por revolución.
BPB	AST	Herramienta de generación de imágenes acústicas.	4 revoluciones por segundo 200 muestreos por revolución.

(Rider, 2000)

### **HERRAMIENTAS ELÉCTRICAS DE IMÁGENES.**

Las herramientas eléctricas de imágenes utilizan como fuente o principio de medición a los principios eléctricos con los que se basan las herramientas de medición de echados, pero con la gran variante de que en ellas, en lugar de tener un solo electrodo, existen largos arreglos de ellos de dimensiones muy pequeñas y todos acoplados en los patines de las herramientas. Por lo tanto, las imágenes resistivas que se obtendrán de este tipo de herramientas. Por lo tanto, las imágenes resistivas que se obtendrán de este tipo de herramientas serán función de un procesado muy amplio de todas las respuestas resistivas que se obtengan en conjunto de todos los electrodos, creando con ello, una imagen de las formaciones por medio de pixeles. Cabe resaltar que necesariamente todas las mediciones resistivas son realizadas por medio de los patines de las herramientas que van pegados a las formaciones y obligadamente solo en pozos cuyos lodos de perforación utilizados sean conductores (a diferencia de la OBMI que si se puede trabajar en lodos base aceite). Puede que no llegue a existir tal contacto entre los patones y las formaciones principalmente si se legasen a generar enjarres en los intervalos porosos y permeables. Aun así, las imágenes obtenidas de las herramientas seguirán conservando una gran resolución tanto vertical como horizontal.

Se pueden dividir entonces a las herramientas de imágenes cuyo principio de funcionamiento sea eléctrico, en 3 grupos eléctricos dependiendo básicamente del método que utilizan:

**Imágenes microeléctricas:** Este tipo de herramientas utilizan el mismo principio de medición con el que trabajan las herramientas de echados produciendo un mapeo de imágenes de gran resolución de las formaciones.

**Imágenes resistivas azimutales (macroeléctricas):** Esta técnica de adquisición de imágenes basa su principio en mediciones tipo laterolog (específicamente la DLL) de baja resolución para la obtención de imágenes resistivas.

Imágenes resistivas tipo LWD: se centra en la obtención de imágenes por medio de electrodos acoplados al sistema de perforación rotatorio, produciendo con ello, imágenes resistivas provenientes de la parte trasera de la barrena al mismo tiempo con el que se están perforando los pozos (en tiempo real) y con una resolución intermedia en comparación con los 2 primeros métodos descritos.

### **HERRAMIENTAS ACÚSTICAS DE IMÁGENES.**

Así como las herramientas microeléctricas permiten obtener imágenes resistivas de las formaciones utilizando los principios eléctricos de las herramientas de echados (de enfoque pasivo) y los principios eléctricos de la doble laterolog (DLL), existen también herramientas acústicas de imágenes que funcionan bajo principios sónicos, generándose de ellas imágenes acústicas de altas frecuencias de las formaciones. La gran desventaja de este tipo de herramientas es que son sumamente sensibles a la descentralización de la herramienta, la rugosidad del agujero, la densidad del lodo, e insensible a resaltar cambios en la estratificación de las capas. Las principales representantes de este tipo de herramientas son la UBI (Ultrasonic Borehole Imager, *Fig.44*) y la USI (Ultrasonic Imager Tool), ambas de Schlumberger. Las mediciones que son realizadas por medio de estas herramientas tienen la gran ventaja de poder ser realizadas en agujeros que estén utilizando cualquier tipo de lodo de perforación (agua, aceite, aireados) en cualquier tipo de perforación, (vertical, horizontal, direccional) y ambas logrando un cubrimiento del 100 % de la totalidad del agujero para la visualización de fracturas en las formaciones e identificación de corrosión en pozos adormados. Existen otras versiones de este tipo de herramientas acústicas desarrolladas por las diferentes compañías de servicios, las cuáles funcionan de forma similar a las desarrolladas por Schlumberger tales como la BHTV de Mobil, que es considerada como la predecesora de la adquisición de imágenes acústicas, la CAST de Halliburton y la CBIL de Baker Hughes.



Fig. 44. Diseño de la herramienta UBI propiedad de la compañía Schlumberger, en donde se logra apreciar cada uno de los elementos que la constituyen en su porción inferior, media y superior (Modificado de Schlumberger, 2002).

### 5.5. RESPUESTA EN HIDRATOS DE GAS.

Para analizar la respuesta de los registros geofísicos de pozos en capas con hidratos de gas, a continuación se presentan 3 imágenes de la clasificación de los depósitos de los hidratos de metano en la macro (fig. 45), meso (fig. 46) y micro-escala (fig. 47).

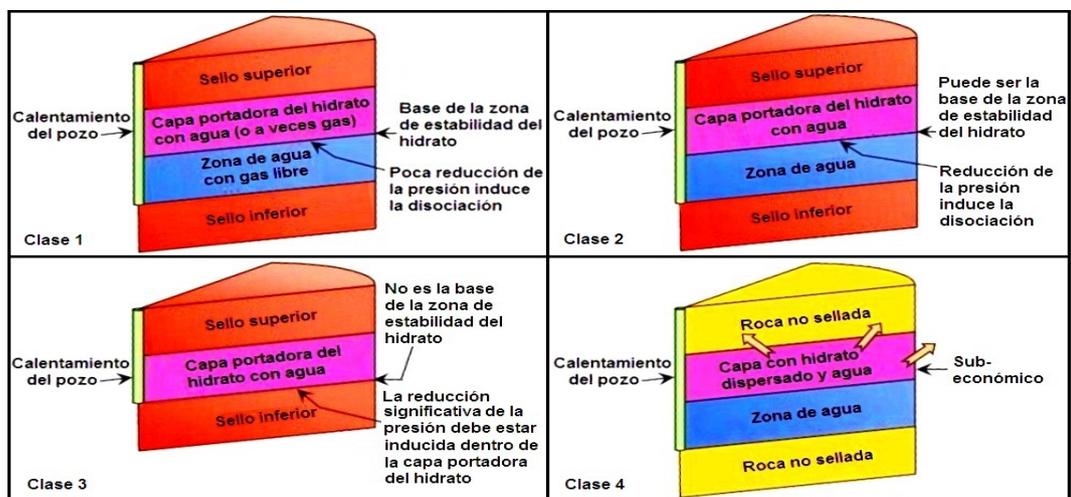


Figura 45. Clases de ocurrencia del hidrato en macroescala sin *permafrost* (modificado por Elisea de Worthington, 2010).

Clase	Fases	Zonas	Posición en la columna del hidrato	Implicaciones petrofísicas
1G	(Sólido) hidrato; (líquido) agua; gas libre	Superior: hidrato y gas libre	Base de la zona de estabilidad del hidrato	La saturación del hidrato debe de estar separada del gas libre en la zona superior
		Inferior: agua y gas libre		
1W	(Sólido) hidrato; (líquido) agua; gas libre	Superior: hidrato y agua	Base de la zona de estabilidad del hidrato	La saturación del hidrato no tiene la complicación del gas libre en la zona superior
		Inferior: agua y gas libre		
2	(Sólido) hidrato; (líquido) agua	Superior: hidrato y agua Inferior: agua	Puede estar cerca de la base de la zona de estabilidad del hidrato	Alta saturación del hidrato en la zona superior con gas libre es muy improbable
3	(Sólido) hidrato; (líquido) agua	Único: hidrato y agua	Dentro de (parte principal de) la zona de estabilidad del hidrato	Alta saturación del hidrato con gas libre es muy improbable
4	(Sólido) hidrato; (líquido) agua; gas libre	Superior: hidrato y agua, posiblemente con algo de gas	Disperso a través de la zona de estabilidad del hidrato in la ausencia de una capa impermeable de roca integral	Bajas concentraciones del hidrato; mas altas saturaciones de agua posiblemente con algo de gas (Se cree que la clase 4 solo se presenta en sedimentos marinos - Moridis & Sloan 2007)
		Inferior: agua y posiblemente gas		

Figura 46. Descripción de clases de ocurrencia del hidrato en mesoescala sin *permafrost* (modificado por Elisea de Worthington, 2010).

A continuación se describen las cuatro clases de ocurrencia de hidratos (modelos) a nivel macroescala.

Clase 1. Es el depósito más prometedor respecto a la producción, debido a que está situado cerca de la base de la zona de estabilidad del hidrato, los pequeños cambios en la temperatura y presión inducirán disociación del gas. Además, la existencia de una zona de gas libre (en oposición al gas residual) por debajo de los hidratos asegurará una cierta producción temprana. El modelo de clase 1W representa una posible situación de mojabilidad por agua en la zona del hidrato (dependiendo del modo de formación de hidratos), si es así, debería ser abordada utilizando metodologías petrofísicas cuasi-convencionales. El modelo de clase 1G es el menos común y puede representar una roca no mojada por agua y requerirá modificaciones sustanciales de los enfoques convencionales petrofísicos. Los registros de resonancia magnética (NMR) y escáner dieléctrico deben ser capaces de distinguir entre estos dos casos y reconocer el intervalo portador de gas libre por debajo. Esta es una observación importante porque las aguas superiores e inferiores de la clase 1W, podrían tener salinidades muy diferentes y esto podría complicar la respuesta eléctrica. La despresurización a través de agotamiento de la capa subyacente de gas/agua debería de ir acompañada de algunos pozos de calentamiento para evitar el bloqueo del flujo debido a la formación de hidrato secundario y hielo.

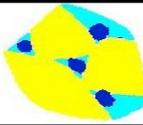
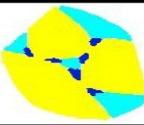
Modo A	Modo B	Modo C	Modo D	Modo E
Masivo	Relleno de poro	Soporte de Matriz	Cementación de contacto	Cubrimiento de granos
				
Petrofísicamente sencillo, pero raro	 La interpretación petrofísica se vuelve mas difícil			Petrofísicamente opuesto a las situaciones convencionales

Figura 47. Modos de formación del hidrato en microescala (modificado por Elisea de Worthington, 2010).

Clase 2. La producción de gas de acumulaciones del hidrato clase 2, ha sido analizada por Moridis y Reagan en sedimentos oceánicos. Los registros de NMR y escáner dieléctrico deben ser capaces de distinguir la clase 2 de la clase 1, con base en las respuestas del fluido en la capa por debajo del hidrato. De nuevo, la despresurización con algún pozo de calentamiento se favorece. La producción inicial será más baja que para la clase 1.

Clase 3. Las estrategias para producción de gas en ocurrencia de hidratos de clase 3 han sido revisadas en sedimentos submarinos. El ejercicio es inhibido por la baja permeabilidad efectiva de la capa portadora del hidrato, lo que conduce a bajas tasas de disociación y producción de gas, y por la ausencia de una capa de agua subyacente, que de otro modo podría ser producida para inducir la disociación. Una posible estrategia podría ser inducir la disociación de gas en la base de la capa de hidrato, creando así una débil situación de clase 2. Se debe notar que la existencia de un sello subyacente debería ser evidente a partir de los registros estándar. Sin ese sello, la eficacia de despresurización se vería muy disminuida.

Clase 4. En estas acumulaciones dispersas del hidrato, la saturación de hidrato es baja en ausencia de estratos hidráulicamente delimitadores. El potencial de producción de gas de estos hidratos en sedimentos marinos ha sido identificado como subeconómico, con la complicación adicional de alta producción de agua.

En base a las clases anteriores, la figura 48 muestra los modelos que se pueden presentar en yacimientos de hidratos de gas.

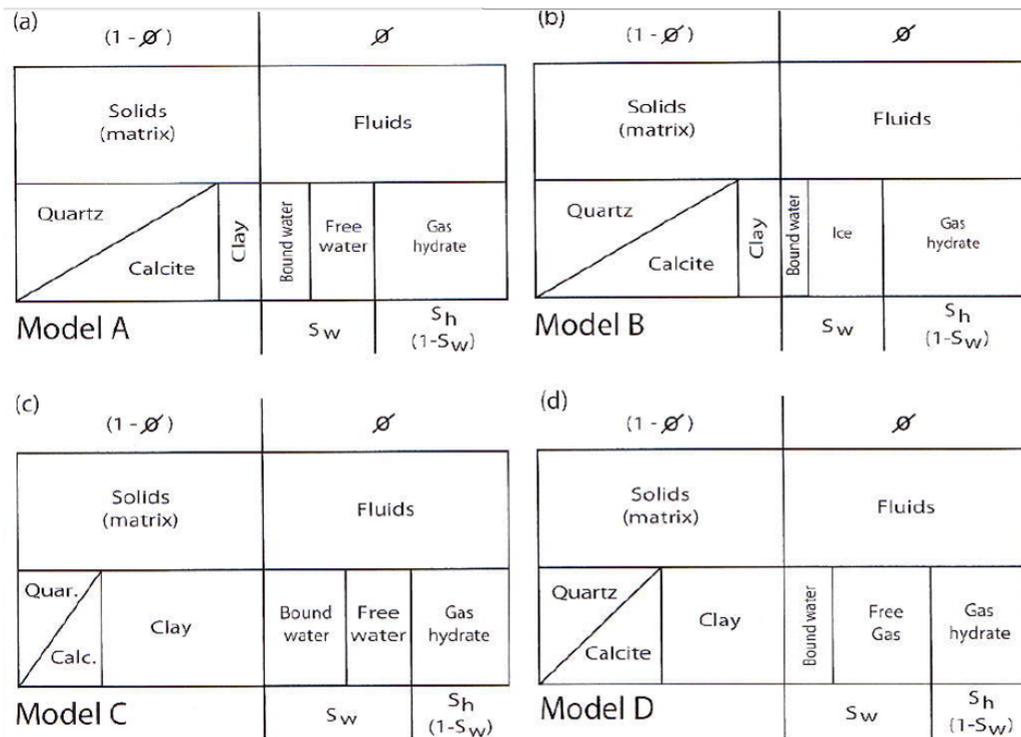


Figura 48. (A) Modelo complejo de yacimientos de hidratos de gas asociado a *permafrost* para condiciones debajo de la base del hielo del *permafrost*, (B) Modelo complejo de yacimientos de hidratos de gas asociado a *permafrost* para condiciones sobre la base del hielo del *permafrost*, (C) Modelo complejo de yacimientos de hidratos de gas marino (rico en arcilla), (D) Modelo complejo de yacimientos de hidratos de gas y gas libre (modificado de Collett, 2009).

Los métodos convencionales de evaluación de acumulaciones de gas sólo son parcialmente aplicables a los hidratos de gas. En zonas de *permafrost* es difícil distinguir entre las formas de la curva de registro estándar de los depósitos portadores del hidrato y sedimentos con hielo. Pruebas de formación no son posibles sin descomponer los hidratos, el equilibrio termodinámico tiene que ser perturbado con el fin de evaluar la recuperación. Antes de la disociación de hidratos, la permeabilidad de la formación puede ser muy baja, lo que inhibe la recuperación de cualquier gas libre que pueda coexistir en el sistema de poros. Además, los volúmenes relativos del hidrato y gas libre, son difíciles de estimar a partir del análisis de núcleos. En vista de estos problemas, las herramientas disponibles son el registro de hidrocarburos, registros de pozos (de cable y LWD).

El registro de hidrocarburos indica gas libre relacionado, pero no mostrará hidratos a menos que haya habido disociación, para que el metano aparezca como gas libre en el pozo. Donde el gas parece originarse es en la zona de estabilidad del hidrato, esto no necesariamente implica disociación, ya que algo del gas libre puede existir en los depósitos de clase 1G y, excepcionalmente, en capas portadoras de hidrato clase 3 de agua constreñida. Los depósitos de gas libre de clase 2 se consideran poco probables, ya que la presencia de un acuífero subyacente significa que no debe haber limitaciones de agua. El gas que se muestra inmediatamente debajo de la base de la zona de estabilidad del hidrato es especialmente significativo.

El análisis de núcleos evalúa la concentración del hidrato de gas a través de cálculos de balance de masa del metano, basado en la despresurización en laboratorio de los núcleos recuperados, mientras se mantiene la presión en sitio y la temperatura restringida cambia. Este objetivo es aún más difícil dada la complejidad de que los hidratos aparezcan naturalmente, ya que es difícil replicarlos en laboratorio. La recuperación del núcleo usa un barril que puede mantener la presión, por ejemplo, una longitud de 1 m de la muestra a presión efectiva del yacimiento (condiciones PVT). La extracción de núcleos del hidrato puede efectuarse con un aditivo de refrigeración, que mantiene el lodo de perforación por debajo de 2°C y un gel no invasivo que reduce los efectos de la invasión de filtrado. Una vez retirada del pozo, la muestra se mantiene a alta presión y baja temperatura hasta que alcanza la autoclave de laboratorio, en donde se remueve del barril de núcleo y se transfiere. Las desventajas de los análisis de núcleo es que son caros, puede haber algo de disociación durante el proceso de transferencia, y el núcleo sin forro está sujeto a la disociación del hidrato, de allí la desgasificación en la autoclave.

Avances recientes han introducido una autoclave de núcleo que puede ser desacoplada de la herramienta de extracción de muestras principal, después de la recuperación. El núcleo se mantiene bajo presión y se enfría con hielo mientras que se transfiere a las cámaras especializadas para el análisis, submuestreo y/o almacenamiento. Una cámara de registro de núcleo permite que las propiedades físicas sean medidas a través de una ventana en un ambiente de temperatura controlada. Debido a que el núcleo está en una caja de acero con mantenimiento de presión, sólo un número limitado de mediciones se pueden hacer, por ejemplo, la densidad (a través de la atenuación de rayos gamma) y la velocidad de la onda P pueden ser medidas, pero la resistividad no. También se puede permitir que el núcleo se disocie bajo control termodinámico, conduciendo a estimaciones confiables de la cantidad de metano producido, siempre que la porosidad y la química del agua intersticial sean conocidas. Es una calibración clave para la estimación de los hidratos en sitio.

El objetivo del análisis de núcleos no ha resultado todavía en el grado de verificación de laboratorio que se esperaría en petrofísica, debido a que no ha sido posible establecer en laboratorio algoritmos interpretativos que guíen la interpretación cuantitativa de los registros. Por otro lado, en los sedimentos oceánicos no consolidados hay problemas de inestabilidad del agujero, las respuestas de los registros pueden verse muy degradadas. Estas cuestiones se ven agravadas por las diferencias de resolución de las herramientas. Como resultado, diferentes registros han proporcionado diferentes mediciones en volúmenes del hidrato. Por ejemplo, el núcleo de 1 m del hidrato masivo recuperado en el pozo DSDP 570 frente a la costa del Pacífico de Guatemala, fue interpretado teniendo un espesor de 4 m (registro sísmico), de 2.7 m (registro de densidad) y de 0.6 m (registros de resistividad) en 1982. A pesar de esto, los registros muestran que los hidratos masivos manifiestan baja respuesta de rayos gamma, baja densidad, alta porosidad de neutrones, alta velocidad sísmica (tiempo de tránsito bajo) y alta resistividad. La predisociación del gas en la adquisición de datos debe ser mejorada a través de LWD. La figura 49 muestra un conjunto de registros de pozo a través de una secuencia con capas de hidratos, con intervalos de *subpermafrost* con

diferentes grados de respuesta a los hidratos debido a la diferente resolución de los registros. Aunque los hidratos inferidos de la figura 50 están contenidos dentro de un sistema de poro sedimentario, las propiedades físicas de los intervalos interpretados portadores del hidrato se distinguen con las de hidratos masivos. Esto es particularmente cierto para la unidad C de la figura 50.

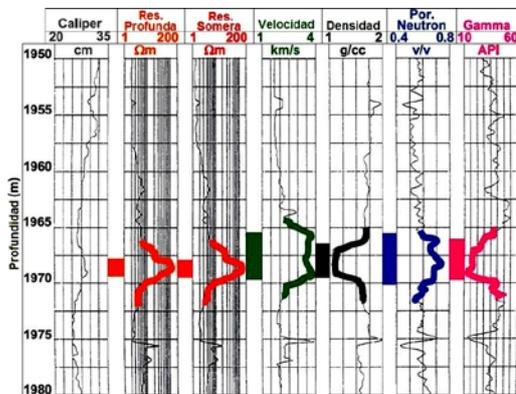
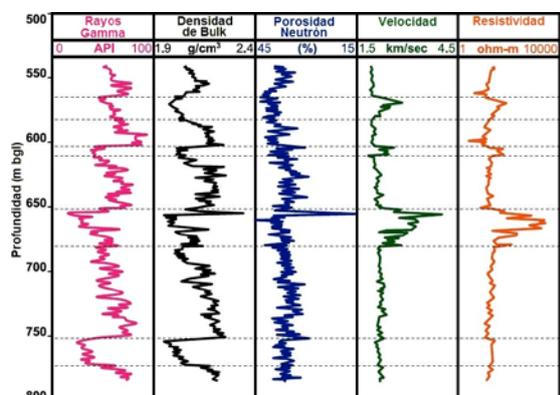


Figura 49. Respuesta de registros geofísicos de pozos en una capa masiva de hidrato (Worthington, 2010).

Se ha propuesto que el gas puede ser producido de los hidratos a través de 3 métodos de disociación inducida: despresurización, estimulación térmica y el uso de inhibidores de hidratación tales como sales y alcoholes. Los probadores de formación miden el flujo de fluidos y por lo tanto, la presión subsecuente aumenta, si estos datos son para reflejar la recuperabilidad del hidrato, su medición debe ser un tiempo después a la disociación que permite el flujo de gas.

La petrofísica es una especialidad empírica que se guía por información geológica y física. Tiene un principio de carácter indirecto y se basa en gran medida de algoritmos de interpretación, que relacionan parámetros físicos que se pueden medir, con las propiedades del yacimiento que se quieren cuantificar. Por esta razón el análisis de registros de pozos generalmente se basa en mediciones de núcleo con propósitos de calibración, al menos en algunos pozos clave. Para los hidratos, el papel de la información de núcleos como verificación del subsuelo es menos sencillo que para los depósitos convencionales, debido a las dificultades de muestreo representativo.

Figura 50. Registros geofísicos de pozo de la zona subpermafrost en el pozo Eileen State 2 en Alaska. La unidad B se interpreta como saturada de agua, las unidades C, D y E con hidratos. La zona de baja densidad debajo de C sugiere que esta unidad podría ser clasificada como clase 1 ó 2 (Worthington, 2010).



Cuando los hidratos están presentes en forma de nódulos o como relleno de fracturas, ya sea en arenas o lodolitas, están alojados dentro de la porosidad secundaria y su evaluación se vuelve mucho más compleja e incierta. Hay 3 aspectos que deben ser considerados en las mediciones, el primero se refiere a la cantidad de hidrato que está presente dentro de un

intervalo portador de hidrato; el segundo se refiere al modo de formación de hidrato dentro de ese mismo intervalo; el tercero se refiere a la naturaleza de las capas inmediatamente suprayacentes, específicamente si éstas son impermeables, o de la calidad del yacimiento y si este contiene agua y gas libre. Estos factores se establecen para tratar de desarrollar los volúmenes de hidrocarburos in situ (recuperables) a recursos y luego a reservas (comercialmente recuperables).

En el volumen aparente del hidrato, la pregunta es si el régimen de presión-temperatura del fondo del pozo es propicio o no para la formación de hidratos y, de ser así, saber qué sólidos y líquidos podrían ocupar el espacio de los poros. Esto se puede saber a partir de gradientes geotérmicos y de presión in situ. Otro aspecto importante es si una capa portadora de hidratos, puede ser descubierta por registros geofísicos convencionales. Si no se pueden identificar las capas portadoras de hidratos, el problema se convierte en uno de ocurrencia de microescala y por lo tanto es mucho más complejo. En ese caso, una imagen de resistividad junto con un registro de inducción triaxial, proporciona el camino más prometedor.

Cuando una capa portadora de hidrato se puede identificar, la evaluación petrofísica está dirigida a estimar el volumen fraccional del hidrato dentro de la capa de roca (porosa y permeable). Esta cantidad es el producto de la saturación del hidrato y la porosidad. En presencia de un régimen termodinámico favorable, el hidrato se forma preferentemente donde la porosidad es alta ( $\geq 0.30$ ), donde el tamaño de grano tiene un componente de limo y/o arcilla ( $< 62.5 \mu\text{m}$ ) y donde la salinidad del agua de formación es baja (por ejemplo,  $< 25,000$  ppm de NaCl equivalente). Bajo estas condiciones, las saturaciones de hidrato pueden ser altas (50% a 90%), y en estos niveles hay un incremento correspondiente en el módulo elástico de rigidez de la roca almacén.

El hidrato se puede encontrar dentro de una zona de *permafrost* o no. Dentro del *permafrost* se necesita distinguir el hidrato del hielo. El registro de escaner dieléctrico (o dispersión dieléctrica multifrecuencia) es la forma de poder distinguir entre hidrato y hielo. Sin embargo, las mediciones dieléctricas de alta frecuencia son poco profundas y, por tanto, no debe haber ninguna disociación del hidrato térmicamente inducida cerca del pozo en el momento que los registros se toman. Esto sugiere que un registro durante la perforación (LWD) es favorable; en la sarta de perforación, la resistividad es detectada a través de una medición de propagación de más baja frecuencia (2 MHz).

Aunque este método tiene la ventaja de proporcionar una medición más profunda con relación al registro dieléctrico de 1.1 GHz, la frecuencia más baja hace un menor diagnóstico de las propiedades dieléctricas de permitividad y conductividad, y la constante dieléctrica varía con la frecuencia. En formaciones de *permafrost* sería posible procesar los datos de LWD calibrando la medición para proporcionar una estimación de la saturación del hidrato, siempre que una discriminación medible entre las propiedades dieléctricas del hielo y del hidrato haya sido confirmada en la frecuencia de medición de la herramienta. Una herramienta de multifrecuencia dieléctrica (escaner dieléctrico) mide dispersión dieléctrica (dependencia de la frecuencia) en un amplio intervalo de frecuencias y con una resolución espacial muy clara. Tal medición puede estar disponible para aplicaciones de LWD. Dadas las diferentes permitividades relativas (ó constante

dieléctrica) del aceite ( $\epsilon_r \sim 2$ ), del agua ( $\epsilon_r \sim 40-80$ ) y de los minerales ( $\epsilon_r \sim 5-9$ ), esta herramienta puede medir el volumen de agua independiente de su salinidad, y además puede proporcionar valores continuos de los exponentes de cementación (m) y saturación (n) en todo el intervalo registrado.

Es necesario conocer el volumen de arcilla (Vsh) si se quieren utilizar los registros neutrón o sónico, para la evaluación de la porosidad en intervalos de arenas arcillosas. Este parámetro se calcula a partir de un indicador de lutita como el registro de rayos gamma. Los valores inferidos del Vsh no son exactos y pueden sobreestimar el valor del parámetro requerido por más de un factor de 3%. Las correcciones sólo se pueden hacer si los datos del núcleo están disponibles. Dada la complejidad del problema petrofísico en la evaluación de los hidratos de gas, se recomienda que el modelo total de porosidad sea utilizado siempre que las condiciones lo permitan. Este modelo no utiliza Vsh en la determinación de porosidad de los intervalos arcillosos a partir de los registros de pozos.

En el sistema de porosidad total obtenido de la interpretación petrofísica, el agua enlazada electroquímicamente con minerales constituyentes de arcilla, está incluida dentro de la porosidad. La fracción mineral de arcilla seca tiene la misma densidad que la matriz de la roca y el registro de densidad se utiliza para evaluar la porosidad total, como si la formación fuera litológicamente limpia. Como parte de este cálculo, es necesario estimar la densidad colectiva de las sustancias del relleno de poros, por ejemplo: hielo, hidrato, agua y gas. En ausencia de información de núcleo, este proceso está poco fundamentado.

Logísticamente, esta recomendación requiere de un enfoque de adquisición de registros durante extracción de núcleos, objetivo que se ve obstaculizado por la necesidad de núcleos a presión. El método de porosidad total puede fallar en donde las condiciones del agujero son malas o cuando la matriz de la roca muestra variaciones en la composición. En cualquiera de estas condiciones, la petrofísica hace recurrir al sistema de porosidad, lo que permite el uso de registros de densidad, neutrón y sónico. En un agujero rugoso, el registro sónico puede ser la única opción, pero puede degradar como predictor de la porosidad donde el yacimiento no está consolidado. Estos registros deben ser corregidos primero por el efecto de los minerales de arcilla, utilizando el valor de Vsh. Incluso si esto puede hacerse de manera significativa, todavía existe el problema de representar varias sustancias de relleno de poros en las ecuaciones de porosidad para arena limpia.

Situaciones más complejas pueden requerir un enfoque geo-matemático implicando la solución simultánea de las ecuaciones de respuesta del registro. Sin embargo, una comprensión más sólida del carácter petrofísico de los intervalos con hidrato es necesaria, antes de que tales métodos se puedan aplicar con un control adecuado. En particular, las herramientas de densidad, la resonancia magnética (NMR) y el sónico son de detección somera, por lo que cualquier disociación de hidratos cerca del pozo puede conducir a información no representativa.

El enfoque convencional para la evaluación de saturación de agua e hidrocarburos, implica el uso de registros de resistividad profunda. Esto requiere que la resistividad del agua de formación se conozca. Se permite que se haga una

interpretación de saturación de agua por un lado, y volumen de poro colectivo fraccionado de hielo/hidrato/agua/gas libre por el otro.

Cuando el hielo está presente, debería ser posible distinguir el hielo del hidrato utilizando un registro dieléctrico de alta frecuencia, que trabaja de manera independiente de la salinidad del agua, pero tiene una profundidad somera de investigación. El problema que queda es cuantificar cualquier saturación de gas libre. En la figura 51 se muestran varias curvas de registros para poder diferenciar al hidrato de hielo. La velocidad sónica aumenta a lo largo de la zona del hidrato, como lo haría en una capa de hielo. La resistividad aumenta debido al metano. El incremento en el gas en fondo medido mediante el registro de hidrocarburos de perforación, fue el mejor indicador de hidratos, pero su respuesta no fue muy diferente al de un registro obtenido en una zona de gas libre.

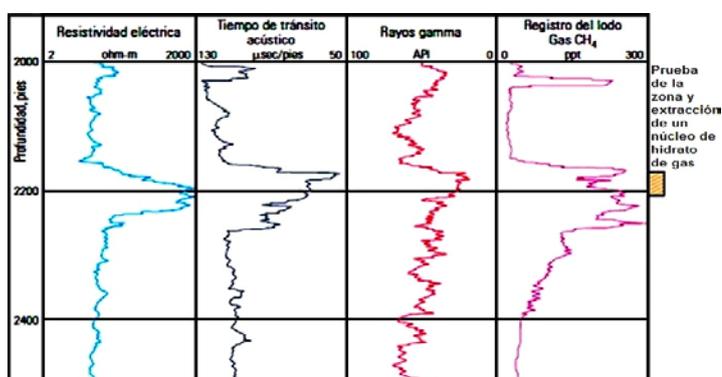


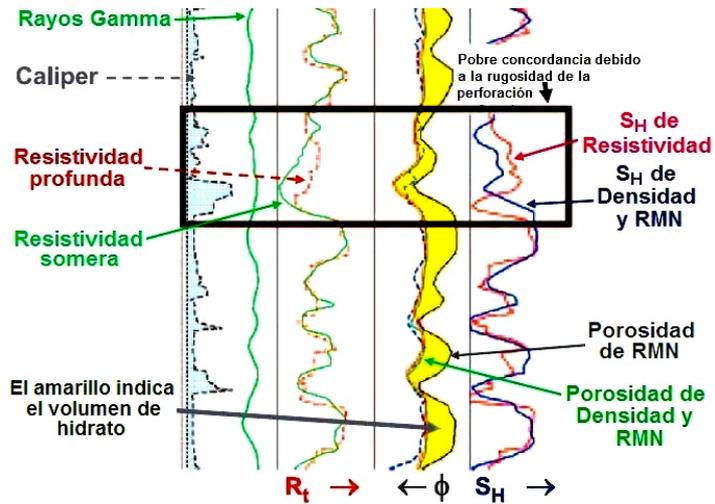
Figura 51. Registros obtenidos en el pozo Northwest Eileen 2 de ARCO y Exxon en la plataforma del norte de Alaska. (Collett et al, 2000).

Un enfoque complementario que pretende simplificar la identificación de las sustancias que rellenan los poros, considera el hecho de que los hidratos (y hielo) son invisibles para los registros NMR, los cuales ven agua y gas. Esto es porque el re-alineamiento de los protones en tiempo real en la dirección de un campo magnético aplicado sólo puede ocurrir en los fluidos (en estado líquido o gaseoso). Al comparar la porosidad NMR con la porosidad de núcleo o de otro tipo de registro de porosidad estándar, para ciertas simplificaciones se puede hacer una estimación del volumen fraccional del hidrato (más hielo). Por ejemplo, una combinación de registros de densidad y NMR para inferir las proporciones de hidratos y agua en los sedimentos marinos arcillosos que se supone no contienen gas libre (fig. 52). En sedimentos sin *permafrost* conteniendo hidratos de clases 1W, 2 y 3, un registro de Carbono/Oxígeno puede ser utilizado para inferir la saturación de agua.

El problema se vuelve más complejo donde las formaciones son arcillosas, ya que los efectos de la lutita son agravados por la comparativamente baja salinidad de la formación de agua asociada con la aparición de hidratos y altas saturaciones de hielo/hidrato, que son percibidos como aislantes eléctricos (baja resistividad). Bajo estas condiciones, es poco probable que las ecuaciones de Archie sean apropiadas. Algunos han utilizado las ecuaciones de formaciones arcillosas para tratar de superar este problema, pero es probable que estas ecuaciones también dejen de funcionar donde hay grandes concentraciones de hidratos. Una respuesta adecuada en estas situaciones es utilizar un enfoque pseudo-Archie para estimar la saturación

de agua. Para aplicaciones sin *permafrost*, los resultados pueden ser correlacionados con las estimaciones de NMR de contenido de agua fraccionada.

Figura 52. Registros geofísicos de un pozo en el margen continental en la región del Pacífico Asiático. Hay baja porosidad de los registros NMR. Esto no toma en cuenta los hidratos de gas. Cuando la herramienta de densidad se considera, el hidrato está incluido dentro de la porosidad inferida. La diferencia entre las 2 curvas de porosidad es el volumen fraccional del hidrato dentro de la roca (modificado por Elisea de Worthington, 2010).



Un ejemplo del enfoque pseudo-Archie es un hidrato ocupando el 80% del espacio de los poros de una roca de 40% de porosidad y de una resistividad de 40 ohm-m a la profundidad sub*permafrost* de 907 m, en el pozo Mallik 5L-38 al norte de Canadá (fig. 53). Se supone para simplificar, que no hay gas libre y que la formación es litológicamente limpia. Usando un perfil de temperatura regional, la temperatura a esta profundidad se ha calculado en 9.7°C. Asumiendo una salinidad del agua de formación en 25,000 ppm de NaCl equivalente, la resistividad del agua se estima en 0.35 ohm-m. Sobre esta base valores del exponente de la porosidad de Archie “m” y el exponente de saturación “n” se estima en 1.92 y 1.85 utilizando un criterio de selección.

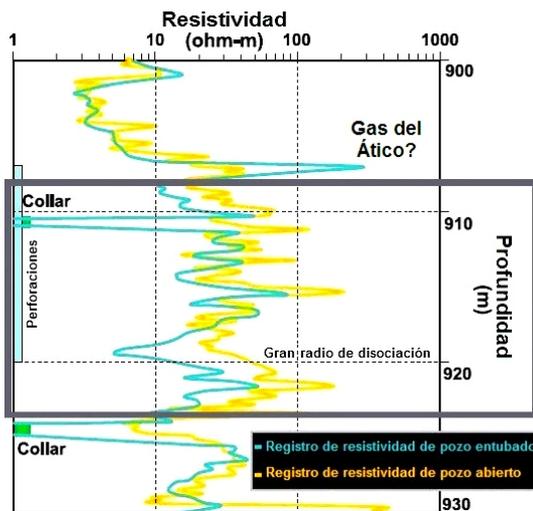


Figura 53. Comparación de registros resistivos de pozo abierto (RAL5) y pozo entubado (CHFR) del pozo de investigación Mallik 5L-38, durante una prueba de la disociación térmica. Las zonas de disociación están indicadas por la separación de la curva, es más notable alrededor de los 919 m de profundidad (modificado por Elisea de Worthington, 2010).

A pesar de que la formación se especifica como de lutita libre, estos valores parten de los valores convencionales de  $m \approx n \approx 2$ , que se han usado para evaluar volúmenes de hidrato en otra parte. Las salidas son generadas por la frescura comparativa de

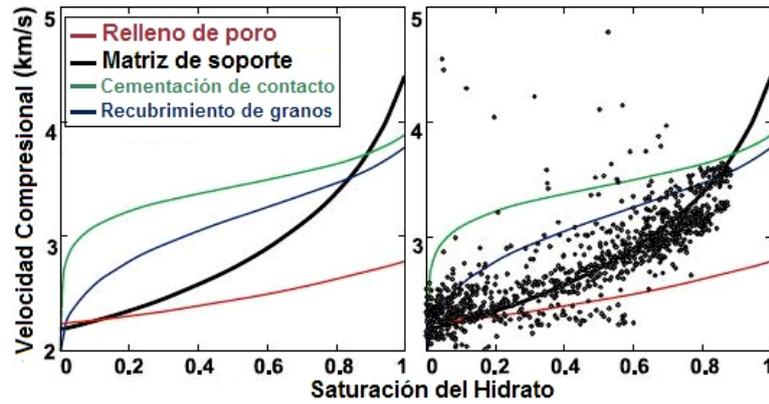
las aguas de formación dentro de la zona de estabilidad del hidrato. Sobreestimaciones de “m” y “n” llevarán a una subestimación de la saturación del hidrato, en este caso, por cerca de 4 unidades de saturación (4%). Por lo tanto, el uso del enfoque pseudo-Archie debería conducir a un mejor uso colectivo de la resistividad, de NMR y quizás de los registros de C/O en la evaluación de los volúmenes del hidrato.

La manera en que el hidrato se forma dentro de una red de poros tiene profundas implicaciones para la estabilidad mecánica de la roca almacén y, lo más importante, como esa estabilidad podría cambiar si los hidratos se disocian. Esto es importante para la unión con el cemento del pozo para las rocas portadoras de hidrato, porque se puede esperar que se desarregle con la disociación. Siempre que las capas portadoras de hidratos puedan ser identificadas con registros, el problema petrofísico yace en la microescala. El registro sísmico es potencialmente el mejor diagnóstico del hábito (forma) de crecimiento del hidrato. Estudios del modelo han indicado que la velocidad de la onda P es un indicador del modo de la formación del hidrato, para un valor dado de la saturación del hidrato. Estudios de los modelos de Kleinberg y Dai se llevaron a cabo para un sistema de 2 fases (hidrato y agua). Las relaciones entre  $V_p$  y la saturación del hidrato para 4 modos (B-E) de la formación del hidrato, se representan por las curvas calculadas de la figura 54.a. La figura 54.b muestra los datos derivados de los registros de pozos de los intervalos arenosos, que se encuentran por debajo de la zona de *permafrost* en el pozo Mallik 5L-38; los datos indican un modelo de matriz de soporte de crecimiento del hidrato. Estos mismos autores han adoptado un enfoque similar para las ondas S, lo que ha reforzado el diagnóstico de la onda P. Esta conclusión significa que la disociación del hidrato le quitará algo del apoyo estructural de la roca con implicaciones para la estabilidad de la formación.

El método anterior se debe aplicar iterativamente. Una vez que hay indicaciones del modo de la formación del hidrato, podría considerarse apropiado utilizar un método alternativo para la evaluación de la saturación del hidrato como una comprobación cruzada. Esta necesidad podría ser muy fuerte cuando, por ejemplo, un algoritmo de resistividad convencional asumió un modelo de llenado de poros, pero el modo de la formación del hidrato resultó ser de recubrimiento de granos, de modo que la situación ya no es análoga a la roca almacén mojada por agua, sino más bien a la petrofísicamente más compleja roca mojada por aceite.

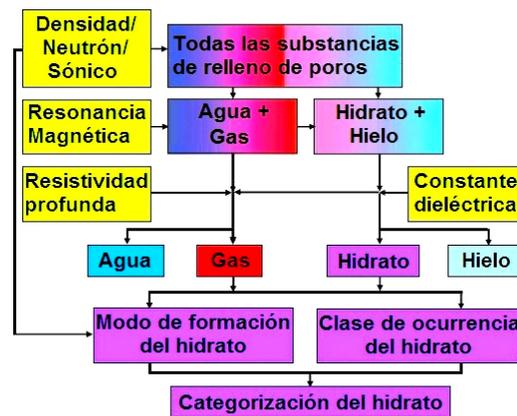
La naturaleza de los estratos adyacentes se refiere a estratos por encima y por debajo de la capa del hidrato. Los registros de pozos indicarán si los hidratos pertenecen a la clase 1, 2, 3 ó 4. Las clases 1 a 3 están delimitadas por roca impermeable por encima y por debajo de la zona de depósito del hidrato (incluye cualquier yacimiento de roca inmediatamente subyacente). La clase 4 no tiene esta delimitación. La diferencia entre las clases 1 y 2 es que la capa por debajo de la zona de estabilidad del hidrato contiene agua y gas libre en la clase 1, pero sólo agua en la clase 2. La separación de los registros de neutrón y densidad podría ser diagnóstico de gas libre, pero este efecto puede ser suprimido por invasión o por arcillosidad. La presencia de gas podría ser mejor discernida a través del uso de los registros de C/O, resonancia magnética nuclear o por registros de resistividad profunda.

Figura 54. a) Forma de crecimiento del hidrato modelado a través de velocidad de onda P como una función de la saturación del hidrato. b) Superposición de datos del registro de una zona de *subpermafrost* en el pozo Mallik 5L-38, indicando un modo de matriz de soporte de la formación del hidrato con implicaciones de estabilidad para la disociación (Worthington, 2010).



El flujo de trabajo sirve para hacer la evaluación petrofísica de las rocas portadoras de hidratos de una manera integrada. El flujo de trabajo se simplifica porque no toma en cuenta la mojabilidad y la tortuosidad eléctrica, que tendrían que ser incluidas conforme las percepciones evolucionen. El flujo de trabajo no considera el caso poco común de hidratos masivos, más bien trata de los hidratos en capas sedimentarias que pueden ser identificados por registros de pozos (fig. 55).

Figura 55. Flujo de trabajo para la evaluación petrofísica de formaciones de hidratos de gas litológicamente limpias y con solución de hielo y agua coexistiendo bajo condiciones específicas. El flujo de trabajo puede ser ampliado para incluir otras herramientas de pozo, como registros de C/O (modificado por Elisea de Worthington, 2010).



Las capas de hidratos deben poder identificarse con los registros geofísicos de pozos. Si no es así, una solución interpretativa debe buscarse basada en los principios de anisotropía. La solución debe estar basada en parte en interpretación de registros.

Las condiciones de fase es un análisis que se basa en entrar en la temperatura y presión esperadas de la formación, dentro de un diagrama de fase apropiado. Un aspecto petrofísico importante es si el intervalo de evaluación está por encima o debajo de la base de una zona de *permafrost*. Un inventario de las propiedades físicas de todos los componentes esperados del yacimiento incluirán matriz y posiblemente las propiedades de la lutita.

Las buenas condiciones del agujero pueden ser aceptadas cuando el pozo es circular en sección transversal y no muestra una ampliación del diámetro mayor de 2.5 cm en cualquier lado respecto al diámetro de la barrena, es decir, menos de 5 cm en el registro caliper. Cuando las condiciones del agujero son buenas, todos los

registros de porosidad pueden ser utilizados. Cuando son malas, el registro sónico se debe utilizar en el cálculo de porosidad, donde el yacimiento de la roca almacén es arcilloso.

La secuencia de interpretación a continuación supone que las condiciones del agujero son buenas y las mediciones no son muy degradadas por la invasión de filtrado. Desde el punto de vista petrofísico hay dos tipos de sedimentos: formaciones limpias y formaciones sucias (arcillosas):

Formaciones limpias.- Se obtiene la porosidad total  $\phi_T$  del registro de densidad donde la matriz de la roca es bastante uniforme, de lo contrario se utiliza la combinación neutrón-densidad. Se utiliza el registro NMR para inferir porosidad libre de hidratos  $\phi_{NMR}$ . La saturación del hidrato puede ser establecida por diferencia. Los no hidratos se pueden evaluar como agua o gas utilizando datos de NMR. Se comprueba a través de un enfoque de detección pseudo-Archie, que utiliza un registro de resistividad profunda, para el cual una estimación de salinidad del agua de formación se necesita en la zona de estabilidad del hidrato. Una vez que las saturaciones del hidrato han sido confirmadas, se utiliza el registro sónico para investigar el modo de formación del hidrato. Por último, se amplía el intervalo de evaluación para incluir capas adyacentes y de allí se colocan la acumulación del hidrato en una de las clases de ocurrencia.

Formaciones arcillosas.- El procedimiento tiene las complicaciones adicionales siguientes. Si la matriz y la composición del mineral de arcilla son bastante uniformes, se obtiene la porosidad total del registro de densidad. Se utiliza el registro NMR para inferir la porosidad total libre del hidrato, esto toma en consideración el agua ligada al mineral de arcilla. La saturación de hidrato en el sistema de porosidad total puede ser establecido por diferencia. Los datos de NMR deben de distinguir cualquier gas libre. Si la matriz y las composiciones minerales de arcilla son variables, se utiliza la combinación del registro de densidad-neutrón y se corrigen las respuestas de los registros para arcillosidad utilizando indicadores de lutita adecuados, la porosidad resultante es porosidad efectiva. Se utiliza el registro de NMR para inferir cualquier saturación de gas libre dentro de una porosidad efectiva libre del hidrato, que no incluye agua ligada al mineral de arcilla. La saturación del hidrato en el sistema de porosidad efectiva puede ser establecida por diferencia. En ambos casos, los resultados deben ser confirmados utilizando un enfoque de detección pseudo-Archie, que no requiere un indicador de lutita y por tanto es aplicable tanto a formaciones limpias como arcillosas. Al investigar el modo de formación del hidrato se recomienda que se haga dos veces, sin corrección de arcillosidad y después de la corrección de arcillosidad, utilizando un indicador de lutita adecuado; debido a que se utiliza un enfoque pseudo-Archie en litologías complejas se tiene incertidumbre en los resultados. Por último, se efectúan la clasificación y la categorización del hidrato.

El enfoque de “registro de porosidad/registro NMR” produce una saturación combinada de hielo más gas. Estos componentes se pueden separar utilizando un registro dieléctrico. Conocer las constantes dieléctricas de los constituyentes en las mediciones de las diferentes frecuencias es la clave para distinguir el hielo del gas y de allí inferir la saturación del hidrato a partir de la porosidad.

Una vez que la categoría del hidrato se ha identificado y los volúmenes en sitio han sido estimados, lo siguiente es hacer una estimación de los volúmenes de gas. Esto requiere conocimiento del factor de volumen de formación y del factor de recuperación. El factor de volumen de formación considera un hidrato de metano puro, que no contiene cantidades de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. El factor de recuperación no se conoce. Se considera que la despresurización es más eficaz que la estimulación térmica, para inducir la disociación del gas. Debido a la naturaleza de los hidratos, puede ser necesario definir un "área de disociación" alrededor de un pozo vertical. Los registros de resistividad profunda muestran diversos radios de disociación en diferentes niveles de profundidad en una prueba térmica en el pozo Mallik 5L-38 (fig. 53). Además, se puede esperar que el área de disociación varíe con respecto a la clase del hidrato. En el caso de los hidratos clase 3, puede ser necesario desechar desfases, es decir, volúmenes más allá de un área inmediata de disociación. En el futuro, los análogos estarán disponibles para guiar la identificación de un factor de recuperación significativo.

La figura 56 muestra un registro de imágenes de resistividad del pozo Mallik 5L-38, localizado en el Delta Mackenzie al norte de Canadá (McLellan et al, 2005). Se nota una alta resistividad (colores claros) asociada a la ocurrencia de hidratos de gas. Se observa claramente una fractura en ambas imágenes con orientación este-oeste. Altas concentraciones de hidratos de gas son marcados en intervalos de resistividad alta (claros) en la imagen RAB, intervalos violetas y casi rojos (temperatura fría) en imagen Infra Rojo (IR) y resistividad alta en los registros. Los intervalos de resistividad alta en el agujero U1327A (120-140 mbsf) correlacionados con intervalos de frío en la imagen IR en el agujero U1327C (130-160 mbsf) con una diferencia de 10 m de profundidad. El registro de resistividad en agujero U1327D presenta una alta resistividad en un intervalo de 155-160 mbsf, el cual correlaciona intervalos fríos observados en imágenes de IR de los núcleos tomados como ejemplo. Los registros de resistividad en el agujero U1327E no tienen alta resistividad

La continuidad lateral y vertical usada en los registros de pozos provee información acerca de la distribución de los hidratos de gas, el registro y los resultados del núcleo lateralmente indican variaciones considerables en la distribución de los hidratos. En particular los resultados sugeridos del registro de los hidratos de gas concentrados en los sedimentos generalmente, no son de continuidad lateral. La figura 56 ilustra la ocurrencia de hidratos de gas en el agujero usando las imágenes de esta herramienta LWD, registro de resistividad e imágenes térmicas del núcleo. Esto es a 20m de espesor en la zona de hidratos de gas a 120-140 mbsf del agujero U1327A, con intervalos de 5 m a prof. de 155-160 mbsf en el agujero U1327D (perforado a 25 m en el NE de U1327A) y no hay zona de hidratos en el agujero U1327E (perforado a 40 m al noroeste del agujero U1327A).

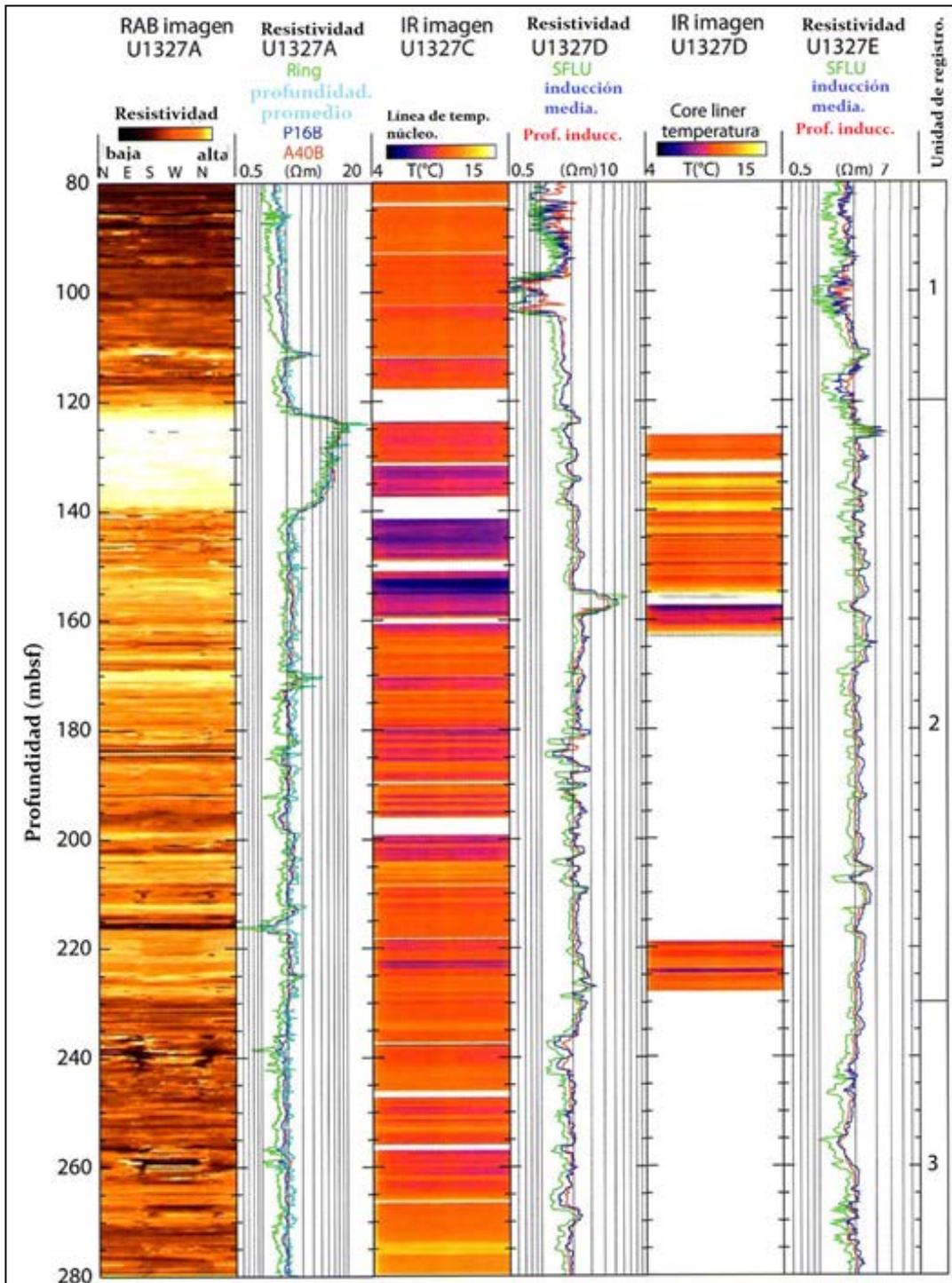


Figura 56. Imagen de resistividad en el pozo U1237 (RAB= resistividad frente a la barrena, IR=temperatura del núcleo en infrarojo) (Riedel et al,2006).

La observación y cuantificación lateral de la irregular distribución del hidrato de gas en la escala de cm (Goldberg et al, 2004) en los estratos mediante las imágenes de los registros eléctricos. Usando los datos de resistividad de la herramienta LWD se estima la cantidad de hidratos de gas alrededor del agujero durante la perforación del fondo oceánico (ODP) Leg 204 (fig. 57).

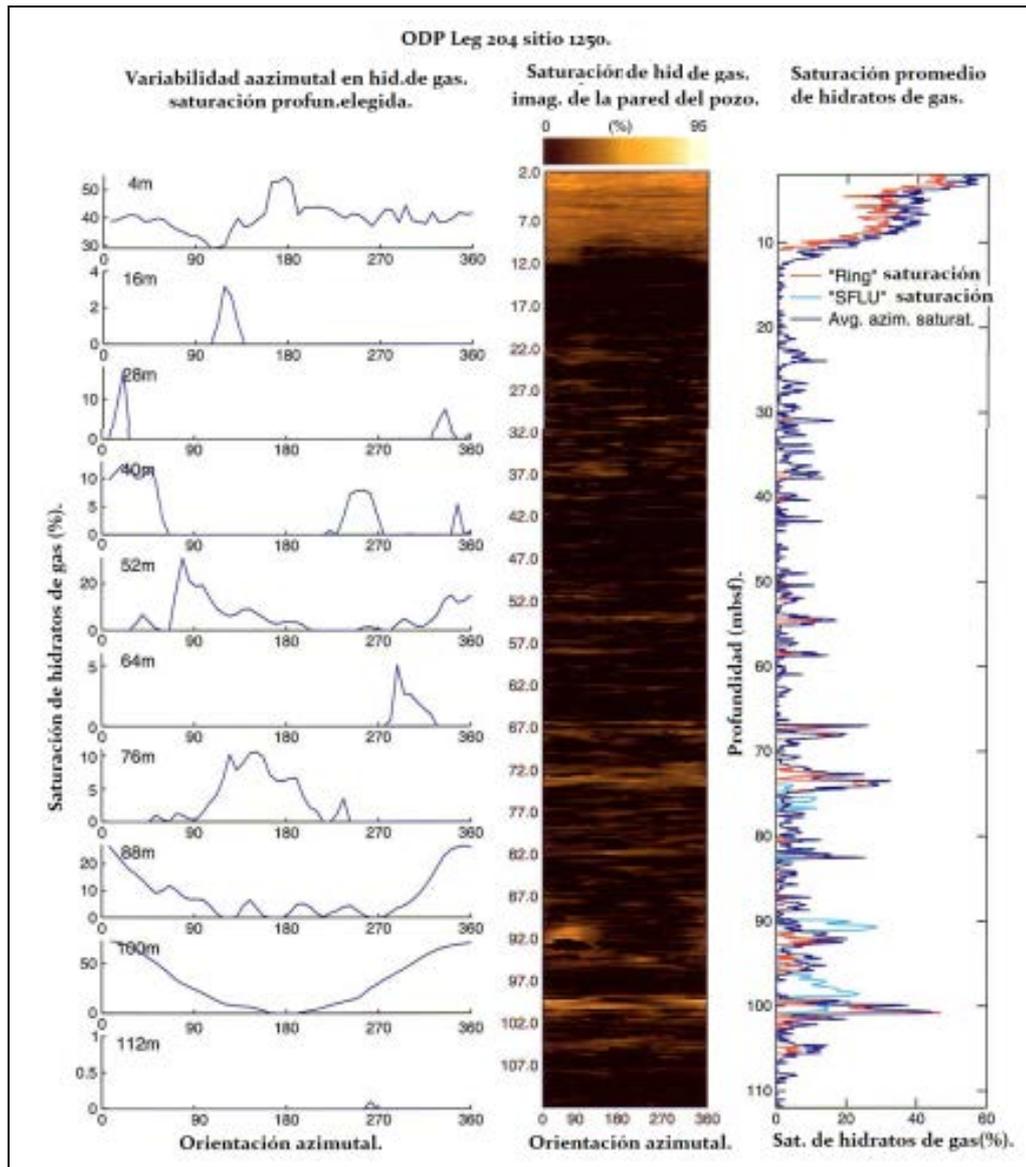


Figura 57. Imagen calculada de la estimación de hidratos de gas del ODP sitio 1250. Panel izq.: perfil azimutal de la variabilidad de la saturación a diferentes profundidades. Panel der.: cálculo de la saturación de hidratos de gas con LWD con herramientas de resistividad de diferente profundidad de investigación (Janik et al, 2009).

El perfil azimutal toma imágenes de la profundidad atravesada e indica claramente la variabilidad de la saturación de los hidratos de gas con el azimut del agujero. La heterogeneidad se pueden causar por fracturas (Tréhu et al, 2003, Weinberger y Brown, 2006, y Cook et al, 2007).

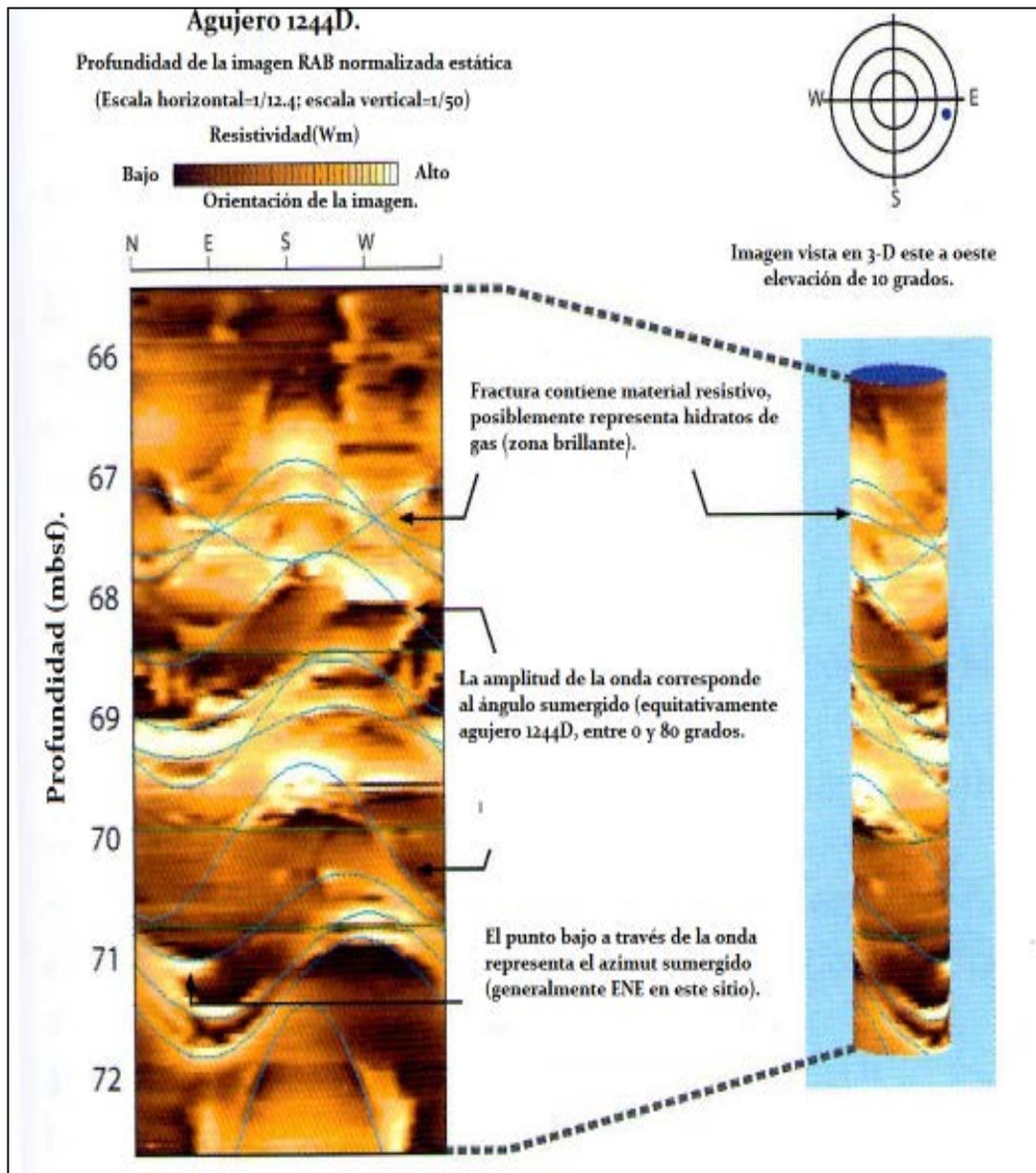


Figura 58. Imágenes de resistividad LWD de 66 a 73 mbsf en ODP agujero 1244D. Regiones brillantes de alta resistividad indican hidratos de gas cuando corresponde a zonas de baja densidad (Tréhu et al, 2003). Fuerte heterogeneidad de la concentración de hidratos de gas en la deposición en fracturas.

La figura 58 muestra la imagen LWD del ODP en el sitio 1244D donde la alta resistividad y la baja densidad de las zonas corresponden al relleno de las fracturas con hidratos de gas. Esta variación azimutal en la distribución de los hidratos de gas, sugiere las formas escarpadas en las fallas y las fracturas en este intervalo (Janik et al, 2009), indicando esfuerzo horizontales heterogeneos como la distribución de hidratos de gas en el pozo tanto en forma horizontal como vertical. (Tréhu et al, 2004).

## NUEVAS TECNOLOGÍAS:

### **RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (NMR).**

El registro NMR puede jugar un importante papel en la caracterización de los depósitos con hidratos de gas, particularmente cuando se combina la densidad y la porosidad (Kleinberg et al, 2005; Collett et al, 2006; Murray et al, 2006).

Los registros de porosidad neutrón son diferentes, tanto que las herramientas NMR son las únicas sensibles al hidrógeno líquido. La diferencia entre la porosidad del NMR y otro que mide la porosidad como el neutrón o densidad pueden calcular la concentración del hidrato.

Numerosos estudios de laboratorio (Davidson et al, 1986; Ratcliffe y Ripmeester, 1986), tiende a mostrar que la relación de tiempo  $T_2$  en hidratos de gas es muy similar a la relación de tiempo del núcleo en otros sólidos, semejantes a la matriz de la roca. Los hidratos de gas además, no pueden ser directamente detectados en el agujero perforado con la tecnología NMR.

Sin embargo, la saturación de hidratos de gas puede estimarse comparando la porosidad estimada derivada de NMR, en el cual los hidratos de gas son una parte sólida de la matriz, la porosidad medida se deriva de la densidad, en el cual los hidratos de gas están en la parte del espacio poroso (Kleinberg et al, 2005).

Este método (DMR) utiliza el registro de Densidad de porosidad aparente (DPHI) y la Porosidad Aparente de Resonancia Magnética (TCMR), la solución total (fluido + hidrato de relleno),  $\phi$  porosidad y la saturación de hidratos de gas  $S_h$ :

$$\phi = \frac{DPHI \times \left(1 - \frac{HI_h \times P_h}{HI_w}\right) + TCMR \times \frac{\lambda}{HI_w}}{\left(1 - \frac{HI_h \times P_h}{HI_w}\right) + \lambda}$$
$$S_h = \frac{DPHI - TCMR \times \frac{1}{HI_w}}{DPHI \times \left(1 - \frac{HI_h \times P_h}{HI_w}\right) + TCMR \times \frac{\lambda}{HI_w}}$$
$$\lambda \equiv \frac{\rho_w - \rho_h}{\rho_{ma} - \rho_w},$$

Ecs. 31 a 33

donde:

- el índice de hidrógeno del agua  $(HI)_w = 1$ ,
- y el índice de hidrógeno aparente de hidrato de gas  $= (HI)_h = 0$ ,
- la densidad del agua de poro usualmente  $\delta_w = 1.09 \text{ g/cm}^3$ ,
- la densidad del hidrato de gas  $\delta_h = 0.91 \text{ g/cm}^3$ ,

y la densidad de la matriz de cuarzo es  $\delta_{ma}=2.65 \text{ g/cm}^3$ .

Ph, es la corrección de la polarización del NMR por hidrato de gas, el cual es irrelevante, por que únicamente aparece en combinación con  $(HI)_h$ . Esto es  $\lambda=0.054$ , y:

$$\phi = \frac{DPHI + \lambda \times TCMR}{1 + \lambda}$$

$$S_h = \frac{DPHI - TCMR}{DPHI + \lambda \times TCMR}$$

Ecs. 34 y 35

El método DMR asume que el NMR es la medición de la amplitud, en una formación totalmente saturada de agua. Esta litología contiene poros pequeños donde la  $T_2$  es el tiempo de relajación, el cual es corto, este es el límite detectable del dispositivo del NMR y la porosidad puede estimarse.

## REGISTRO ELECTROMAGNÉTICO.

Los hidratos de gas y el fluido de poro tienen distintas propiedades dieléctricas, con el comportamiento del hidrato de gas en el sedimento con respecto a la conductibilidad y el agua fresca con respecto a la permitividad dieléctrica, (Boissonas et al, 2000; Wright et al, 2002). La frecuencia depende de la respuesta electromagnética, tanto que se requieren herramientas de alta frecuencia, el LWD herramienta electromagnética opera con baja frecuencia (2 Mhz) y son diseñados para medir la conductividad eléctrica con una mínima influencia de propiedades dieléctricas (Boissonas et al, 2000). Los dispositivos electromagnéticos (registros) se diseñan para medir las propiedades dieléctricas de la formación, operan con frecuencia de microondas (1.1 GHz) y son herramientas que se deslizan delante de la pared del agujero (Schlumberger, 1989).

Ambos tiempos de propagación y atenuación del viaje sinuoso de la onda electromagnética, desde que transmite hasta que recibe la medida con alta resolución vertical (menos de 5 cm) y la profundidad de penetración dentro de la formación (2.5 a 1.5 cm). Los datos obtenidos en la poca penetración son más susceptibles a cambios en concentraciones de hidratos cerca de la pared del agujero. Los análisis convencionales están basados sobre el plano de la solución de ecuación de onda de Maxwell's:

$$\xi_r = c^2(t_{p1}^2 - \alpha^2/3604) \quad \text{Ec. 36}$$

$$\sigma = \alpha t_{p1}/5458 \quad \text{Ec. 37}$$

dónde:

$t_{p1}$  es la propagación del tiempo en ns/m,

$\alpha$  es la atenuación en dB/m,

$\xi_r$  es la constante dieléctrica (es dimensional),

$\sigma$  es la conductividad en S/m y

$c=3m/ns$  es la velocidad de la luz en el vacío.

La respuesta a la alta resolución y frecuencia de los herramientas electromagnéticas, pueden revelar una característica dieléctrica en el comportamiento del hidrato de gas en formaciones con agua de mar (Sun y Goldberg 2005). En la figura 59 el registro del pozo Mallik 2L-38, el registro provee una alta resolución en estratos saturados con hidratos de gas y baja resolución con métodos convencionales de resistividad, proporciona la estimación de la saturación de hidrato de gas (Hutchinson et al, 2009).

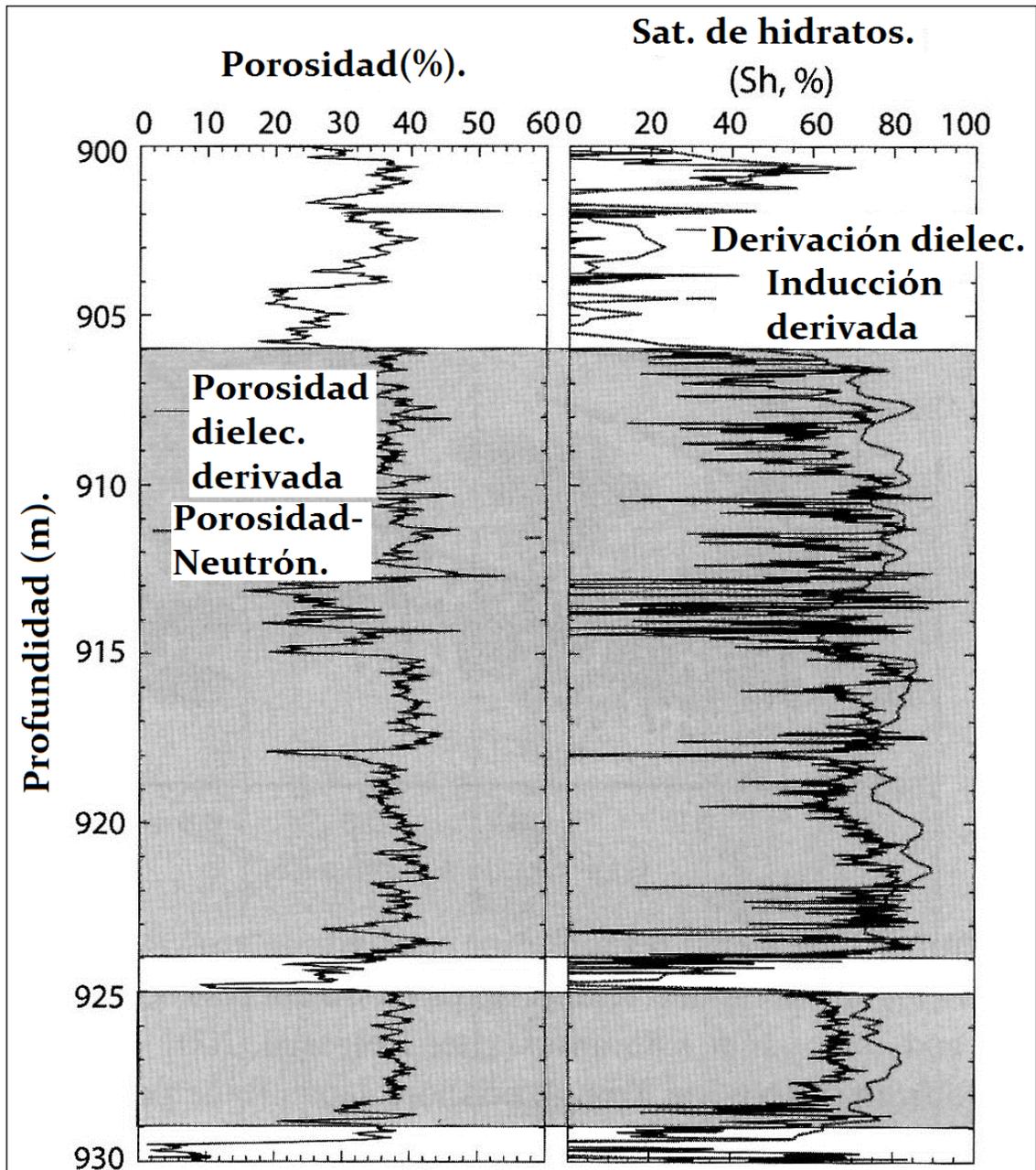


Figura 59. Estimación de una porción saturada con hidratos de gas y registro de porosidad en un intervalo de profundidad de 900 a 930 m, en el pozo Mallik 2L-38, estimación de la alta resolución de la derivación dieléctrica (negro), se muestra contra (gris) derivado de registro de inducción. La porosidad dieléctrica derivada (negro) es mostrada la porosidad neutrón (gris). El comportamiento de arenas con hidratos de gas están sombreados (Sun y Goldberg, 2005)

La arena de Frío portadora de hidrato es una roca de alta impedancia, con bajo coeficiente de Poisson. Su  $V_p$  es de unos 2700 m/s, y su  $V_s$  promedia 1200 m/s, dando un coeficiente de Poisson de 0.3. La densidad es de 1.85 a 1.89  $g/cm^3$ , aproximadamente la misma que la lutita suprayacente (figura 3.6.5). La arena con hidrato tiene una anormal alta resistividad, 20-40 ohm-m, en comparación con 1 ohm-m para la arena con salmuera. Las propiedades de la arena saturada de hidrato son bastante diferentes de las propiedades esperadas de arena saturada de gas libre de litología similar. Alta resistividad se esperaría en ambos casos, pero comparada a la arena en salmuera, la arena de gas libre tendría menor densidad,  $V_p$  mucho más baja y alrededor de la misma  $V_s$ . En comparación con la arena en salmuera, la arena portadora del hidrato de metano tiene aproximadamente la misma densidad, y velocidades  $V_p$  y  $V_s$  mucho más altas.

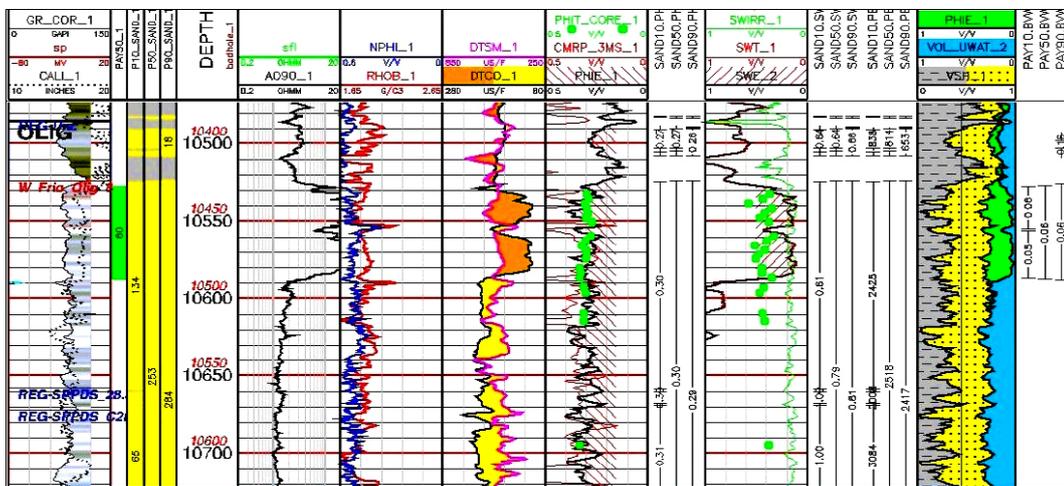


Figura 60. La respuesta del registro de la arena de Frío. El espesor total de la arena se extiende por debajo del fondo. Las curvas principales son: rayos gamma (GR\_COR\_1), resistividad (sf1), porosidad neutrón (NPHI\_1), densidad (RHOB\_1),  $1/V_s$  (DTSM\_1),  $1/V_p$  (DTCO\_1) y registro de porosidad (PHIE\_1). El último carril indica los volúmenes relativos de la lutita (gris), arena (amarillo), el espacio de poros lleno de hidrato (verde) y el espacio de poro lleno de salmuera (azul). La zona de hidrato se caracteriza por alta resistividad y alta velocidad, pero la densidad es esencialmente la misma que para la arena en salmuera debajo (Latham et al, 2008).

La arena en salmuera que constituye la mayor parte del espesor del depósito de Frío tiene una impedancia muy baja y alto coeficiente de Poisson. Su  $V_p$  es de unos 1500-1700 m/s y su  $V_s$  es de alrededor de 500 m/s, dando un coeficiente de Poisson de 0.4. La densidad es de 1.87 $g/cm^3$ , esencialmente la misma que la arena con hidrato. El fluido de poro dominante en la parte más profunda de la arena es salmuera, pero la anómalamente lenta  $V_p$ , sólo ligeramente más rápida que la velocidad del agua de mar, puede indicar la presencia de baja saturación, o gas "burbujeante". La interpretación de gas de baja saturación puede ser corroborada por la respuesta sísmica.

La figura 61 muestra otro ejemplo de la respuesta de registros geofísicos de pozos en hidratos de metano, incluyendo el registro de nueva tecnología de sónico dipolar.

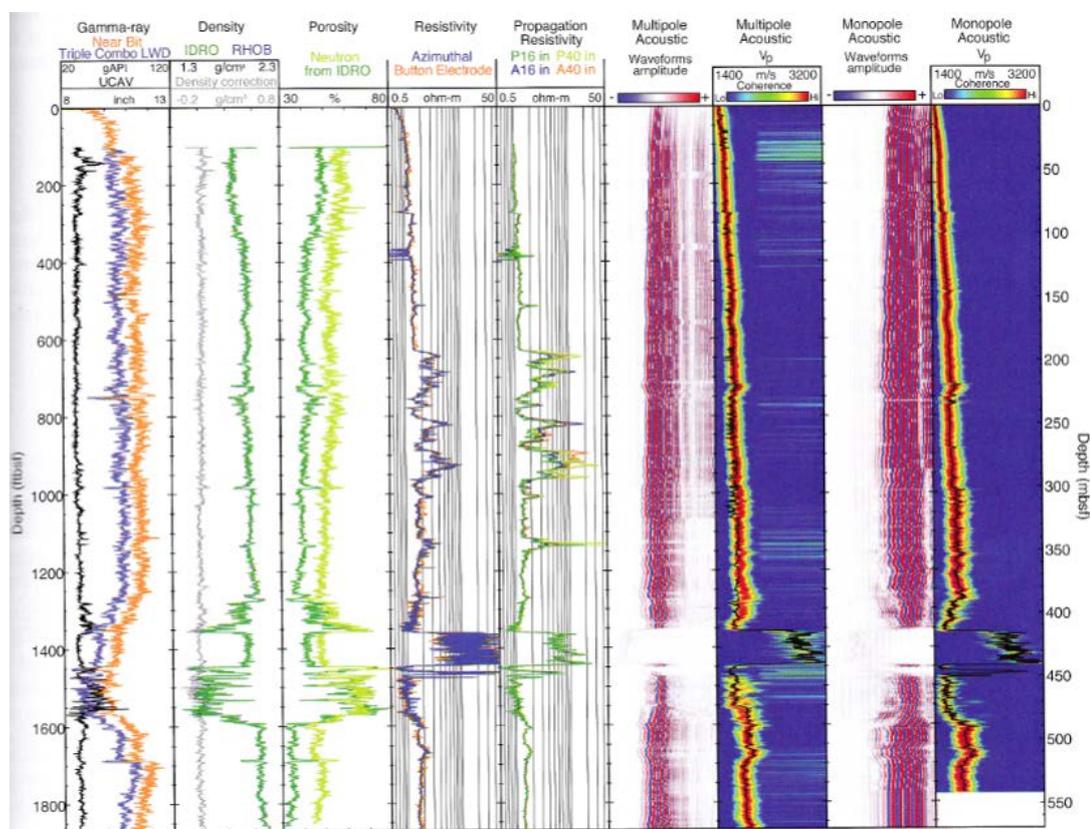


Figura 61. Registros LWD en la plataforma JIP Leg II, pozo GC995-H, en el Golfo de México. Se observan hidratos de gas en fracturas de 625m a 910m y un intervalo de hidratos masivo en areniscas, de 1350m a 1450m (Collett y Lee, 2012).

A continuación se muestran las respuestas más comunes de los registros geofísicos de pozos para los hidratos de gas. Se aclara que esto no es una regla absoluta, sino una respuesta ideal en algunos de los registros geofísicos de pozo (fig. 62).

Hidratos de Metano									
Registro	Rayos Gamma	Resistividad ( $\Delta t$ )	Potencial Natural (SP)	Sónico	Neutrón ( $\phi N$ )	Densidad ( $\rho_b$ )	Permeabilidad	TOC	Gas Libre
Unidades	API	ohm*m	mV	$\mu s/ft - \%$	%	gr/cm <sup>3</sup>	mD	%	pc/ton
Respuesta	Disminuye	Aumenta	-	Aumenta	Aumenta	Disminuye	Aumenta	-	Aumenta
Dirección de la respuesta									

Figura 62. Tendencia de la respuesta de los registros para hidratos de metano.

## CAPÍTULO 6.

### IMPORTANCIA ECONÓMICA E IMPACTO AMBIENTAL.

No sólo existen fuentes de energía como el petróleo o el gas, hay nuevas fuentes de energía como los hidratos de gas en los fondos marinos y en el Ártico. Los investigadores y científicos han llegado a la conclusión de que cuatriplican las reservas de petróleo, hoy en día se deben desarrollar nuevas tecnologías que lleven a su correcta explotación, tomando en cuenta que el daño ecológico debe ser mínimo.

La posibilidad de independencia energética para algunos países desarrollados como EUA y Japón, y en vías de desarrollo como la India, han motivado la creación de programas de investigación y desarrollo tecnológico, que hagan posible la extracción comercial de gas natural a partir de depósitos de hidratos de gas. De acuerdo con estudios preliminares, existen reservas considerables de gas natural en este tipo de depósitos cerca de las principales áreas de consumo en el mundo, como es el caso de California, Nueva York, Tokyo, etc.

Se ha estimado que México cuenta con 19 000 km<sup>2</sup> en áreas potenciales, ya que se han recuperado núcleos, cuyos análisis de laboratorio mostraron hasta 99 % de impregnación de metano y estudios en el Pacífico han detectado y documentado emanaciones constantes (chimeneas) de metano en el lecho marino.

Internacionalmente, las actividades de Investigación y Desarrollo Tecnológico se han incrementado con programas agresivos por parte de países como Japón, India, Canadá, Reino Unido, Alemania, Brasil, Noruega y Rusia. Si bien es cierto que actualmente los costos de producción de metano a partir de Hidratos no son competitivos, se espera que los grupos de Investigación alrededor del mundo generen nuevas técnicas para hacer económicamente factible su explotación.

Desde el punto de vista de las perspectivas geológicas, los hidratos de gas constituyen un importante rasgo de la geósfera poco profunda. Si las actuales estimaciones de recursos de hidratos de gas son correctas, éstos contienen mayor potencial de energía de combustibles fósiles que el existente en los yacimientos convencionales de petróleo, gas natural y carbón. Hay una incertidumbre respecto a qué porción de esta fuente energética puede ser realmente explotable, debido a la falta de tecnología para la recuperación de metano. Sin embargo, los notables avances tecnológicos alcanzados en los últimos años de la década de 1990, por la Industria Petrolera mundial en el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo y gas en aguas profundas podrán ser aplicados a la exploración y desarrollo de los depósitos de hidratos de gas, en el próximo decenio.

Hay estimaciones sobre el volumen total del metano de que alrededor de 20,000 trillones de m<sup>3</sup> (700,000 Tpc) se encuentran atrapados en los hidratos. Aproximadamente 99% de éstos se encuentran en sedimentos marinos costa afuera. El total es de magnitud mayores a la cantidad del metano convencional recuperable, el cual se calcula es de alrededor de 250 trillones de m<sup>3</sup> (8,800 Tpc).

Es decir, los hidratos pueden contener 10 trillones de toneladas de Carbono, más del doble de todo el carbón, el petróleo y las reservas de gas convencionales del mundo combinados, como se observa en la figura 2.6.5.

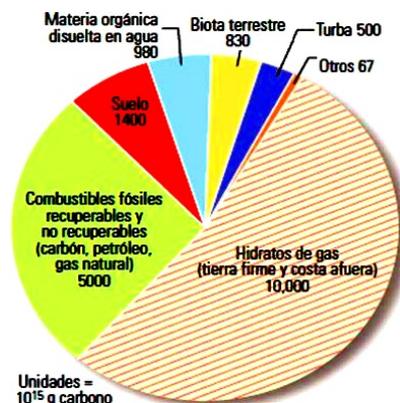


Figura 63. Contenido de Carbono a nivel mundial. Los hidratos de gas constituyen más de la mitad de recursos de hidrocarburos. (Esto excluye el Carbono orgánico disperso como kerógeno y asfalto) (Collett et al, 2000).

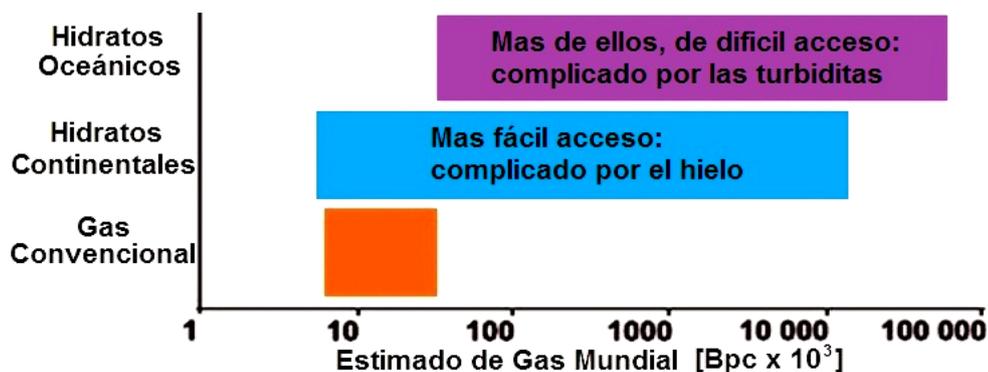


Figura 64. Comparación global del estimado de volúmenes de gas en sitios de hidratos de gas para permafrost y ambientes sub-oceánicos (modificado de Paul F. Worthington, 2010).

## 6.1. LOS HIDRATOS DE GAS COMO UN POTENCIAL RECURSO ENERGÉTICO FUTURO.

La perspectiva de considerar a los hidratos de gas como una fuente alternativa de energía, tomó importancia en los años 70's como consecuencia de la crisis del petróleo, iniciando una búsqueda de yacimientos de hidratos de gas e investigando su extracción y aprovechamiento de forma rentable, lo que se materializó en 1972 en Alaska, con la extracción de hidratos de gas en cilindros presurizados.

Actualmente existen numerosos proyectos en marcha, destacando "Estudio de Fondo Oceánico y los efectos Morfológicos de la Interacción entre la Placa de Cocos y la Placa del Caribe de Costa Rica", el llamado proyecto Paganini, "Hidratos de Gas Submarinos. Una nueva fuente de Energía para el siglo XXI". Donde participan distintos países, como los Estados Unidos, Canadá y Japón considerados los más avanzados en las investigaciones además de la India, Brasil,

Chile, Perú, Nigeria, Pakistán y Australia entre otros con interés, ya que poseen yacimientos del recurso.

La Secretaría de Energía, con el fin de asegurar el abasto actual y futuro de gas natural en México, a partir del 2004 y en coordinación con Petróleos Mexicanos y el Instituto Mexicano del Petróleo, planteó la necesidad de evaluar el potencial de gas natural almacenado en depósitos de hidratos de gas localizados en aguas territoriales mexicanas del Golfo de México y Océano Pacífico, con el objeto de definir el potencial productor de gas metano a partir de dichos depósitos y eventualmente establecer la estrategia que permita su exploración.

Se consideró el desarrollo de una serie de proyectos atendiendo a dos aspectos principales: asimilación tecnológica y conceptos operacionales u operativos. Los temas operativos a cargo de Pemex Exploración Producción y la asimilación tecnológica a cargo del Instituto Mexicano del Petróleo, a través de un proyecto denominado “Los sistemas de hidratos de metano en la parte mexicana del Golfo de México: origen, distribución y potencial”, con el objetivo de entender y establecer los modelos de hidratos presentes en la parte mexicana del Golfo de México para evaluar su potencial comercial (Alfaro López, 2013).

Los hidratos de gas se almacenan en el gas natural (metano  $\text{CH}_4$ ). A una temperatura estandar ( $20^\circ \text{C}$ ) y presión (1 atmósfera)  $1 \text{ m}^3$  de hidrato de metano sólido, es equivalente a  $160 \text{ m}^3$  de gas libre (Sloan y Koh, 2008). La aparición de los hidratos de gas en todo el mundo se ubicó en las plataformas marinas y regiones de *permafrost* que se han evaluado y estudiado globalmente.

Aunque estas estimaciones se citan en la tabla los valores dados por Kvenvolden (1988) son de  $2 \cdot 10^{16} \text{ m}^3$  de gas ó 10 gigatonnes de carbón (tabla 16).

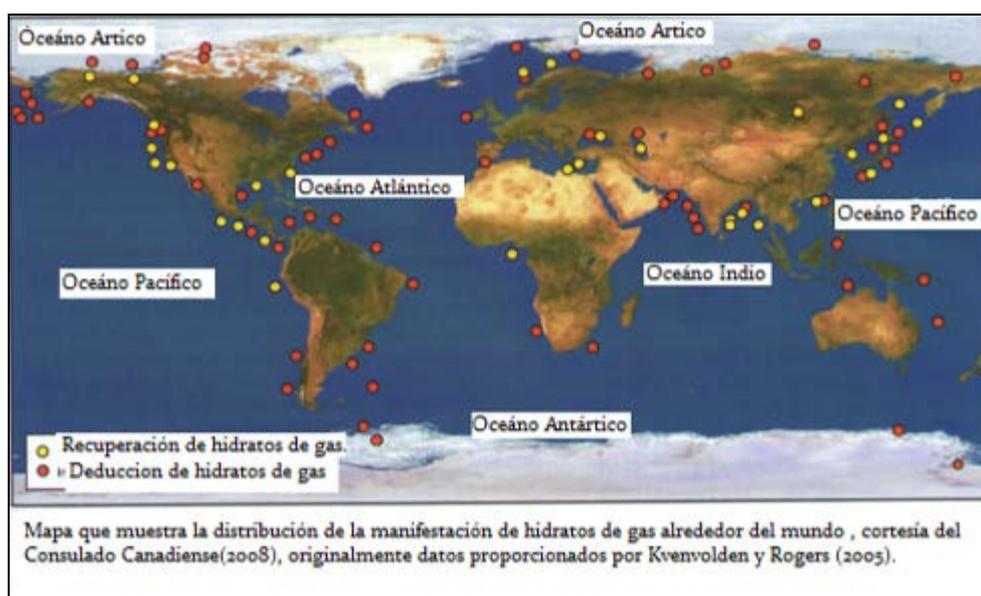


Figura 65. Ubicación de los yacimientos no convencionales en el mundo.

No obstante el rango estimado y asociado con estas evaluaciones son el espesor de la capa que contiene a los hidratos, pensando en él, como recurso energético sin explotar, se debe demostrar la cantidad de recursos posibles a explotar, en base a los programas de hidratos de gas a perforar en Japón, China, India, Corea del Sur y Estados Unidos (Collett et al, 2008b).

Tabla 16. Estimación de la concentración de hidratos de gas en el mundo.

<b>Hidratos de gas Continentales</b>		
<b>(x10<sup>12</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>(TCF)</b>	<b>Referencia</b>
<b>14</b>	490	Meyer (1981)
<b>31</b>	1 000	Melver (1981)
<b>57</b>	2 000	Trofimuk et al.(1977)
<b>740</b>	26 000	MacDonald (1990)
<b>34 000</b>	1 200 000	Dobrynin et al.,(1981)
<b>Hidratos de gas marinos</b>		
<b>(x10<sup>15</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>(TCF)</b>	<b>Referencia</b>
	35 000 a	
<b>1 a 5</b>	180 000	Milkov et al.,(2003)
<b>3.1</b>	110 000	Melver (1981)
	180 000 a	
<b>5 a 25</b>	880 000	Trofimuk et al.(1977)
<b>20</b>	706 000	Kvenvolden
<b>21</b>	740 000	MacDonald (1990)
		Kvenvolden y
<b>40</b>	1 400 000	Claypool (1988)
<b>120</b>	4 200 000	Klauda y Sandler (2005)
<b>7 600</b>	270 000 000	Dobrynin et al.,(1981)

Los estudios globales de la estimación volumétrica de los hidratos de gas son hechos a nivel nacional y regional a escala. Estas evaluaciones a gran escala son desde el Norte de la cordillera de Alaska (Collett et al, 2008<sup>a</sup>), el Golfo de México (Frye, 2008) y el Este de Nankai (Fuju et al, 2008). Más evaluaciones son estimadas volumétricamente en el lugar de los hidratos de gas, pero la evaluación de Collett et al (2008a) para la cordillera del Norte de Alaska, incluye la información de la primer muestra recuperable de hidratos de gas a partir de gas metano ( 85° TCF de gas ) estos resultados están basados en la primer prueba de producción usando la depresurización en Mallik en 2008 (Riedel et al).

## **RESERVAS DE GAS EN MÉXICO.**

Las reservas probadas de gas natural de México a inicios de 2006 fueron de  $2 \times 10^{13}$  pies cúbicos de gas, de las cuáles, más del 65 % estaban asociadas con reservas de aceite. En el largo plazo, es probable que México no sea capaz de satisfacer la mayor parte del aumento en la demanda de gas con recursos propios. El Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) reporta que existen alrededor de  $4.9 \times 10^{13}$  pies cúbicos de gas natural en México que aún no han sido descubiertos.

En cuanto a las ventajas económicas del gas se tiene:

- Tiene un precio muy competitivo comparado con el de otros combustibles.
- Incrementa la eficiencia de los procesos de generación y cogeneración de energía.
- Es abundante.

El poder calorífico del gas natural depende de su composición química, entre mayor sea la cantidad de hidrocarburos más pesados que el metano que contenga, mayor será su poder calorífico (Segura Cornejo, 2006).

Entre los posibles usos alternativos de los hidratos de gas, se proponen los siguientes:

- Desalinización de agua de mar.
- Almacenaje de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).
- Separación de mezclas gaseosas.
- Generación de electricidad a partir del gas fluyente (Luna Rodríguez).

### **6.1.1. CUANTIFICACIÓN DE RESERVAS.**

Según el investigador Timothy Collett, existen cinco parámetros fundamentales en las acumulaciones de hidratos de gas, que se pueden utilizar en el cálculo de la cantidad de gas asociado a los hidratos de gas:

- Extensión areal en donde se presentan los hidratos de gas.
- Espesor de la acumulación (o yacimiento).
- Porosidad en el sedimento.
- Saturación de hidrato de gas.
- El parámetro volumétrico del hidrato de gas, el cual define la cantidad de gas (a condiciones estándar), que está contenida en el hidrato. A este parámetro también se le conoce como número del hidrato.

En la tabla 17 se toman en cuenta los parámetros anteriores, para hacer el cálculo estimado de la cantidad de gas asociado a los hidratos de gas. En cada sitio Collett definió que el espesor que contenía hidratos, era el inferido por los registros de pozos en cada caso (Segura Cornejo, 2006).

## **6.2. LA IMPORTANCIA DE LOS HIDRATOS DE GAS EN EL SISTEMA PETROLERO.**

En los últimos 5 años nueva información a detalle llega a ser disponible particularmente en recientes programas de perforación y el entendimiento en la aparición de los hidratos de gas en el mundo cambia. Inicialmente se consideran los hidratos de gas en la exploración marina (Spence et al, 2010). Exploraciones más

recientes de los depósitos de hidratos de gas tienden a tomar en el Sistema Petrolero como “no convencional” (Boswell y Collett, 2006). Pero una instancia a detalle de las observaciones al norte de los sitios perforados en el margen continental de Cascadia tiende a mostrar una clara discontinuidad entre el actual hidrato de gas (variaciones del BSR, Riedel et al, 2006). Tanto que el BSR deja una marca sísmica fácil de identificar y en el primer orden indica que el hidrato de gas está presente en el área tomada.

Tabla 17. Volúmenes estimados según Collet (2002).

Sitio (pozo).	Profundidades en los registros. (m)	Espesor de la acumulación de hidratos (m)	Porosidad promedio del sedimento (%)	Saturación promedio de hidratos (%).	Volumen de gas contenido en el hidrato por km2 (m3)
<b>Blake Ridge</b>					
<b>Sitio 994</b>	212.0-428.8	216.80	57.00	3.30	669 970 673.00
<b>Sitio 995</b>	193.0-450.0	257.00	58.00	5.20	1 267 942 673.00
<b>Sitio 997</b>	186.4-450.9	264.50	58.10	5.80	1 449 746 073.00
<b>Cascadia</b>					
<b>Sitio 889</b>	127.6-228.4	100.80	51.80	5.40	466 635 705.00
<b>Valle de Nankai</b>					
<b>Unidad de hidratos</b>	207.0-265.0	16.00	36.00	80.00	755 712 000.00
<b>Norte de Alaska</b>					
<b>Unidad C</b>	651.5-680.5	29.00	35.60	60.90	1 030 904 796.00
<b>Unidad D</b>	602.7-609.4	6.70	35.80	33.80	133 382 462.00
<b>Unidad E</b>	564.0-580.8	16.80	38.60	32.60	346 928 811.00
<b>Delta del Río Mackenzie</b>					
<b>Unidad de hidratos</b>	888.1-1101.1	212.30	31.00	44.00	4 749 066 080.00
<b>Volumenes estimados de gas contenidos en las zonas de hidratos de gas inferidas por medio de registros. (Timothy S. Collett, 2002)</b>					

Magoon (1998) en el Sistema Petrolero convencional incluye componentes y procesos geológicos generando requisitos y el almacenamiento de los hidrocarburos con la madurez de la roca, las rutas de migración y el entrapamiento del hidrato en las rocas, trampa y sello.

El sistema petrolero incluye los mismos elementos pero las especificaciones son más complicadas para definir las termodinámicamente, definir la zona de estabilidad, donde ocurren los límites de los hidratos de gas a baja temperatura, a un régimen de presión alta, pueden ser restricciones sobre la obtención de agua, que es la jaula de entrapamiento de la molécula de hidrato de gas (Riedel et al).

Las investigaciones de los hidratos de metano deben estar relacionadas con las siguientes materias:

1. Fuente potencial de recursos energéticos.
2. Riesgos geológicos submarinos y estabilidad del margen continental, con peligro para la navegación e instalaciones costa afuera.
3. Medio ambiente y cambios climáticos.

### **6.3. POSIBLES CONSECUENCIAS AMBIENTALES POR EL USO DE HIDRATOS DE GAS.**

Debido a que el metano es obtenido y liberado por desestabilización de los hidratos de gas, por variaciones del régimen de presión y temperatura, es posible el escape del metano a la atmósfera. Por ser el metano un gas de efecto invernadero, su expulsión de los hidratos de gas, puede tener una importante influencia en los cambios climáticos globales.

No se pueden incluir los riesgos al ambiente que pudieran ser causados por el proceso de producción de gas proveniente de hidratos de gas (tal como la contaminación generada al quemar gas), ya que no se tiene ningún caso en donde se produzca comercialmente y los métodos de explotación aún no han sido aprobados.

El metano contribuye actualmente con el 15 % del calentamiento global, excluido el efecto del vapor de agua. Se calcula que hacia finales del siglo XXI el efecto del metano habrá superado al producido por el dióxido de carbono. (Segura Cornejo, 2006).

#### **El hidrato de gas – un gas efecto invernadero y culpable del cambio climático.**

Aunque la estimación global del gas a través del metano son altamente inciertas (tabla 17), los hidratos de gas pueden ser catastróficos para el océano y / o atmósfera. Porque el metano es más potente como gas efecto invernadero tanto, como el CO<sub>2</sub> (Shine, 1990), ponerlo en libertad dentro de la atmósfera tiene poder con efecto significativo sobre el cambio global (Buffett y Archer, 2004; Archer y Buffett, 2005, y Archer, 2007). Geográficamente el efecto global del hidrato en los diferentes depósitos de hidratos de gas es significativo.

Durante la época interglaciar, el clima templado y las capas de hielo, contribuyen a derretir el hielo e incrementan el contenido de agua en los océanos, estos se expanden térmicamente. El incremento del nivel de mar, eleva la presión hidrostática para estabilizar los depósitos de hidratos de gas submarinos e incrementan hacia abajo, el espesor de la zona de estabilidad.

La temperatura del agua, se incrementa cuando el clima global es cálido, aunque la temperatura de fondo se incrementa menos, esto causa una larga capacidad calorífica en el océano.

La profundidad de los depósitos de agua es de 500 m, incrementando la estabilidad de los hidratos de gas en el nivel del mar, la desestabilización incrementa la temperatura del agua, dando como resultado una lenta disociación (Taylor et al, 2002). Tanto que la profundidad crítica es cercana a los 500 m, los depósitos de los hidratos de gas son más vulnerables a los cambios de temperatura del agua en el fondo y la circulación de esta en el océano (Kennett et al, 2000). El que el agua este tibia, influye para realizar un cambio en el nivel del agua y provoca la liberación de metano. Generalmente el océano reduce el metano, causando oxidación inmediata en el metano.

Las inundaciones en tierra, con agua tibia pueden contrarrestar los efectos en el incremento de presión, en el nivel del mar y el hidrato de gas en la costa puede ser desestabilizado (Sillón y Max, 2000). Tanto que una señal de calor induce la propagación de un clima cálido descendente dentro del suelo, probablemente puede ser expandido largamente al disolverse primero el permafrost, resultando ser un atraso en la disociación del hidrato de gas, bajo el permafrost (Taylor, 1999, y Taylor et al, 2002).

No existe ninguna garantía de que pueda lograrse una purificación total del ambiente, algunos pesimistas sostienen que sólo con los procesos naturales o quizás de manera más exacta con las calamidades naturales que han surgido por el abuso ambiental, se invertirá la tendencia actual. Otros afirman que el ambiente sólo se puede mejorar utilizando métodos en los que se sacrifiquen los derechos y las libertades humanas.

Algunos geólogos han ligado estos escapes de gas con la extinción masiva de las especies en la historia geológica de la Tierra. El geólogo de la Universidad de Oregón Gregory Retallack, ha propuesto un fenómeno de esta naturaleza pudo haber sido el culpable de la extinción masiva suscitada a finales del pérmico en el Paleozoico. Retallack propone que se provocó una gran reacción en cadena a nivel mundial, que originó el escape de una gran cantidad de metano en todo el mundo, lo que provocó una gran disminución de oxígeno alrededor del mundo.

### **Ventajas ambientales del Metano.**

Tiene combustión limpia, no emite cenizas ni partículas sólidas a la atmósfera, genera una reducida emisión de óxidos de nitrógeno (NO<sub>3</sub>), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e hidrocarburos reactivos y virtualmente no genera dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), características que le dan una mayor ventaja respecto de otros combustibles fósiles como el carbón y el combustóleo.

- Contribuye a abatir eficazmente el efecto invernadero.
- Es seguro de transportar.
- No es absorbente.
- No es corrosivo.

### 6.3.1. EL GAS HIDRATADO: "CULPABLE O VICTIMA" DEL CALENTAMIENTO GLOBAL DE LA TIERRA.

En la atmósfera de la Tierra se presenta el metano como uno de sus componentes, este proviene de diversas fuentes, tales como los hidratos de gas, los cuáles existen en la naturaleza con un equilibrio global. Este equilibrio es afectado por cambios naturales en la presión y la temperatura. La cantidad de gas metano atrapado en los hidratos de gas continentales y marinos, es tal vez tres mil veces mayor que el que se encuentra en la atmósfera, este metano está expuesto a los cambios mencionados y su liberación tendría consecuencias catastróficas para el clima global. Algunos de los postulados científicos que sugieren como este gas pudo haber sido liberado a la atmósfera en el pasado son las siguientes:

- Liberación de gas en zonas de hidratos, resultado de la disociación de éstos debido a un aumento de la temperatura.
- Liberación de gas en zonas de hidratos, a causa de la elevación del piso oceánico debido al movimiento tectónico, causando disociación de hidratos de gas debida a la baja presión.
- Liberación catastrófica a gran escala debida a la inestabilidad del suelo oceánico y su reacción en cadena con otros depósitos de hidratos de gas. (Segura Cornejo, 2006).

Como "*gas invernadero*", el metano contenido en el aire es 10 veces más efectivo que el dióxido de carbono para absorber la energía calorífica solar, y así provocar mayor calentamiento de la temperatura del aire. Teniendo en cuenta que el metano contenido en los fondos oceánicos en forma de "hidratos" es aproximadamente 3000 veces el contenido en la atmosfera, la capacidad de los hidratos submarinos como potencial agente provocadora del "efecto invernadero" es enorme. Un gran deslizamiento submarino puede provocar la salida de cerca de 5 gigatonnes de metano, desde los fondos submarinos hasta la atmósfera, según estimaciones realizadas en el deslizamiento de Storegga, en Noruega. Una decena de estos deslizamientos submarinos en varias zonas del planeta, pueden provocar el mismo efecto, aún mayor que el provocado por la emisión de CO<sub>2</sub> durante todo el siglo XX.

En el *Continente Antártico*, dado que la temperatura de las aguas favorece la estabilidad de los hidratos, expediciones geofísicas españolas, americanas e italianas ya han descubierto importantes acumulaciones de hidratos submarinos, entre ellas en la Península Antártica y en las Islas Shetland del Sur, donde están situadas las bases científicas españolas. La desestabilización de los hidratos en estas áreas entre Tierra del Fuego y el Continente Antártico, puede ser un factor añadido para el calentamiento global, ya que coinciden el agujero de ozono estable y una de las mayores zonas potenciales de fusión de casquetes polares del planeta como es el Mar de Weddell.

Uno de los retos científicos actuales es conocer si realmente la emisión de gas a la atmósfera por fusión de los hidratos submarinos, puede ser una de las *causas mayores del calentamiento global de la Tierra*. Y si por el contrario, los hidratos submarinos son una víctima del aumento progresivo de temperatura de los océanos como consecuencia de la emisión de CO<sub>2</sub> hacia la atmósfera.

A escala geológica, los científicos tratan de establecer la relación entre las grandes bajadas del nivel del mar como consecuencia del aumento de las superficies heladas del planeta, por enfriamiento global (conocidas como glaciaciones) y las emisiones de gas hidratados hacia la atmósfera. Estas bajadas del nivel del mar, estimadas en torno a 100-130 m, por debajo del nivel actual, provocan un descenso de la presión hidrostática sobre los hidratos submarinos, y esto a su vez la desestabilización, fusión y emisión de grandes cantidades de metano a la atmósfera. El "efecto invernadero" provocado por la fusión de gases hidratados, pudo "parar" el enfriamiento global en las glaciaciones y actuar como un "rebote" hacia períodos más cálidos. En este sentido, los gases hidratados son un nexo de unión entre los procesos climáticos globales y la actividad tectónica en la historia geológica de la Tierra. Cuanto mayor actividad tectónica (por ejemplo terremotos, aperturas oceánicas) la emisión de gas libre procedente de hidratos es mayor, causada por la desestabilización de los fondos submarinos, y produciendo un calentamiento global de la Tierra. Esta relación, puede permitir a los científicos, conectar etapas geológicas muy activas en el funcionamiento de las placas geológicas con fases de climas cálidos o cambios climáticos abruptos y anormales.

### **6.3.2. TSUNAMIS PROVOCADOS POR GRANDES DESLIZAMIENTOS SUBMARINOS.**

Además en algunos sectores de los márgenes continentales, el escape brusco e incontrolado del metano de los hidratos puede producir deslizamientos, derrumbes y avalanchas submarinas en el talud, con gran riesgo para la navegación e instalaciones costeras.

La relación causa-efecto entre los grandes deslizamientos submarinos a nivel mundial y los gases hidratados, es otro de los retos científicos abiertos con el descubrimiento de los gases hidratados. Se ha comprobado que las zonas de inicio de la mayoría de los grandes deslizamientos submarinos coinciden donde la zona de estabilidad de los hidratos (ZEH) haciendo intersección con el fondo marino. Estos provocan deslizamientos de dimensiones mayores que los generados en tierra, como ejemplo el deslizamiento de Cabo Fear con un escarpe de 50 km de anchura; el deslizamiento de Storegga, en el Atlántico Norte, con un escarpe de 250 km, que recorre 800 km afectando un espesor de 450 m. En el Golfo de Cádiz, se han descrito deslizamientos de 200-300 km que afectan a  $50 \times 10^3$  kilómetros, del tamaño de media Andalucía.

La desestabilización de los fondos marinos causados por la fusión de los gases hidratados pueden ser también responsable de los grandes "tsunamis", que se generan en los océanos y que llegan a tener efectos devastadoras en las costas, como el que sucedió en el Golfo de Cádiz en 1755 y que arrasó ciudades como Lisboa y Cádiz. Un terremoto de fuerte magnitud, en este caso 7 en escala Richter, puede ser el desencadenante de que grandes movimientos en masa se desplacen hacia zonas profundas. Hay que tener en cuenta que las pendientes de la mayoría de los taludes submarinos por debajo de 5° C, son estables en condiciones normales. Sin embargo la presencia de gases hidratados pueden provocar una alteración en dichas condiciones geotécnicas. La zona de estabilidad de hidratos (ZEH) puede

actuar como zona de "patinaje" entre los sedimentos superiores "helados" y los inferiores con sedimentos blandos y con gas en estado libre. Esto es como si nos encontráramos una placa de hielo inestable sobre una rampa de barro. Si agitamos o calentamos un poco la barra de hielo, esta se deslizará inmediatamente. Este mecanismo provoca que grandes masas de sedimento se desplacen bruscamente hacia el fondo oceánico, generando importantes ondas oceánicas conocidas como "tsunamis", y relacionadas a su vez con sacudidas sísmicas. En el caso del denominado terremoto de Lisboa de 1755, el efecto arrasador se produjo porque diversas ondas oceánicas estuvieron llegando a las costas españolas y portuguesas durante quince días después del terremoto principal, que tuvo como epicentro cerca del Cabo de San Vicente, en el Algarve portugués. ([luis.somoza@itge.es](mailto:luis.somoza@itge.es))

### **6.3.3. IMPORTANCIA DEL PROTOCOLO DE KYOTO.**

El "Protocolo de Kyoto" es un tratado internacional adoptado en Japón en diciembre de 1997. Su finalidad es combatir el cambio climático, al lograr que para el período 2008-2012 los países desarrollados disminuyan sus emisiones de gases de efecto invernadero a 5 % menos del nivel de emisiones de 1990. Por cambio climático se entiende un cambio de clima atribuido directa e indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial.

Deben restringirse las emisiones de dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y sulfuros hexafluoruros. Se trata de gases acumulados en la atmósfera, que favorecen que la radiación del sol y el calor de la Tierra no se disipen hacia el espacio, ocasionando un aumento de la temperatura global del planeta. Para que el Protocolo pueda entrar en vigor es necesario que sea firmado y ratificado por un mínimo de 55 países, cuyas emisiones de gases sumaran en 1990, 55 % del total mundial. ("El Universal", 22-10-2004, Año LXXXIX, Tomo CCCLI, Nº 31775, El Mundo A4).

### **POSIBLES PROCESOS DE PRODUCCIÓN.**

Cuando los gases ligeros como el metano, butano, propano, están a condiciones polares se forman los hidratos. La separación de las moléculas de metano del agua es relativamente simple, pero es necesario aumentar la temperatura, disminuir la presión, o alterar la química del depósito introduciendo un anticongelante, esto es en sí la base para desarrollar la tecnología para la producción de hidratos de gas.

Es sabido que no se ha desarrollado la tecnología adecuada para la producción de los hidratos de gas, sin embargo, debido al estudio y análisis que se ha realizado, se piensa que los métodos hasta hoy conocidos para disociar la molécula de hidrato con respecto a las del agua, pueden ser la base para desarrollar a futuro los procesos de separación y producción idóneos para los hidratos.

Entre los posibles procesos de producción de los hidratos de gas se tienen:

Depresurización.- Se sabe que los hidratos se disocian bajo condiciones normales, de presión, por lo tanto los procesos de depresurización se limitan por sí mismos.

El proceso es endotérmico, puede ser factible cuando la energía es absorbida y reduce la formación de hidratos, se forma un sello en el yacimiento.

Inyección de calor.- Los hidratos se disocian con temperatura alta (vapor, agua caliente) en los estratos del yacimiento. Se necesita una alta permeabilidad en un sistema cerrado, para permitir el flujo de vapor de agua caliente en el yacimiento.

Inhibidores.- Alcoholes que inhiben la formación de los hidratos, como: glicol, metanol, etanol, así como las sales, son de elevado costo. Se presentan dificultades con los solventes en las superficies de contacto.

## CAPÍTULO 7

### CONCLUSIONES

Los yacimientos no convencionales son muy importantes para satisfacer las demandas de energía por el crecimiento de la población a nivel mundial, ante la declinación de las reservas en los yacimientos de hidrocarburos convencionales, ya que los hidrocarburos son una de las fuentes de energía más importantes actualmente y lo seguirán siendo en los próximos años. Dentro de los yacimientos no convencionales se incluyen los hidratos de gas.

Las reservas de hidrocarburos a nivel mundial han empezado a declinar, pero gracias a la recuperación secundaria y terciaria, nuevas tecnologías, descubrimientos de nuevos yacimientos no convencionales, no sólo dejarán de decaer estas reservas, sino que darán abasto suficiente con respecto al incremento de la población, por lo tanto continuará el aceite y el gas de los yacimientos convencionales y no convencionales, cubriendo la demanda energética necesaria. Lo anterior independientemente de que convenga depender cada vez menos de los combustibles fósiles, para reducir la contaminación del planeta y revertir el cambio climático, utilizando energías alternas verdes.

Los registros geofísicos son una herramienta muy útil en la evaluación de los yacimientos con hidrocarburos ya sean convencionales o no convencionales, aunque los registros por sí solos no proporcionan toda la información. Siempre se debe tener en cuenta la exploración geológica, la sísmica de reflexión y la petrofísica, entre otras áreas técnicas; toda esta información debe integrarse adecuadamente para sacar el máximo provecho de los registros geofísicos, y así poder localizar en forma más eficiente los intervalos productores en los yacimientos de hidrocarburos, en este caso no convencionales de hidratos de gas. Además, de obtener las mineralogías y parámetros petrofísicos, para poder obtener valores muy aproximados de volúmenes de gas.

En todos los yacimientos no convencionales se optimiza la explotación perforando pozos horizontales y/o multilaterales.

Los hidratos de gas actúan como cementante de los sedimentos, esto incrementa la velocidad de las ondas p en las capas con hidratos.

La velocidad de las ondas p se incrementa con el incremento de la saturación de los poros con hidratos de gas, sin embargo depende de que otro fluido ocupe el espacio y el estado (sólido, líquido o gaseoso) en el que se encuentre. Por ejemplo, la velocidad de una muestra con sólo hielo (sólo de agua) en los poros tiene una velocidad mayor que si sólo está saturado por hidratos de gas.

En general la presencia de hidratos de gas y otros materiales en estado sólido relleno los poros, como el hielo, incrementan la resistencia al cizallamiento del sedimento y la presión de poro; siendo mayor a mayor saturación de hidratos o hielo (sólo de agua) y decreciendo si hay gas libre.

La presencia de los hidratos de gas en los sedimentos incrementa los módulos elásticos de volumen y cizalla, y la velocidad de las ondas P y S.

La velocidad de las ondas p disminuye a menor porosidad y a menor tamaño de grano, y aumenta a mayor tamaño de grano y menor porosidad.

Se tienen ambientes ricos en gas cerca de los sitios activos de infiltración en el fondo marino y en la base de la zona de estabilidad de los hidratos, donde los hidratos sobreyacen al gas libre y forman un reflector sísmico simulando el fondo (BSR). El gas libre genera hidratos que cementan los granos gruesos, aumentando la velocidad de las ondas p.

Otro ambiente de formación de hidratos y quizás uno de los más conocidos de ocurrencia, es donde los hidratos se forman a partir del gas disuelto en el agua de mar. El crecimiento de hidratos en este ambiente es únicamente en relleno de poro y no en forma de cementante.

El tipo de material del sedimento huésped puede afectar drásticamente las propiedades físicas de los sedimentos con hidratos, tanto la respuesta de los sedimentos en el esfuerzo de cizalla, como la presión de poro; estos son factores importantes en la inestabilidad del talud submarino y otros riesgos geológicos. La disociación de los hidratos ha estado implicada en varias inestabilidades del talud continental submarino.

Además, la presión de poro *in situ* tiene influencia en la posición de la base de estabilidad de la zona de hidratos de gas. Aunque la presión de poro es crítica en la estabilidad de los hidratos de gas, se conoce poco al respecto en hidratos de gas en el fondo del mar y en ambientes terrestres de *permafrost*.

La presión de poro por encima y debajo de las capas con hidratos de gas, debe actuar como una frontera menos permeable a la migración del gas. Los hidratos de gas reducen la permeabilidad de los sedimentos; la perforación de pozos puede abrir trayectorias entre zonas presurizadas separadas entre hidratos de gas, que pueden causar cambios marcados en la presión de poro local, aún sin que se disocien los hidratos. Dichos efectos pueden ser similares a aquellos producidos por flujos de aguas someras (movimiento rápido de sedimentos al igualarse la presión de poro en diferentes estratos).

La presión de poro decrece durante el cizallamiento de sedimentos de grano grueso conteniendo hidratos de gas, de modo que se incrementa el esfuerzo efectivo y resistencia.

La presión de poro se incrementa durante el cizallamiento de sedimentos de grano fino conteniendo hidratos de gas, de modo que decrece el esfuerzo efectivo y resistencia.

Cuando no se tiene gas libre en la capa de hidratos, la tendencia a la dilatación de los sedimentos de areniscas causa un tremendo decremento en la presión de poro y un incremento en la dureza.

La respuesta en el cambio de la presión de poro debida a esfuerzos, depende del: tamaño y densidad del grano, saturación del poro y el mecanismo de formación de hidratos. Todas las muestras de areniscas tienen una respuesta negativa en el cambio de presión de poro, mientras que los sedimentos limo arcilloso tienen un cambio de presión de poro positiva

En yacimientos de hidratos de metano o en general hidratos de gas, la respuesta común de los registros geofísicos de pozo en capas masivas de hidratos, respecto a las capas adyacentes es la siguiente: el caliper aumenta poco, los rayos gamma disminuyen (en depósitos de hidratos en lutitas aumentan), el potencial natural disminuye, las curvas de resistividad a diferente profundidad de investigación aumentan y se separan poco, la densidad disminuye o se mantiene, la porosidad neutrón aumenta poco, el tiempo de tránsito (alentamiento) del sónico disminuye y la permeabilidad disminuye. Adicionalmente, las imágenes de resistividad permiten identificar los espesores impregnados de hidratos. Para evaluar la saturación de gas en los hidratos la mejor herramienta es el registro de dispersión dieléctrica multifrecuencia (escáner dieléctrico). El registro sónico sirve para investigar el modo de formación del hidrato.

Dentro del *permafrost* se necesita distinguir el hidrato del hielo. El registro de escáner dieléctrico (o dispersión dieléctrica multifrecuencia) es la forma de poder distinguir entre hidrato y hielo. Esta herramienta además puede medir el volumen de agua independiente de su salinidad, y proporcionar valores continuos de los exponentes de cementación (m) y de saturación (n) en todo el intervalo registrado.

Las herramientas de densidad, neutrón, resonancia magnética (NMR) y el sónico son de detección somera, por lo que cualquier disociación de hidratos cerca del pozo puede conducir a información no representativa.

Cuando las condiciones del agujero son buenas, todos los registros de porosidad pueden ser utilizados. Cuando son malas, el registro sónico se debe utilizar en el cálculo de porosidad.

Dado el estado físico de los hidratos y la disociación del gas cuando son atravesados por la barrena, lo mejor sería que en estos yacimientos los registros fueran durante la perforación (LWD).

El problema al interpretar la porosidad total y efectiva en hidratos de gas, es que se debe considerar en el modelo (ecuación) de porosidad, que el relleno de poros puede estar constituido por: hielo (agua en estado sólido), hidrato (gas atrapado en el hielo), agua libre (en estado líquido) y gas libre. El registro de resonancia magnética no “ve” el hielo, sólo los fluidos en estado no sólido. El registro de escáner dieléctrico (o dispersión dieléctrica multifrecuencia) es la forma de poder distinguir entre hidrato y hielo.

Las ecuaciones de Archie o de formaciones arcillosas, son inadecuadas para utilizarse en hidratos de gas, y no se han desarrollado ecuaciones analíticas para este tipo de yacimientos no convencionales.

Es importante tener en cuenta que en la explotación de capas de hidratos de gas masivos, la disociación del gas durante la explotación, generará cambios en los módulos elásticos de la roca almacén de los hidratos y rocas suprayacentes, provocando cambios en la estabilidad mecánica de la roca y posiblemente sismicidad inducida, colapso de estructuras geológicas u obras de infraestructura.

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:**

- Alfaro López G. A., 2013, Influencia de los hidratos de gas en operaciones de exploración y producción de pozos en aguas profundas. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Camerlenghi A. Hidratos de metano: cambio climático, energía y riesgo submarino. ICREA, Istitució Catalana de Recerca i Estudis Avançats, GRC Geociències Marines, Departament d'Estratigrafia, Paleontologia i Geociències Marines Universitat de Barcelona, IX Trobada de Professorat de Ciències de la Terra i del Medi Ambient del Batxillerat.
- Carroll J., 2002, Gas hydrates.
- Collett T. S., Johnson A. H., Knapp C. C. y Boswell R., 2009, Chapter 1. Natural gas hydrates: a review, en T. Collett, A. Johnson, C. Knapp y R. Boswell eds., Natural gas hydrates—energy resource potential and associated geologic hazards. AAPG Memoir 89, p. 146-219.
- Cruz Melo C. E., 2008, Análisis de la presencia de hidratos de metano con los horizontes sísmicos BSR al suroeste de la península de Baja California, México. Tesis de maestría, Instituto de Geofísica, UNAM.
- “El Universal”, 22-10-2004, Año LXXXIX, Tomo CCCLI, N° 31775, El Mundo A4. Periódico.
- Enciclopedia Grolier. Tomo 1, Ed. 1992. Barcelona, España.
- Enciclopedia Grolier. Tomo 2,3,4,9, Ed. 1992. Barcelona, España.
- Fujii T., Nakamizu M., Tsuji Y., Namikawa T., Okui T., Kawasaki M., Ochiai K., Nishimura M. y Takano O., 2009, Methane-hydrate occurrence and saturation confirmed from core samples, eastern Nankai Trough, Japan, en T. Collett, A. Johnson, C. Knapp, y R. Boswell, eds., Natural gas hydrates—energy resource potential and associated geologic hazards. AAPG Memoir 89, p. 385–400.
- García Hernández J. 2006, Estudio experimental para la formación de hidratos de metano en salmueras empleadas en la perforación de pozos petroleros en aguas profundas. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Geresi E., Chapman R., McGee T. y Woolsey B., 2009, Monitoring sea-floor instability caused by the presence of gas hydrate using ocean acoustical and geophysical techniques in the northern Gulf of Mexico, en T. Collett, A. Johnson, C. Knapp, y R. Boswell eds., Natural gas hydrates—energy resource potential and associated geologic hazards. AAPG Memoir 89, p. 287-296.
- Goldberg D. S., Kleinberg R. L., Weinberger J. L., Malinverno A., McLellan P. J. y Collett T. S., 2009, Evaluation of Natural Gas-hydrate system using borehole logs. Chapter 16 p. 239-257.
- Hardage B. A., Murray P. E., Remington R., De Angelo M., Sava D., Roberts H. H., Shed W. y Hunt J. Jr. 2009, Multicomponent seismic technology assessment of fluid-gas expulsion geology: Gulf of Mexico, en T. Collett, A. Johnson, C. Knapp, y R. Boswell eds., Natural gas hydrates—energy resource potential and associated geologic hazards. AAPG Memoir 89, p. 247-265.
- Hernández Vite J. C., 2009, Los hidratos de metano, una fuente de gas no convencional. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- <http://hidratosdegas/univchile/page25.htm>
- Hutchinson D. R., Hart P. E., Ruppel C. D., Synder F. y Dugan B. 2009, Seismic and thermal characterization of a bottom-simulating reflection in the northern Gulf of Mexico, en T. Collett, A. Johnson, C. Knapp y R. Boswell

- eds., Natural gas hydrates—energy resource potential and associated geologic hazards. AAPG Memoir 89, p. 266-286.
- Luna Rodríguez L. E., 2009, Desarrollo y evaluación de un procedimiento de cálculo para predecir la formación de hidratos del gas natural. Tesis de licenciatura, Facultad de Química, UNAM.
  - McGee T., Lutken C., Woolsey J. R., Rogers R., Dearman J., Brunner C. y Lynch F. L. 2009, Can fractures in soft sediments host significant quantities of gas hydrates?, en T. Collett, A. Johnson, C. Knapp, and R. Boswell eds., Natural gas hydrates-energy resource potential and associated geologic hazard. AAPG Memoir 89, p. 297-307.
  - Minshull T. A., Louden K. E. y Dean S. M. Analysis of gas hydrates province by ocean-bottom seismic methods. Chapter 6, P.95-106.
  - Reyes Pimentel A., 2011, Caracterización sísmica de hidratos de metano y gas libre en el Golfo de México. Tesis de maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM.
  - Ricco Macedo G. A., 2012, Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
  - Riedel M., Willoughby E. C. y Chopra S., 2006, Gas hydrates exploration techniques and methods. Chapter 1.
  - Riedell M., Willoughby E. C., y Chopra S., 2006, Geophysical characterization of gas hydrates. Chapter 15. Introduction to borehole studies.p. 235-238.
  - Rosales Limón E., 2007, Metodología experimental PVT para evaluar la formación de hidratos en sistemas metano salmueras binarias a condiciones de operación en aguas profundas. Tesis de maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM.
  - Rubio Coronel J., 2002, Modelo matemático para predecir condiciones de formación de hidratos de gas natural. Tesis de maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM.
  - Schlumberger, Principios/aplicaciones de la interpretación de registros.
  - Segura Cornejo V. O., 2006, Hidratos de gas, Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
  - Somoza L. El gas "helado inflamable": el futuro de la investigación de los fondos marinos para la próxima década. Instituto Geológico y Minero de España (IGME, ex ITGE). Email: [luis.somoza@itge.es](mailto:luis.somoza@itge.es).
  - Winters W. J., Waite W. F. y Mason D. H., 2009, Effects of methane hydrate on the physical properties of sediments, en T. Collett, A. Johnson, C. Knapp y R. Boswell eds., Natural gas hydrates-energy resource potential and asociated geologics hazards. AAPG Memoir 89, p. 714-722.(Art. 33).
  - Worthington P. F., 2010, Petrophysical evaluation of gas-hydrate formations. Petroleum Geoscience, Vol. 16, p. 53-66.