

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

# **Hidratos de metano en México**

**TESINA**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Geólogo**

**P R E S E N T A**

Alan Gabriel Vázquez Hernández

**DIRECTOR(A) DE TESINA**

Ing. Javier Arellano Gil



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **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 está 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.

## ÍNDICE.

---

Capítulo 1. Introducción.....	3
Capítulo 2. Hidrocarburos No convencionales. ....	5
2.1. Definición.....	5
2.2. Tipos de hidrocarburo no convencional.....	6
2.2.1. Arenas Bituminosas.....	6
2.2.2. Shale Oil .....	8
2.2.3. Shale Gas.....	10
2.2.4. Tight Oil/ Tight Gas.....	11
2.2.5. Gas metano en mantos de carbón.....	13
2.2.6. Hidratos de Metano.....	14
Capítulo 3. Características y propiedades.....	16
3.1. Historia.....	16
3.2. Definición.....	17
3.3. Ambientes.....	18
3.4. Características Físico-Químicas.....	19
3.5. Molécula del agua.....	20
3.6. Molécula de metano.....	21
3.7. Estructura cristalina de los hidratos de gas.....	21
3.7.1. Estructura I.....	23
3.7.2. Estructura II.....	24
3.7.3. Estructura H.....	25
Capítulo 4. ¿Cómo se realiza la exploración de hidratos de metano?.....	26
4.1. Métodos aplicados a la identificación de hidratos de metano.....	26
4.2. Consideraciones Geofísicas.....	26
4.2.1. Sísmica de reflexión.....	26
4.2.2. BSR.....	30
4.2.3. Otros métodos geofísicos.....	31
4.3. Consideraciones Geológicas.....	34
4.3.1. Trampas Estructurales.....	34
4.3.2. Trampas Estratigráficas.....	35
4.3.3. Trampas Mixtas.....	36
4.3.4. Procesos Diagenéticos.....	36
4.3.5. Rasgos geológicos que evidencian la presencia de hidratos de metano.....	38
4.4. Consideraciones Geoquímicas.....	40
Capítulo 5. Métodos de explotación de hidratos de metano.....	42
5.1. Despresurización.....	42
5.1.1. Desventajas del método de despresurización.....	46
5.2. Estimulación térmica.....	46
5.2.1. Desventajas del método de estimulación térmica.....	48
5.3. Inyección de inhibidores de hidratos.....	48
5.3.1. Inyección de Salmueras.....	48
5.3.2. Inyección de Solventes.....	49
5.3.3. Inyección de CO <sub>2</sub> .....	49
5.4. Aspectos a considerar.....	50

Capítulo 6. Hidratos de metano.....	51
6.1. Ejemplos a nivel mundial.....	51
6.2. Posibilidades de explotación en México.....	54
6.3. Impacto Ambiental.....	56
Conclusiones.....	58
Recomendaciones.....	59
Bibliografía.....	60
Índice de figuras.....	61

## **CAPITULO 1. Introducción**

---

La industria mundial actualmente se enfrenta a un déficit energético debido a la gran demanda de hidrocarburos y a las altas tasas de crecimiento poblacional que utilizan esta fuente de energía para cubrir necesidades básicas.

El geofísico Marion King Hubbert propuso una teoría acerca de la tasa de agotamiento de los combustibles fósiles, la cual dice que el pico más alto de producción del petróleo y de los demás combustibles de origen fósil llegará a un punto en el que declinará tan rápido como creció.

Esta teoría no se centra en qué punto llegará la producción a su máximo, sino en el momento en que ocurrirá, ya que los combustibles fósiles son recursos finitos y no renovables por lo que de un momento a otro se agotarán las reservas.

La alternativa a esta inminente crisis energética se encuentra en los recursos no convencionales, los cuales representa una opción viable para cubrir la gran demanda de energía; los grandes volúmenes de estos recursos, el mínimo impacto que causan al ambiente y sobre todo el gran aporte energético convierten a los recursos no convencionales en una industria con grandes oportunidades a nivel mundial.

Dentro de la variedad de recursos no convencionales, los hidratos de metano también conocidos como “hielo que arde” tienen un papel importante dado a que están ampliamente distribuidos alrededor del mundo y el volumen estimado de este recurso supera considerablemente las reservas actuales de los hidrocarburos convencionales a nivel mundial.

Los hidratos de metano son sólidos cristalinos parecidos al hielo común, la particularidad de esta sustancia es que su estructura “encierra” moléculas de gas metano, un gas natural que representa una fuente de energía alterna que podría llegar a reemplazar por completo el uso de combustibles fósiles.

Los hidratos se encuentran en condiciones particulares de presión y temperatura por lo que su localización se restringe a ambientes tales como las regiones continentales de latitudes altas conocidas como permafrost y ambientes marinos como los márgenes oceánicos con alta actividad biológica.

El potencial de los hidratos de metano como una alternativa al uso de combustibles fósiles radica en el hecho de que  $1m.^3$  de esta sustancia contiene  $164 m.^3$  de gas natural por lo que el interés por parte de la comunidad científica se ha enfocado en encontrar el mejor método para explotar este recurso de manera que el impacto ambiental se reduzca al mínimo ya que este recurso representa a su vez un riesgo geológico.

## **Resume**

The global industry is currently facing an energy deficit due to the high demand for hydrocarbons and the high population growth rates that use this energy source to cover basic needs.

Geophysicist Marion King Hubbert proposed a theory about the rate of depletion of fossil fuels, which says that the highest peak of production of oil and other fossil fuels will reach a point where it will decline as rapidly as grew up.

This theory does not focus on the point at which production will reach its maximum, but at the moment it will occur, since fossil fuels are finite and non-renewable resources, so that reserves will be depleted at any moment.

The alternative to this imminent energy crisis is found in non-conventional resources, which represents a viable option to cover the great demand of energy; the large volumes of these resources, the minimal impact they cause to the environment and, above all, the great energy supply make unconventional resources an industry with great opportunities worldwide.

Within the variety of unconventional resources, methane hydrates also known as "burning ice" play an important role because they are widely distributed around the world and the estimated volume of this resource considerably exceeds the current reserves of conventional hydrocarbons Worldwide.

Methane hydrates are crystalline solids similar to the common ice, the particularity of this substance is that its structure "encloses" methane gas molecules, a natural gas that represents an alternative energy source that could completely replace the use of fuels Fossils.

Hydrates are found under particular conditions of pressure and temperature so their location is restricted to environments such as continental regions of high latitudes known as permafrost and marine environments such as oceanic margins with high biological activity.

The potential of methane hydrates as an alternative to the use of fossil fuels lies in the fact that  $1m.^3$  of this substance contains  $164 m.^3$  of natural gas so that interest from the scientific community has focused on finding the best method to exploit this resource so that the environmental impact is minimized as this resource represents a geological risk.

## **CAPITULO 2. Hidrocarburos no convencionales.**

---

### **2.1. Definición.**

La definición de hidrocarburos no convencionales fue determinada en 2007 por distintas instancias como la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Geologist (AAPG) y la World Petroleum Congress en donde le otorgan el nombre de “hidrocarburo no convencional a todas aquellas acumulaciones de petróleo que no se ven afectadas de forma significativa por efectos hidrodinámicos y están contenidas en áreas extensas”.

Otra definición dice que “los hidrocarburos no convencionales son aquellos que se encuentran en condiciones geológicas tales que no permiten el movimiento del fluido ya sea por quedar atrapados en rocas de muy baja permeabilidad, por presentar alta viscosidad, por presentarse en estado sólido”.

De acuerdo con Caineng (2013), los yacimientos que contienen hidrocarburos no convencionales tienen dos características clave que los diferencia de los yacimientos convencionales; estas son la distribución extensa y continua de aceite o gas sin tener una roca trampa como frontera y la carencia de flujo natural que sea de interés económico. De igual forma la porosidad menor al 10%, la garganta de poro menor a 1  $\mu\text{m}$  y la permeabilidad por debajo de  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , son parámetros fundamentales para definir un yacimiento de hidrocarburos no convencionales.

En cambio, los yacimientos de hidrocarburos convencionales los cuales requieren de un sistema petrolero completo, el cual está conformado por roca generadora, roca almacenadora, trampa, roca sello y sincronía para su existencia de forma natural; sin embargo los yacimientos de hidrocarburos no convencionales requieren solo uno o dos de los elementos que conforman este sistema para su existencia.

Una característica que comparten con los hidrocarburos convencionales es que de igual forma son recursos no renovables, pero para su extracción los no convencionales requieren de técnicas especiales de explotación y, por tanto, pueden demandar mayores inversiones en comparación con la explotación de recursos convencionales.

## **2.2. Tipos de hidrocarburo no convencional.**

Se han identificado varios tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, los cuales a su vez han sido clasificados en dos grupos, el grupo de yacimientos de gas no convencional y el grupo de yacimientos de aceite crudo no convencional.

A continuación se describen las características generales de los distintos tipos de yacimientos no convencionales.

### **2.2.1. Arenas Bituminosas.**

Las arenas bituminosas son una mezcla de arena, agua y bitumen (**Fig. 2.1.**). El bitumen es un aceite muy pesado y viscoso el cual no fluye de manera fácil a través de la cavidades de la roca que lo contiene, por lo que se requiere de distintos procesos para su extracción.



**Fig.2.1. Esquema de los distintos componentes de las arenas bituminosas.<sup>1</sup>**

El bitumen es extraído principalmente mediante dos métodos: el primero consiste en minar los sedimentos que contienen este tipo de recurso, se aplica a yacimientos en donde las arenas bituminosas se encuentran hasta 60 m. de profundidad y su extracción se realiza mediante excavadoras las cuales depositan estas arenas en camiones que las transportan a sitios en donde separan el bitumen (**Fig.2.2**), y el segundo es mediante la perforación del subsuelo, el cual se aplica cuando el yacimiento de arenas bituminosas sobrepasa los 60 metros de profundidad y el método de extracción es por medio de pozos los cuales estimulan la salida de los recursos a través de la inyección de vapor en la formación (**Fig 2.3**).

Como se puede apreciar, el método utilizado depende de que tan profundo se encuentre el yacimiento.

---

<sup>1</sup> Modificada de [www.canadasoilsands.ca](http://www.canadasoilsands.ca)



Fig. 2.2. Proceso de minado de las arenas bituminosas encontradas a poca profundidad.<sup>2</sup>

En cuestión de reservas, Canadá posee el tercer lugar en reservas de aceite a nivel mundial, 97% de estos recursos se encuentran en yacimientos de arenas bituminosas. El área de extracción de los yacimientos canadienses tiene una extensión de 142,000 Km<sup>2</sup>, dentro de esta área, el yacimiento de Athabasca es el más grande y más desarrollado a nivel mundial.

Según la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (CAPP, por sus siglas en inglés), en el 2012 se producían en Canadá 1.8 millones de barriles por día de aceite provenientes de yacimientos de arenas bituminosas. La expectativa de los canadienses es producir 4.2 millones de barriles por día para el año 2025.

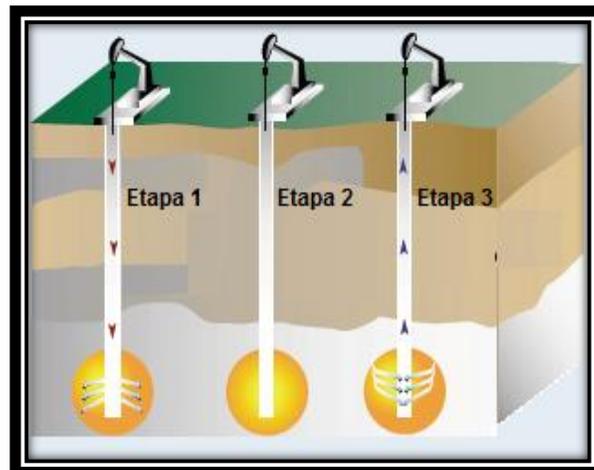


Fig. 2.3. Proceso de perforación de yacimientos de arenas bituminosas. En la etapa 1 se inyecta vapor al yacimiento, durante la etapa 2 el vapor y el agua subterránea calientan el aceite viscoso, para la etapa 3 el aceite puede ser bombeado hacia la superficie.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Modificada de CAPP, 2013

<sup>3</sup> Modificada de CAPP, 2013

A nivel, mundial las arenas bituminosas tienen gran presencia en otros países como Venezuela, en la faja petrolífera del Orinoco, la cual se extiende 650 km de este a oeste y unos 70 km de norte a sur, para una superficie total de 55,314 km<sup>2</sup>.

Además de Venezuela, otro país con gran importancia por sus reservas en este tipo de yacimientos es Rusia, en donde dentro de la cuenca Tunguska al este de Siberia, se encuentran los yacimientos de Olenek y Siligir.

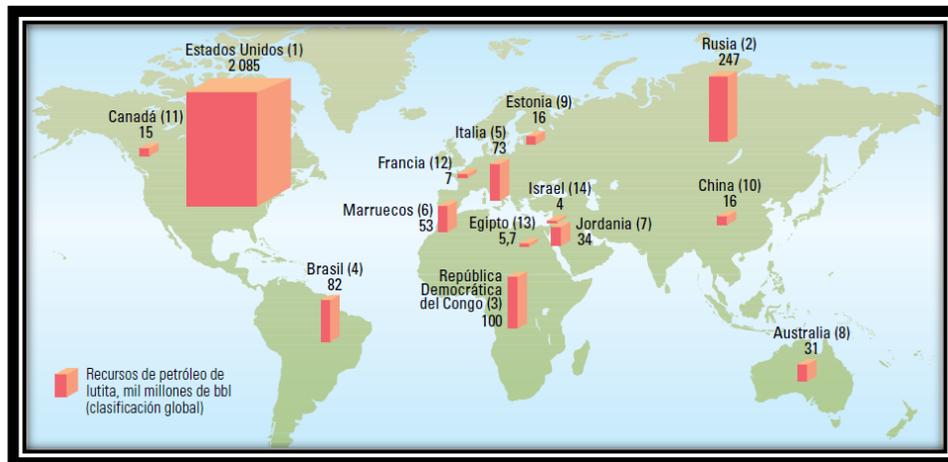
### **2.2.2. Shale Oil.**

El aceite de lutitas, proviene de las llamadas lutitas aceíticas las cuales se definen como rocas sedimentarias de grano fino que contienen materia orgánica que se encuentra en un estado de maduración tal que produce grandes cantidades de aceite.

La mayor parte del contenido de materia orgánica es insoluble con los disolventes orgánicos más comunes, por lo que para extraer el aceite de estas rocas se requiere de un proceso de fracturamiento de la roca (comúnmente conocido como fracking) que permita que la sustancia de interés sea liberada.

Las lutitas aceíticas varían mucho entre su contenido de materia orgánica y su rendimiento en aceite. Los grados comerciales de estas rocas se determinan con respecto de su rendimiento en aceite, los cuales van desde 100 a 200 litros de aceite por tonelada métrica de roca.

A nivel mundial los yacimientos de lutitas aceíticas se distribuyen ampliamente, aunque solo 14 países poseen yacimientos de muy alta calidad siendo Estados Unidos el mayor poseedor de reservas en este tipo de hidrocarburos. (**Fig.2.4**)



**Fig.2.4. Depósitos de lutitas petrolíferas a nivel mundial, se muestran las reservas estimadas en miles de millones de barriles.<sup>4</sup>**

<sup>4</sup> Tomada de Schlumberger, 2011

Nuestro país tiene un gran potencial para el desarrollo de sus recursos en lutitas aceítíferas en secuencias sedimentarias jurásicas y cretácicas, distribuidas en la planicie costera del Golfo de México (**Fig.2.5**).

De acuerdo con la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), los recursos de aceite en México que se podrían obtener de este tipo de yacimientos se estiman en 13.1 billones de barriles, estos recursos son potencialmente mayores a las reservas probadas de hidrocarburos convencionales.

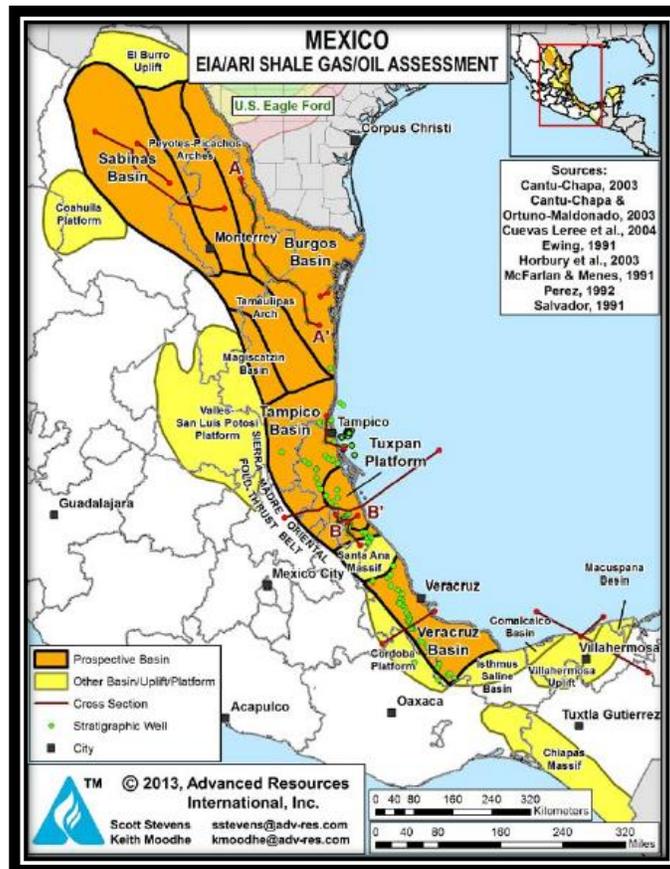


Figura 2.5. Cuencas del Golfo de México asociadas a yacimientos de lutitas aceítíferas <sup>5</sup>

El mejor play documentado en nuestro país es la lutita de la Formación Eagle Ford que se encuentra en el subsuelo de la Cuenca de Burgos, en donde la ventana hidrocarburos en estado líquido se extiende desde el sur de Texas hasta el norte de México, y las reservas tecnológicamente recuperables se estiman en 6.3 billones de barriles de petróleo crudo equivalente (EIA, 2013)

<sup>5</sup> Tomada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Mexico, 2015

### **2.2.3. Shale Gas**

De la misma manera que el aceite de lutitas, el gas de lutitas proviene de secuencias sedimentarias arcillosas con alto contenido de materia orgánica (más del 2%), las cuales han sido sepultadas y han generado gas, pero debido a las condiciones geológicas y los procesos relacionados a la baja permeabilidad de la roca, este gas no ha migrado.

En las últimas décadas se han desarrollado tecnologías que fracturan la roca, lo que permite liberar el gas que contienen y producirlo de manera económica.

El fracturamiento hidráulico o fracking fue la primera tecnología utilizada para la liberación del gas atrapado en los yacimientos de lutitas (**Fig.2.6**). Esta práctica consiste en crear permeabilidad mediante la inyección de fluidos los cuales debido a las altas presiones generan microfisuras, que funcionan como rutas por donde el gas migra hasta el pozo y puede ser explotado con rendimiento económico.

La perforación vertical es una forma de fracturar las lutitas, la cual produce altas tasas de flujo inicial, seguidas de un rápido decaimiento en la producción. Los operadores se dieron cuenta que necesitan de tener más contacto con el yacimiento para evitar estas caídas en la producción, por lo que implementaron la perforación horizontal.

Junto con el fracturamiento hidráulico, los pozos direccionales logran tener más contacto con el yacimiento debido a la habilidad de la primera tecnología para extender la perforación de manera horizontal.

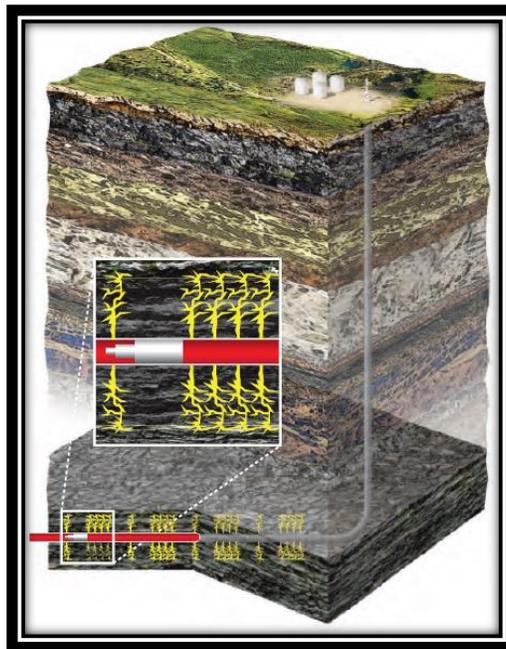


Fig. 2.6. Esquema que muestra la forma en la que se realiza el fracking.<sup>6</sup>

En nuestro país, PEMEX inició trabajos de exploración de este tipo de yacimientos desde el año 2010, las provincias geológicas que alojan estos recursos según PEP (Pemex Exploración y Producción) son Burro-Picachos-Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Chihuahua (Fig.2.7), en donde se estiman recursos técnicamente recuperables de 150 a 460 billones de pies cúbicos de gas, teniendo una media de 300 billones.

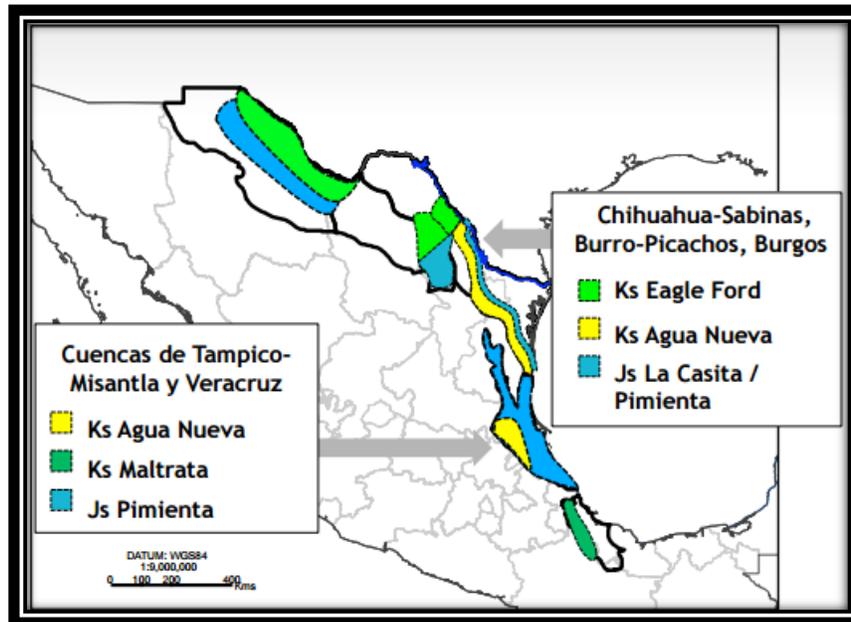


Fig.2.7. Mapa donde se muestran las provincias geológicas que alojan los recursos provenientes de lutitas gasíferas.<sup>7</sup>

#### 2.2.4. Tight Oil/ Tight Gas.

El aceite y gas de areniscas compactas corresponden con hidrocarburos considerados no convencionales, los cuales se encuentran dentro de yacimientos con muy baja permeabilidad. El aceite y gas contenidos en este tipo de yacimiento no fluyen hacia los pozos con tasas económicamente redituables, por lo que se requiere de la asistencia de tecnologías que complementen el proceso de perforación, como la perforación horizontal acoplada a los pozos verticales.

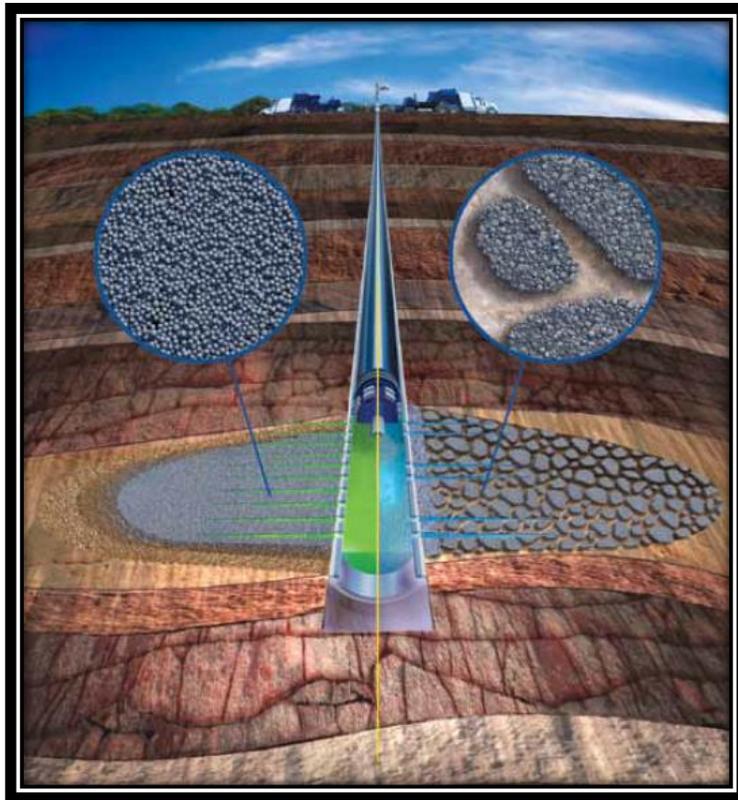
Las tecnologías para la producción de estos yacimientos son muy similares a los utilizados en la producción de aceite y gas en lutitas, en las cuales se estimula a permeabilidad por medio de fracturamiento de la roca mediante la inyección de fluidos a alta presión.

<sup>6</sup> Tomada de Schlumberger, 2011

<sup>7</sup> Tomada de PEMEX, 2012

Actualmente las tecnologías para poder incrementar la producción en este tipo de yacimientos se han actualizado con respecto de los requerimientos de la industria, un ejemplo de ello es la técnica HiWAY desarrollada por la empresa Schlumberger, la cual es una mejora al método tradicional de fracturamiento hidráulico.

En el método tradicional el hidrocarburo fluye a través de los intersticios entre las partículas del fluido apuntalante, mientras que en el método actualizado se generan aglomeraciones de estas partículas las cuales forma redes de canales los cuales mejoran la conductividad de las fracturas, incrementando así la producción en yacimientos de areniscas compactas (**Fig. 2.8**).



**Fig.2.8.** Imagen que muestra la diferencia entre un fracturamiento hidráulico tradicional (izq.) y el fracturamiento con canales de flujo abierto implementado mediante la técnica HiWAY (der.)<sup>8</sup>

En México, la Formación Yegua en la Cuenca de Burgos es una formación gasífera compuesta de varias capas de areniscas compactas, las cuales producen gas en el Campo Campito. En este

<sup>8</sup> Tomada de Flow-channel hydraulic fracturing technique for vertical completions, Schlumberger, 2010.

campo PEMEX tuvo problemas con respecto de la producción, por lo que implementó la técnica HiWAY, mejorando su producción en un 32%.

### **2.2.5. Gas metano en mantos de carbón.**

Conocido en inglés como CBD (Coal Bed Methane), este hidrocarburo pertenece al grupo de yacimientos de gas no convencional, ya que se trata de un gas con alto contenido en metano el cual proviene de yacimientos de carbón mineral.

Estos yacimientos poseen un sistema de doble porosidad, conformada en primer lugar por los microporos que se forman en la matriz del carbón, y un sistema de fracturas naturales también llamadas diaclasas.

De acuerdo con el Alexandri Rionda (2010), el carbón mineral está compuesto de 59% de carbón, 33% de oxígeno, 6% de hidrógeno y 2% de nitrógeno. Se genera por la descomposición de materia orgánica vegetal (hojas, corteza, madera, algas, etc.) en la superficie durante una etapa de diagénesis bioquímica temprana seguida de una diagénesis térmica debido a la acumulación de sedimentos que sepultan este material hasta llegar a la catagénesis donde se da la maduración térmica de la materia orgánica procedente de plantas de origen continental principalmente.

El gas metano contenido en estos yacimientos se genera desde las primeras etapa de carbonización, generando alrededor de 1300 m<sup>3</sup> por tonelada de materia orgánica, con el tiempo este gas puede ser expulsado y atrapado en las rocas suprayacentes.

La cantidad de gas que está contenido en los mantos de carbón está en función de tiempo, las condiciones geológicas y el volumen que se puede generar por tonelada de carbón.

Se conoce la existencia de grandes yacimientos de carbón en países como Estados Unidos, Australia, Canadá, Alemania, India, Indonesia, Polonia, Rusia y Sudáfrica.

En México las cuencas carboníferas más estudiadas son la Cuenca de Sabinas (Formación Olmos) y la Cuenca Rio Escondido (Fig. 2.9), las cuales producen el 98% del carbón utilizado en el país. De igual forma existe la presencia de yacimientos de carbón en la Cuenca de Tlaxiaco y el Istmo de Tehuantepec en Oaxaca, así como en los estados de Sonora y Chihuahua.

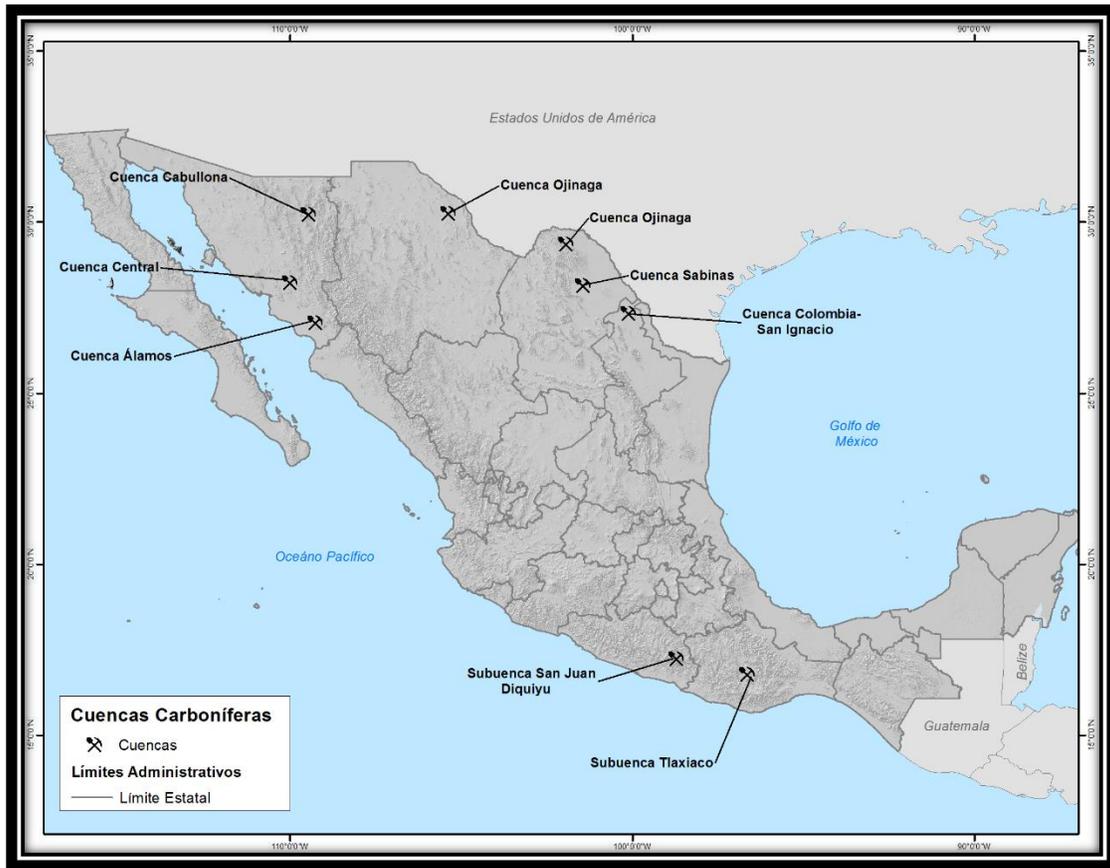


Fig.2.9. Principales cuencas carboníferas en México.

### 2.2.6. Hidratos de Metano.

Los hidratos de metano son sólidos cristalinos que ocurren de manera natural, están compuestos principalmente de agua y gas metano congelados, se distribuyen en varias regiones del mundo en forma de hielo (**Fig.2.10**), principalmente en plataformas continentales de las regiones polares (permafrost) y en los sedimentos marinos en aguas profundas.

Entre los aspectos importantes de esta sustancia esta su potencial como recurso energético, su papel como un riesgo geológico a nivel submarino y sus efectos en relación al cambio climático a nivel global.

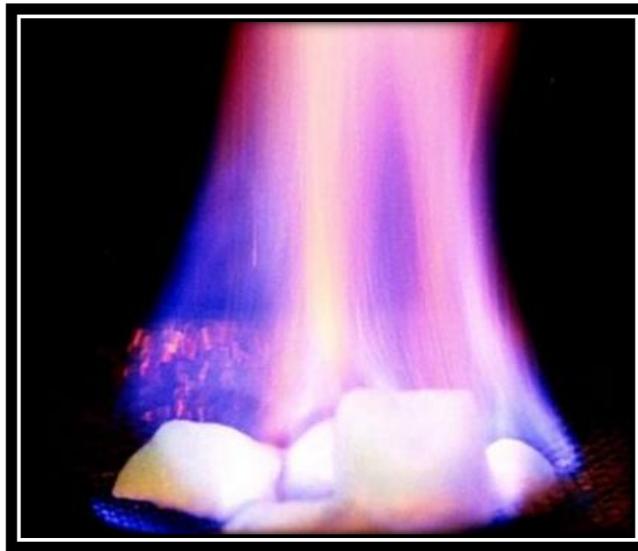
El primer aspecto tiene que ver con el volumen de gas contenido en los hidratos de metano, ya que por  $1 \text{ m}^3$  de esta sustancia se obtienen  $164 \text{ m}^3$  de gas metano, esto en condiciones estándar de presión y temperatura ( $20 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $1 \text{ atm}$  de presión).

El segundo aspecto se deriva del hecho que esta sustancia se encuentra en equilibrio metaestable, el cual puede ser afectado por un cambio en la temperatura o presión, lo que provocaría la liberación del gas causando deslizamientos submarinos, esto ocurre cuando se encuentra cementando arenas en el piso oceánico donde se tienen fuertes pendientes.

El tercer aspecto se relaciona con la liberación de gas metano hacia la superficie, ya que este gas es 20 veces más nocivo para la atmósfera que el CO<sub>2</sub>, contribuyendo de manera importante con el cambio climático global.

En cuestiones económicas hay dos factores que hacen de los hidratos de metano un potencial recurso alternativo, el primero es la gran cantidad de gas que está encerrado dentro de la estructura cristalina de los hidratos y el segundo es su amplia distribución geográfica.

En México, este recurso se encuentra principalmente en los sedimentos de aguas profundas del Golfo de México, en el Golfo de California y en el Talud del Océano Pacífico.



**Fig. 2.10. Hidrato de metano, similar al hielo pero con la particularidad de que es flamable debido al gas contenido en su estructura.<sup>9</sup>**

---

<sup>9</sup> Tomada del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS).

## **CAPITULO 3. Características y propiedades.**

---

### **3.1. Historia.**

El descubrimiento de los hidratos de gas ocurrió a finales del siglo XVIII en Birmingham, Inglaterra, donde durante el invierno de 1778, Sir Joseph Priestly dirigió distintos experimentos de agua en contacto con distintos gases. Apoyándose de las condiciones climáticas logró que se formara “hielo” al utilizar dióxido de azufre y agua.

Priestly no repitió los experimentos, sin embargo declaró que, "El procesamiento adicional de estos experimentos, y una adecuada atención hacia ellos, probablemente arrojarán gran luz sobre la naturaleza del congelamiento".

Posterior a Sir Joseph Priestly, los trabajos de Sir Humphry Davy con cloro en 1810 mostraron de manera definitiva la existencia de este tipo de compuestos.

El trabajo de Michael Faraday en 1823 acerca de la composición de los hidratos de cloro descubiertos por Davy, llevó a las investigaciones posteriores a enfocar sus esfuerzos por los siguientes 120 años en la identificación de las moléculas huésped y sus respectivas composiciones.

Hacia 1934, el potencial de estos compuestos para bloquear los oleoductos y gasoductos incremento las investigaciones para evitar su formación.

No fue hasta la década de 1960 cuando se reconoció que los hidratos de gas existen de manera natural y en grandes cantidades alrededor del planeta. A la fecha más de 90 zonas con presencia de hidratos de gas se han identificado de manera directa o indirecta y las estimaciones actuales muestran que los yacimientos de hidratos de gas podrían contener desde  $10^{15}$  hasta  $10^{17}$  m<sup>3</sup> de metano a condiciones estándar de presión y temperatura.

Actualmente la necesidad de encontrar fuentes alternativas de energía ha impulsado los trabajos de investigación hacia las acumulaciones de hidratos de gas, y programas de exploración ya están siendo implementados alrededor del mundo.

A pesar de las ventajas energéticas que encontramos en este tipo de compuestos, los hidratos de gas representan un riesgo geológico en las zonas del piso marino y su participación en eventos de cambio climático ha sido de gran importancia, por lo que se requiere de métodos geoquímicos y geofísicos para comprender mejor su ocurrencia y el papel que han jugado en el pasado, el que juegan actualmente y como influirán en un futuro.

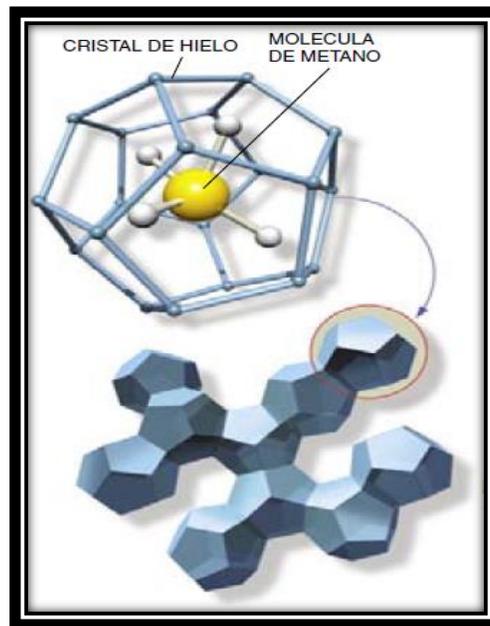
### **3.2. Definición.**

Los hidratos de gas o hidratos de metano son términos usados indistintamente para referirse a un grupo de compuestos correspondientes con clatratos (del latín clathratus, que significa "rodeado o protegido"), los cuales forman una estructura en forma de "jaula" de una determinada molécula que "hospedan" otro tipo de molécula, en este caso moléculas de agua forman estructuras capaces de contener moléculas de gas natural (**Fig.3.1**).

Los hidratos son estructuras sólidas y cristalinas semejantes al hielo, su ocurrencia de forma natural es generada por la mezcla de agua y gases naturales como el metano, etano, dióxido de carbono, propano y butano. Los hidratos de gas tienen presencia en donde las condiciones de presión, temperatura, la química local y la saturación de gas son óptimas para que se mantengan estables.

Bajo condiciones de presión específicas, los hidratos de gas pueden existir a temperaturas por encima del punto de fusión del agua (0°C). De igual forma la temperatura máxima para la generación de los hidratos de gas depende de la presión y la composición del gas.

La estabilidad de estos compuestos también se puede ver afectada por la salinidad del agua (Edmonds et. al. 1996).



**Fig. 3.1. Estructura molecular de un hidrato de gas.<sup>10</sup>**

<sup>10</sup> Modificada de Hielo Inflamable, 2000

### 3.3. Ambientes.

Debido a las condiciones específicas de presión y temperatura, y debido a la necesidad de cantidades relativamente grandes de materia orgánica para la metanogénesis bacteriana, la existencia de los clatratos está restringida principalmente a dos regiones:

- Plataformas continentales de latitudes altas (permafrost).
- Pendientes de los márgenes oceánicos con alta actividad biológica.

La condiciones de presión y temperatura (**Fig.3.2**) dentro de los sedimentos representan una zona de estabilidad para la formación de estos compuestos a lo largo de los márgenes continentales y tiene un espesor promedio de 500 m., la profundidad del límite inferior de esta zona está determinado por el gradiente geotérmico: a mayor profundidad, la temperatura se vuelve muy alta para la formación de los hidratos, por lo tanto, las zonas de estabilidad más gruesas se presentan en zonas con bajo gradiente geotérmico, un ejemplo de ello son las regiones árticas donde existe el permafrost. La mayoría de los clatratos se forman dentro de los primeros 2 km de la superficie terrestre (Hacisalihoglu et al. 2008), especialmente en márgenes continentales pasivos en donde no existen zonas de subducción, las cuales representarían vías de migración para el gas metano. M,

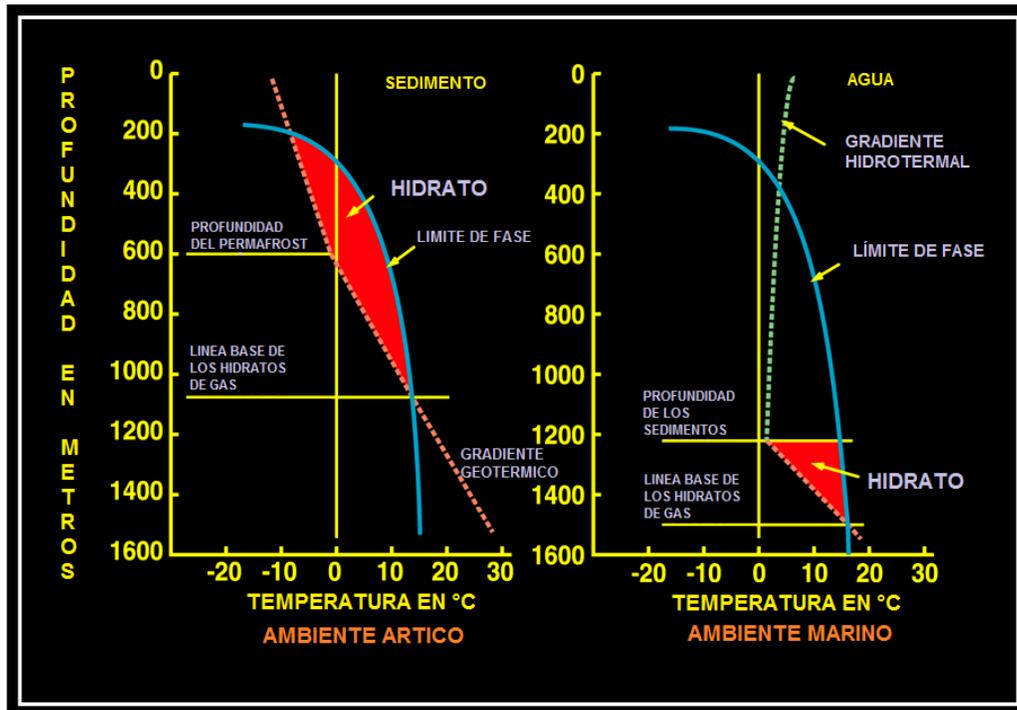
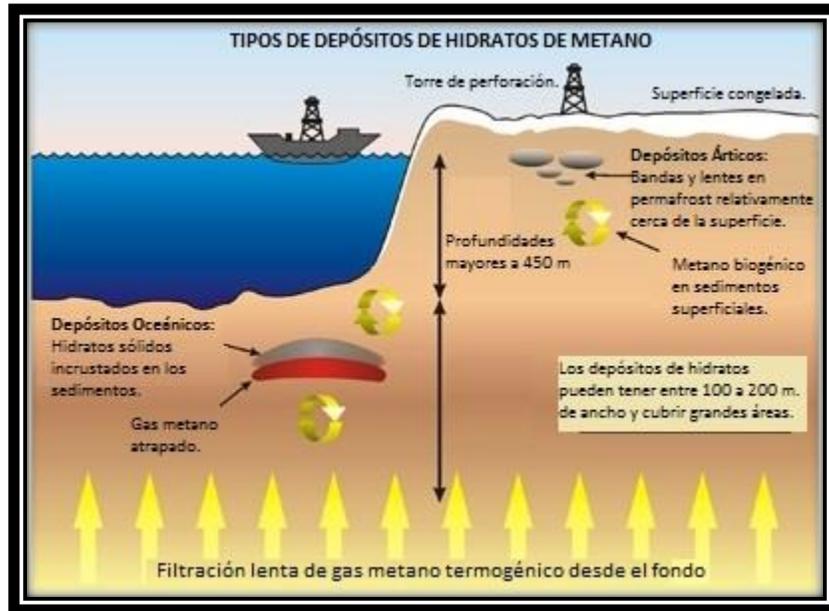


Fig. 3.2. Imagen que muestra la ventana de generación de los hidratos de metano en dos distintos ambientes, zonas de latitudes altas como el Ártico y las profundidades del piso oceánico.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Modificada de Johnson, 2004

En zonas oceánicas, los hidratos se forman fuera de los márgenes continentales, donde se cuenta con el suficiente suministro de materia orgánica para la formación de gas metano y el agua se encuentra cerca de su punto de fusión.



**Fig. 3.3. Tipos de depósitos por ambiente.<sup>12</sup>**

### **3.4. Características Físico-Químicas.**

Como hemos visto, los hidratos de gas son una combinación especial de agua y gas que de manera macroscópica se presentan como sólidos de apariencia similar al hielo, la composición promedio de los hidratos es de 1 mol de metano por 5.75 mol de agua, un litro de hidrato puede contener hasta 168 litros de metano, esto en condiciones estándar de presión y temperatura.

Este hielo es menos denso que el formado solamente por moléculas de agua (0.9 Kg/lit de hidrato contra 0.92 kg/lit de hielo), debido a que dentro de su estructura cristalina aloja moléculas de gas natural, principalmente de gas metano, las cuales se mantienen estables dentro de esta estructura.

A los sólidos cristalinos como los hidratos de gas también se les conoce con el nombre de clatrato, debido a la molécula de gas que está alojada dentro de la red cristalina que forman las moléculas de agua. No existen un enlace químico entre las moléculas que forman la red cristalina y la molécula huésped, lo único que mantiene la estabilidad de este compuesto son las fuerzas de Van der Waals.

<sup>12</sup> Modificada del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE).

### **3.5. Molécula del agua.**

La fórmula química del agua es  $H_2O$ , y dentro de sus estados de agregación, el agua líquida es la más abundante sobre la superficie terrestre seguida del hielo, la molécula consta de dos átomos de hidrógeno ligados de manera covalente a un átomo de oxígeno con un ángulo de  $104.5^\circ$ .

El agua en forma de hielo, debido a que es un sólido cristalino, se considera un mineral compuesto de óxido de hidrogeno, esta fase del agua tiene una característica particular, a condiciones estándar de presión este sólido es menos denso que el agua en fase líquida ( $0.9167 \text{ kg/lt}$  a  $273 \text{ K}$ , comparado con  $0.9998 \text{ kg/lt}$  del agua líquida a la misma temperatura), por lo que flota en ella. Esto se debe a que conforme el agua se congela, las moléculas se ven forzadas a alinearse en una estructura hexagonal, lo que también explica por qué el hielo se expande a diferencia de todos los sólidos los cuales tienden a contraerse.

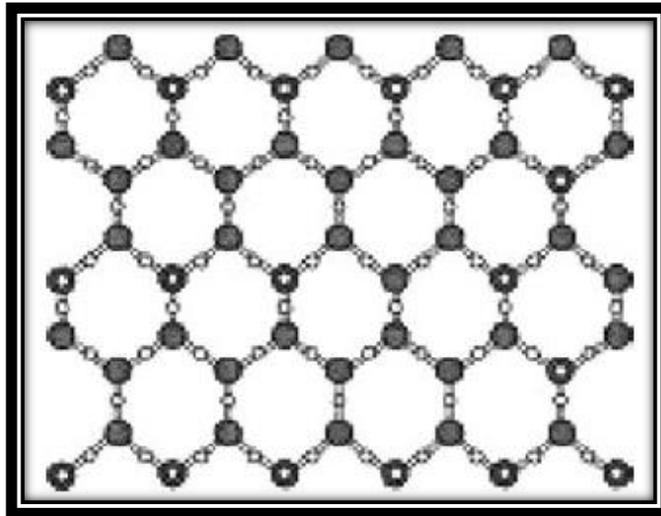


Fig. 3.4. Estructura cristalina de la molécula del agua en su fase sólida.<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> Tomada de Demirbas, 2010.

### 3.6. Molécula de metano.

El metano es un hidrocarburo perteneciente a la familia de los alcanos, es un gas más ligero que el aire, inodoro, incoloro e inflamable, su fórmula es  $\text{CH}_4$  y su molécula presenta una estructura tetrahedral donde el carbón se localiza al centro y los cuatro hidrógenos se colocan en las esquinas unidos por enlaces covalentes.

Este gas constituye el 97% de las reservas mundiales de gas natural. Es un gas de efecto invernadero potente, tiene un potencial de calentamiento global de 23 lo que significa que en un tiempo aproximado de 100 años, cada kg. de metano calienta 23 veces más la Tierra que la misma masa de dióxido de carbono.

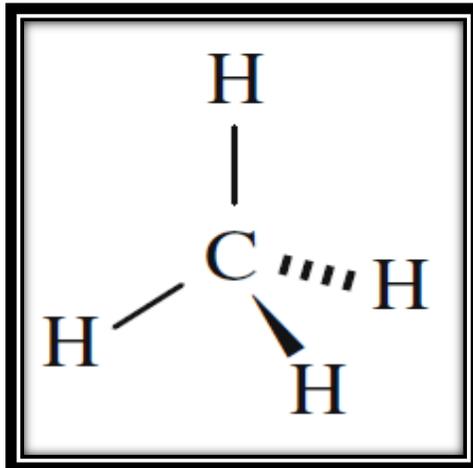


Fig. 3.5. Estructura tetrahedral de la molécula de metano.<sup>14</sup>

### 3.7. Estructura cristalina de los hidratos de gas.

La estructura cristalina de los hidratos consta de "jaulas" ligadas por hidrógenos, donde el rango de movimiento de la molécula de metano contenida dentro de estas jaulas depende de lo grande que sea la jaula, cuanto más grande sea mayor son las posibilidades de que el gas escape por las cavidades de hidrato.

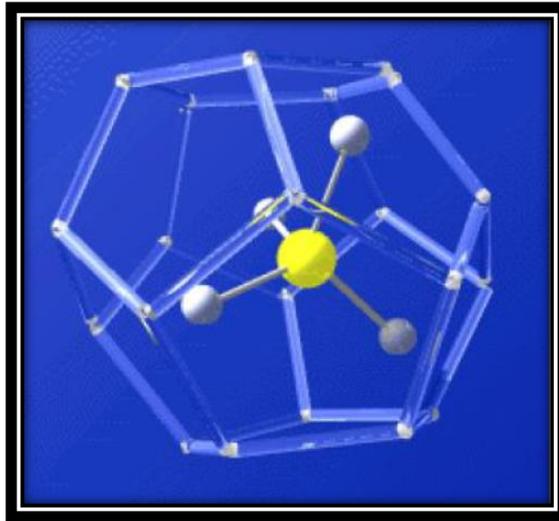
Los hidratos forman distintos tipos de estructura cristalinas dependiendo del gas que se encuentra alojado en su interior, de forma natural existen tres tipos de estructuras clasificadas de manera básica como Estructura I, Estructura II y Estructura H

<sup>14</sup> Tomada de Demirbas, 2010.

Cada estructura contiene pequeñas jaulas casi esféricas ( $5^{12}$ ) combinadas con jaulas más grandes en distintas proporciones para formar una celda unitaria y repetitiva.

Las celdas formadas por moléculas de agua son descritas usando la notación  $X^Y$ , donde X es el número de lados por cada en cada jaula y Y es el número de tipos de cara que forman una jaula en particular.

En el caso de la molécula de gas metano, ésta forma parte de los hidratos con Estructura I.



**Fig.3.6. Esquema donde se muestra la estructura cristalina de un hidrato de gas.<sup>15</sup>**

---

<sup>15</sup> Tomada de Khameneh, 2012

### 3.7.1. Estructura I.

La celda unitaria de la Estructura I consta de 46 moléculas de agua y dispone de 2 cavidades dodecaedrales y 6 tetradecaedrales ( $5^{12} 6^{12}$ ), estas cavidades permiten la inclusión de moléculas de etano y metano pero no de propano.

Los hidratos de gas que adoptan esta estructura se forman de 8 moléculas de gas natural como etano, dióxido de carbono y metano, por 46 moléculas de agua y dispone de 8 dodecaedros pentagonales que funcionan como jaulas.

Alrededor de 6.4 billones de toneladas de gas metano yacen en el fondo oceánico contenido en hidratos de gas que adoptan esta forma (Buffett and Archer 2004).

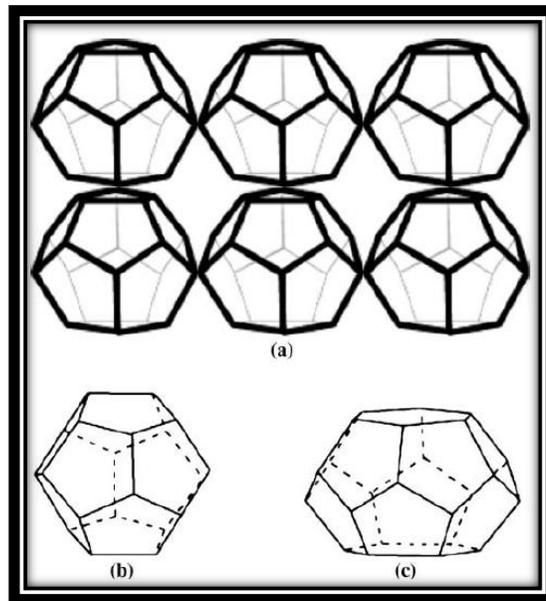


Fig.3.7. Estructura I de hidratos de gas: (a) Forma general, (b) dodecaedro pentagonal y (c) tetradecaedro.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Tomada de Demirbas, 2010

### 3.7.2. Estructura II

La celda unitaria de la Estructura II consiste en 136 moléculas de agua dispuestas en 16 cavidades pequeñas dodecaedrales ( $5^{12}$ ) y 8 cavidades grandes hexadecaedrales ( $5^{12}6^4$ ), las cuales alojan moléculas de gas como las de propano e isobutano, además de las moléculas de etano y metano.

Los hidratos de gas que adoptan la Estructura II están compuestos de 24 moléculas de gas más grandes como las de propano e isobutano, y 136 moléculas de agua dispuestas en 24 jaulas de forma hexadecaedral.

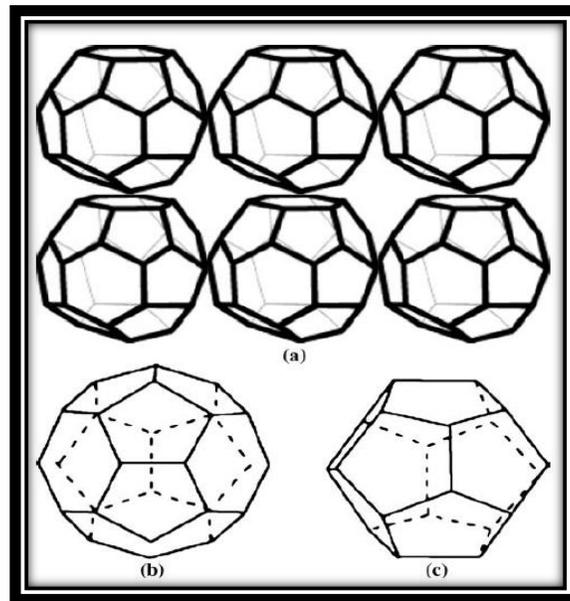


Fig.3.8. Estructura II de hidratos de gas: (a) Forma general, (b) hexadecaedro y (c) dodecaedro.<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Tomada de Demirbas, 2010

### 3.7.3. Estructura H

Esta estructura está compuesta de 34 moléculas de agua por celda unitaria arregladas en 3 cavidades con forma de dodecaedros pentagonales ( $5^{12}$ ), dos cavidades dodecaedrales irregulares ( $4^3 5^6 6^3$ ) y una cavidad icosaedral ( $5^{12} 6^8$ ).

Los hidratos de gas que se forman en esta estructura se componen de moléculas de gas grandes como las de metilciclohexano y el dimetilbutano, en presencia de moléculas pequeñas, se compone de 34 moléculas de agua por 6 moléculas de gas.

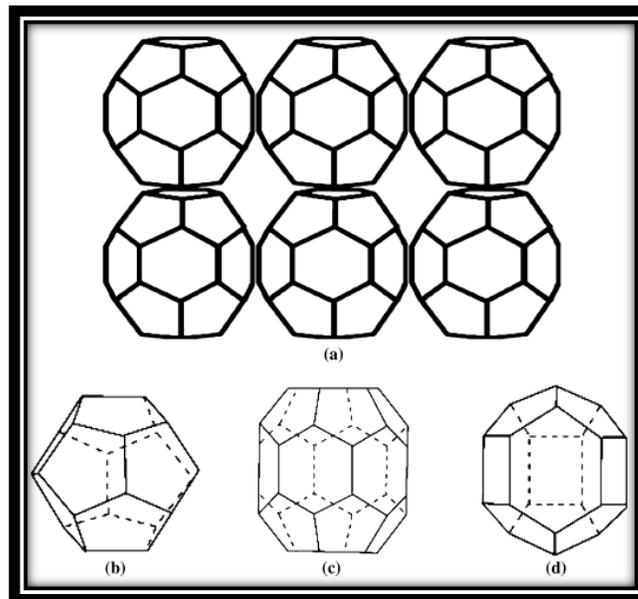


Fig.3.9. Estructura H de hidratos de gas: (a) forma general, (b) dodecaedro pentagonal, (c) icosaedro y (d) dodecaedro irregular.<sup>18</sup>

<sup>18</sup> Tomada de Demirbas, 2010

## **Capítulo 4. ¿Cómo se realiza la exploración de hidratos de metano?**

---

### **4.1. Métodos aplicados a la identificación de hidratos de metano.**

Considerando que los hidratos de metano se localizan principalmente en dos ambientes:

- Plataformas continentales de latitudes altas (permafrost) y
- Cuencas oceánicas con alta actividad biológica; además de que;

Se encuentran en profundidades que van de los 200 hasta los 4000 metros de profundidad en los fondos oceánicos, por lo que su localización no se puede determinar de manera directa.

La ciencias más relevantes para el estudio de los hidratos de metano son la Geofísica, la Geología y la Geoquímica, las cuales han sido aplicadas en diferentes programas de investigación con la finalidad de mejorar el entendimiento acerca de estos compuestos y desarrollar tecnología que permita evidenciar la presencia de los hidratos en particular en las profundidades del fondo marino con mayor eficacia.

### **4.2. Consideraciones Geofísicas.**

Se dispone de información de numerosos sitios donde se han obtenido muestras de manera local donde se tiene la presencia de hidratos de metano provenientes de muestreos o estudios aplicados de manera directa en el fondo oceánico, sin embargo con los métodos indirectos utilizados mediante la exploración geofísica se pueden caracterizar grandes áreas de los océanos profundos y obtener datos como:

- La concentración del recurso.
- El tipo de yacimiento (permeabilidad, porosidad, etc.).
- La extensión geográfica del yacimiento (vertical y horizontal).
- Las condiciones de estabilidad en el caso de los hidratos de metano.

En particular, la exploración de los hidratos de metano mediante técnicas geofísicas se realiza con la aplicación de métodos sísmicos, los cuales arrojan imágenes acerca del comportamiento de estos yacimientos en el subsuelo con una resolución dada en metros.

#### **4.2.1. Sísmica de reflexión**

Uno de las tecnologías más usadas en este tipo de exploración es la sísmica de reflexión, la cual, consiste en la generación de un conjunto de ondas sísmicas, que son propagadas por energía liberada de fuentes artificiales y su comportamiento en un medio (como se propagan) es registrado

por equipo que recibe la señal una vez que regresa, la técnica es aplicada en ambientes continentales y marinos.

Un caso particular de la sismica corresponde con los perfiles sísmicos o VSP (vertical seismic profile) que consiste en colocar receptores en un pozo vertical, los cuales registran las señales producidas por una fuente cercana en la superficie. Actualmente los perfiles sísmicos se han actualizado debido a las diferentes geometrías de levantamientos que se logran con equipos de adquisición de datos mejorados, estos avances incluyen perfiles sísmicos en 3D, perfiles sísmicos realizados durante la perforación y la optimización del fracturamientos hidráulico.

Los tipos de perfiles sísmicos se clasifican por factores como el desplazamiento de la fuente, la profundidad de los receptores y la dirección del pozo.

Los perfiles sísmicos más simples son aquellos en los que se utiliza un arreglo de receptores y una fuente cercana al pozo que no tiene desplazamiento, dentro de estos perfiles se distinguen los **VSP sin desplazamiento** y los **VSP con pozo desviado**. El primer grupo de perfiles es el arreglo más sencillo, el segundo grupo consta un conjunto de fuentes que se ubican siempre de forma vertical con respecto de cada grupo de receptores y se obtiene una amplia cobertura lateral de la zona explorada.

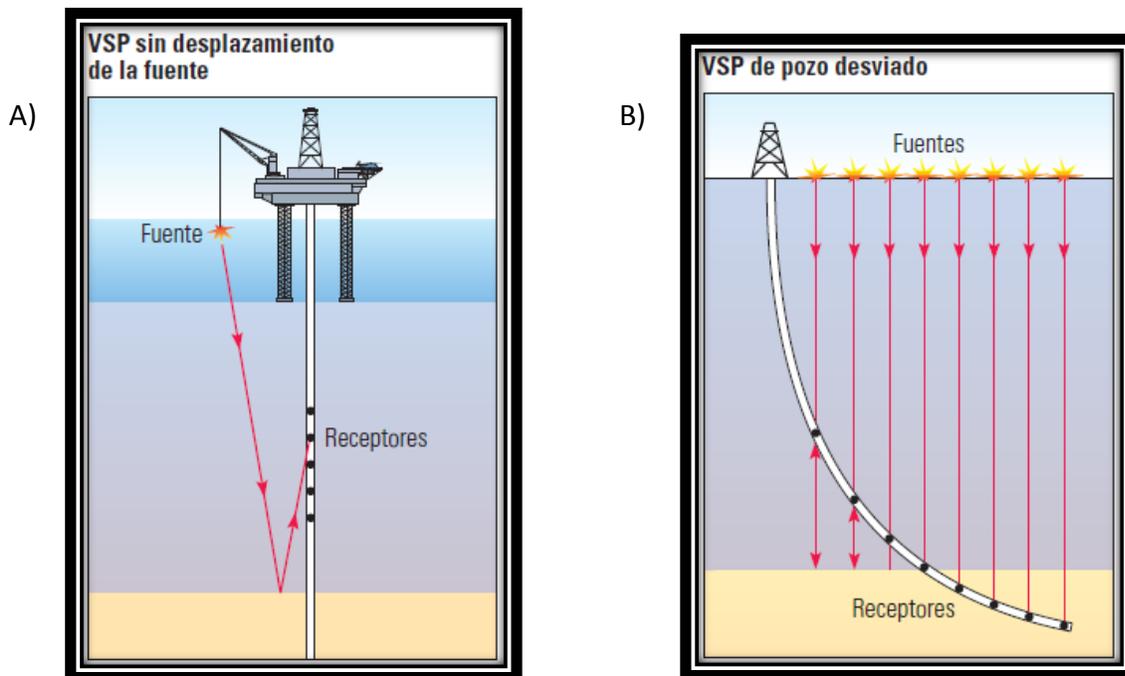


Figura.4.1. Esquema en donde se muestran los arreglos de los perfiles sísmicos, VSP sin desplazamiento de la fuente (A) y VSP con pozo desviado (B).<sup>19</sup>

Otro tipo de VSP o perfiles sísmicos son aquellos en donde existe un desplazamiento de la fuente, la incidencia de las ondas no es vertical por lo que las ondas P podrían convertirse en ondas S, en este grupo de perfiles se encuentran los **VSP con desplazamiento de la fuente** y los **VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente**, en donde la fuente es activada en distintas posiciones a lo largo de una línea en la superficie, en este tipo de perfiles el arreglo de receptores se despliega en un amplio intervalo de profundidades. La ventaja de los perfiles con desplazamiento sucesivo es que se incrementa el volumen del subsuelo representado por las imágenes.

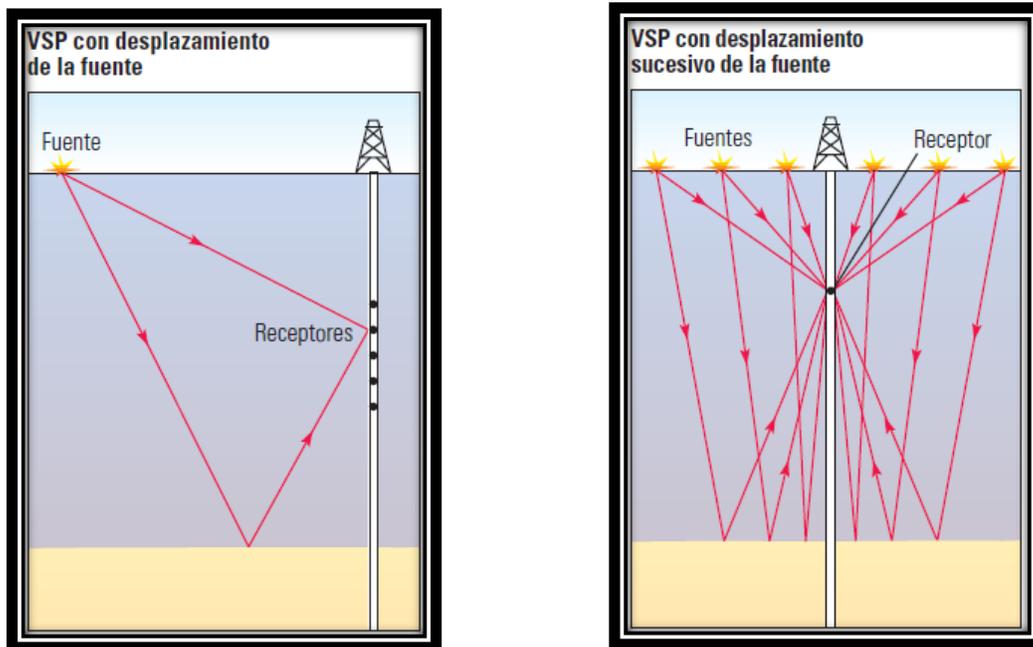


Figura.4.2. Esquemas donde se muestran los arreglos de los VSP desplazamiento de la fuente (A) y VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente (B).<sup>20</sup>

Todos los perfiles descritos anteriormente están diseñados para arrojar información en imágenes de una o dos dimensiones.

<sup>19</sup> Tomada de Schlumberger 2008

<sup>20</sup> Tomada de Schlumberger 2008

Para los levantamientos sísmicos en 3D la aplicación se realiza con el mismo fundamento tanto en ambientes marinos como en superficie, produciendo imágenes del subsuelo en alta resolución y cubriendo áreas que los otros levantamientos no permiten debido a la interferencia producida por las difíciles condiciones del subsuelo, como la presencia de gas en la formación, lo que perturba la propagación de las ondas P.

La adquisición de perfiles sísmicos en 3D requiere un proceso de planeación y modelado previo, donde las fuentes se colocan en distintos arreglos geométricos ya sea una malla o en el caso de los perfiles marinos en forma de una espiral centrada al pozo cerca del pozo de exploración.

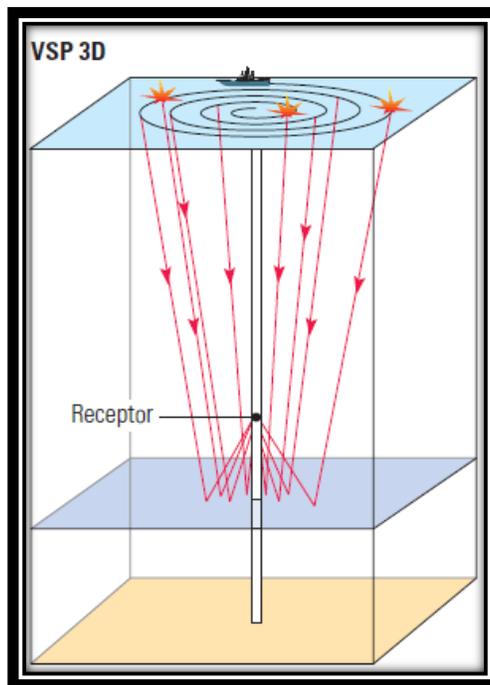


Figura 4.3. Arreglo en forma de espiral para la adquisición de un VSP 3D en ambientes marinos.<sup>21</sup>

<sup>21</sup> Tomada de Schlumberger 2008

#### 4.2.2. BSR

En ambientes marinos, la sísmica de reflexión se utiliza para obtener un reflector simulando el fondo oceánico o por sus siglas en inglés BSR (Bottom-Simulating Reflector).

El BSR es un reflector sísmico que simula de manera acústica el comportamiento del fondo marino, se origina debido a la discontinuidad entre los sedimentos que alojan los hidratos de gas los cuales siempre se encuentra por encima de éste y los sedimentos que solo contienen gas que se encuentran por debajo. En perfiles sísmicos el BSR es identificado gracias a un cambio de polaridad con respecto de la reflexión del fondo marino.

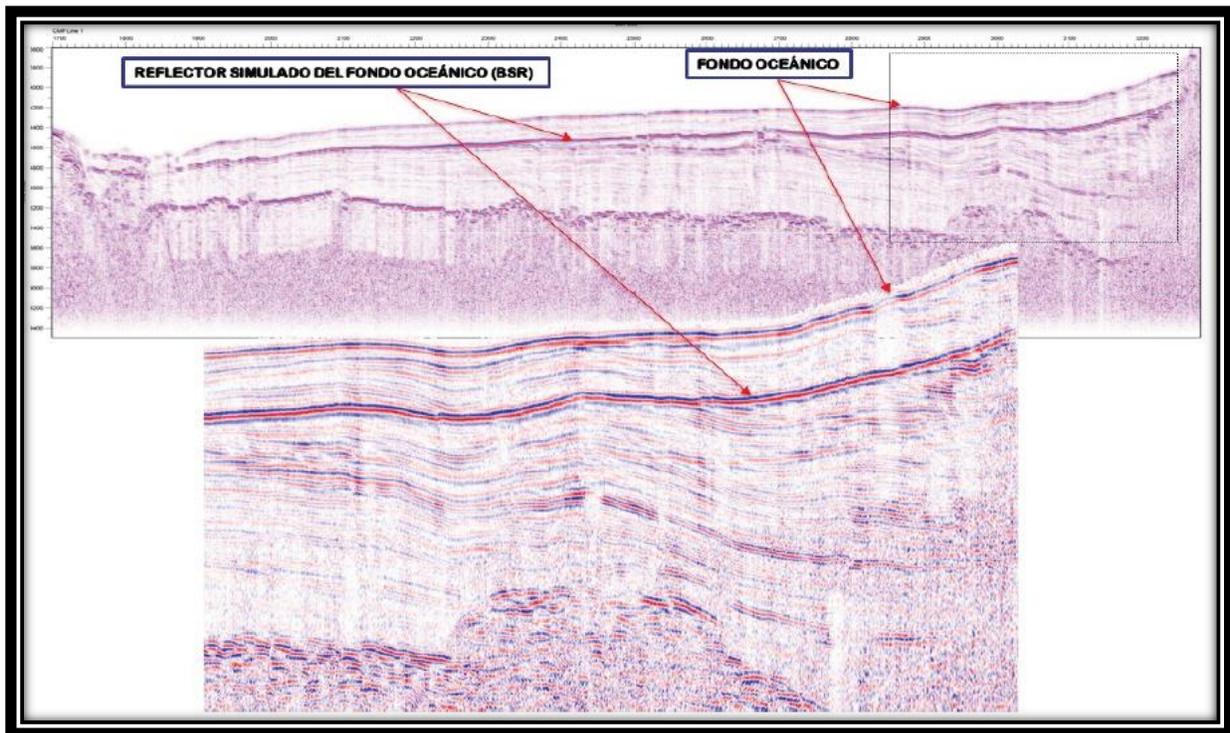


Fig. 4.4. Perfil sísmico con BSR identificado, obtenido del programa FAMEX (2002) donde se obtuvo información sísmica en el margen occidental de la península de Baja California, México.<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Tomada de Cruz Melo, 2008

Las acumulaciones de hidratos de metano pueden existir a pesar de que no se registren BSR en los estudios de reflexión sísmica, esto es debido a que no existe la cantidad suficiente de gas libre en los sedimentos para que se genere el contraste del comportamiento acústico entre esta sustancia y los hidratos, por lo que se requieren de distintos métodos de exploración geofísica para identificarlos.

#### **4.2.3. Otros métodos geofísicos.**

Los métodos geofísicos más ampliamente utilizados en la exploración de hidratos de metano cuando se está perforando son los registros geofísicos de pozos, entre los cuales los más eficientes en la búsqueda de este recurso son:

- **Registro de resistividad eléctrica:** La resistividad se define como la dificultad que tiene una corriente eléctrica para circular a través de los materiales. Los sedimentos en el fondo oceánico conducen la electricidad por medio de los fluidos salinos alojados en los poros y fracturas, la presencia de hidratos relleno estas cavidades restringe el flujo de la corriente eléctrica lo que se traduce en un aumento de la resistividad registrado en los equipos que realizan este análisis. El equipo de inducción utilizado en este tipo de registros esta compuesto de dos electrodos de corriente y dos de potencial que se colocan a una cierta distancia dentro de una sonda, este espaciamiento define la profundidad a la que penetra la corriente. Actualmente los equipos utilizan más de cuatro electrodos con el fin de reducir los efectos causados por el pozo y de los estratos adyacentes, a este tipo de registros también se les conoce como laterolog.

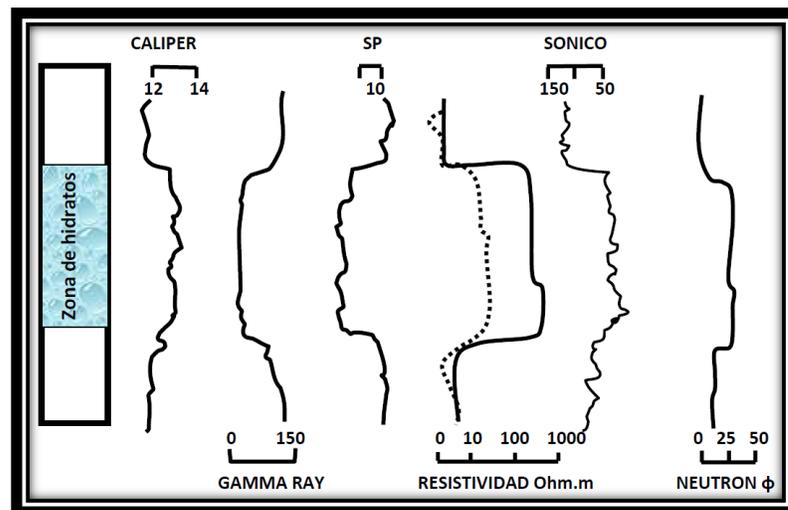


Fig. 4.5. Registros en donde se acusa la presencia de los hidratos de gas.<sup>23</sup>

- **Registro de tránsito sónico:** En comparación con los sedimentos que alojan gas puro o agua, aquellos que alojan hidratos de metano presentan una disminución de tránsito acústico. Para obtener esta información se envía un conjunto de ondas acústicas a distintas frecuencias y en distintos intervalos de tiempo. Lamentablemente ésta técnica no detecta la presencia de hidratos de metano en ambientes de permafrost.

El equipo utilizado mide el tiempo que requiere un pulso acústico en viajar desde un transmisor hasta el arreglo de receptores. El pulso de sonido viaja a través de la formación y luego regresa al equipo, el cual miden la amplitud de la onda contra el tiempo de llegada, conforme la el pulso acústico atraviesa las rocas se van generando distintos tipos de ondas, las primeras en regresar son las onda de tipo compresional u ondas P, seguidas de las onda de corte u ondas S.

Estas ondas son de gran importancia ya que con ellas se determinan las propiedades mecánicas y la porosidad de la formación.

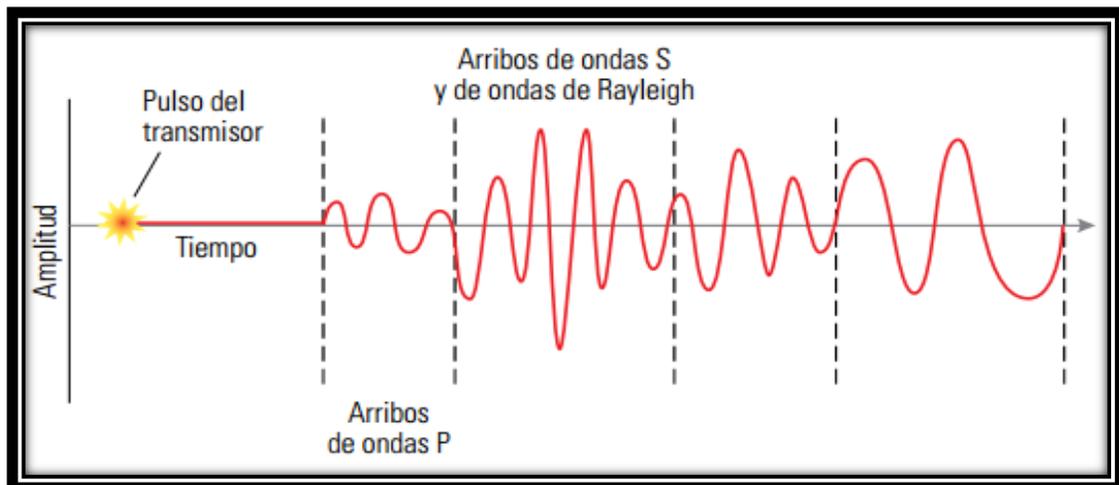


Fig. 4.6. Esquema que muestra el pulso acústico viajando a través de la formación, a medida que la onda acústica atraviesa la roca, se producen distintos tipos de ondas.<sup>24</sup>

<sup>23</sup> Falta bibliografía

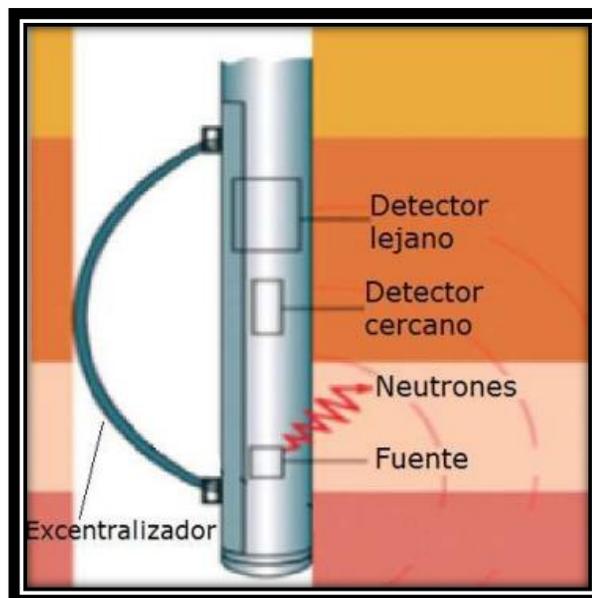
<sup>24</sup> Modificada de Schlumberger 2012.

- **Registro de neutrones:** En este registro se requiere que la formación analizada sea bombardeada con neutrones de alta energía los cuales pierden energía cuando chocan con el material que rellena los poros, esto sirve para cuantificar el espacio de poro en las formaciones más permeables y el volumen de hidratos.

Existen dos tipos de registros de neutrones. El primero utiliza un equipo que consta de una fuente y un receptor y va adherido a la pared del pozo, midiendo los neutrones epitermales de la fuente.

El segundo consta de una fuente y dos receptores los cuales miden los neutrones termales de la fuente.

La tarea de los receptores es medir la pérdida de energía de los neutrones al impactar con los núcleos de los elementos dentro de la formación. Los elementos como el hidrógeno tienden a detener los neutrones debido a que su masa atómica es similar, por lo que se dice que estos registros miden el contenido de hidrogeno que es proporcional a la porosidad de la formación.



**Fig. 4.7. Esquema que muestra el equipo usado en los registros geofísicos de pozos con fuente de neutrones.<sup>25</sup>**

### **4.3. Consideraciones Geológicas.**

Una vez realizados los estudios de exploración geofísica, se pueden determinar las reservas y la geometría de los yacimientos, estos aspectos a su vez brindan conocimiento acerca del escenario geológico en donde se localizan los hidratos de metano.

Dentro de los ambientes característicos donde se encuentran grandes cantidades de hidratos de metano, el ambiente marino se caracteriza por tener mayor potencial en cuanto a condiciones geológicas además de que se presentan principalmente en las siguientes condiciones tectónicas:

- Márgenes continentales pasivos estables.
- Márgenes continentales pasivos inestables.
- Mares tectónicamente estables o inestables.
- Límites tectónicos activos.

La acumulación de los hidratos de metano está directamente relacionada con la roca generadora, la migración, geología estructural, las rocas o sedimentos que las almacenan y las trampas, las cuales en general corresponden con anomalías geológicas de origen tectónico, litológico o estratigráfico que presentan condiciones favorables para que se generen acumulaciones de hidrocarburos.

Se han identificado tres tipos, las trampas estructurales, estratigráficas y mixtas. Las cantidades de hidratos de metano que se concentran en estas trampas dependen de la migración de fluido y la concentración de gas metano de la Zona de Estabilidad de Hidratos de Gas (ZEHG).

#### **4.3.1. Trampas Estructurales.**

Son aquellas que se forman por la deformación estructural de los estratos en el subsuelo debido a fenómenos de plegamiento, intrusión de sal o arcilla y por fallas.

En el caso de los domos y pliegues anticlinales, formados por fuerzas compresionales, el hidrocarburo se almacena en la parte superior.

---

<sup>25</sup> Tomada de Ramos,2008

Ejemplos de trampas estructurales:

- Pliegues anticlinales.
- Domos.
- Fallas normales/inversas.

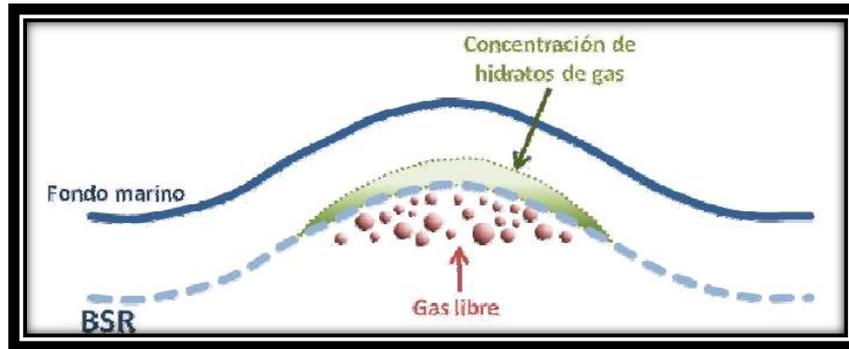


Fig.4.8. Diagrama que muestra la acumulación de los hidratos de gas en una trampa de tipo estructural.<sup>26</sup>

#### 4.3.2. Trampas Estratigráficas.

También llamadas trampas por variación de permeabilidad, son aquellas que permiten la acumulación de hidrocarburos de forma natural sin la necesidad de deformación estructural, se forman por cambios litológicos que promueven la impermeabilidad de los estratos en los cuales quedará atrapado el hidrocarburo en forma de acumulaciones lenticulares.

Ejemplos de trampas estratigráficas:

- Cambios de facie.
- Lentas de arena.
- Arrecifes.
- Discordancias angulares.
- Variaciones por agua subterránea (disolución).

<sup>26</sup> Tomada de Reyes Pimentel 2011.

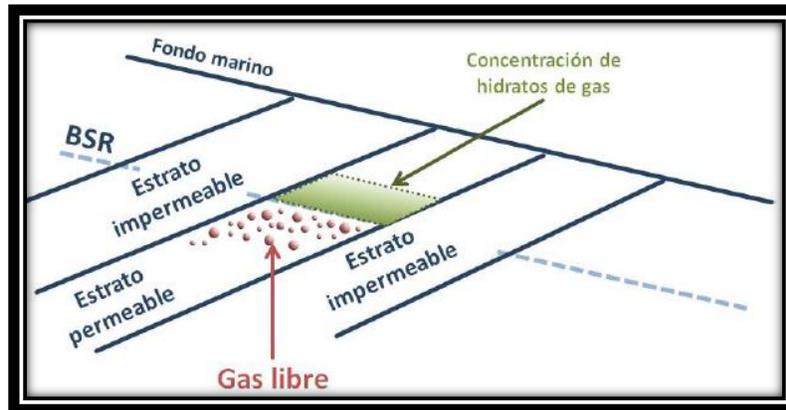


Fig. 4.9. Diagrama que muestra la acumulación de los hidratos de gas en una trampa de tipo estratigráfica o por variación de permeabilidad.<sup>27</sup>

#### 4.3.3. Trampas Mixtas.

Son aquellas trampas en donde se combina la deformación estructural con los cambios litológicos. La mayoría de las trampas a nivel mundial corresponden a este tipo debido a que una característica en particular (cambio litológico o deformación estructural) no es suficiente para formar una trampa donde se acumule una gran cantidad de hidrocarburos.

En el caso de las trampas que acumulan hidratos de metano, su forma y geometría dependen de factores como la estructura geológica, los sedimentos que la constituyen, la pendiente y la forma del piso oceánico.

Estas trampas almacenan los recursos potenciales de hidratos de metano aunque de igual forma representan un riesgo al momento de perforar por lo que deben ser bien estudiadas.

La extracción de gas en este tipo de trampas es relativamente fácil ya que la perforación causa una disminución en la presión del yacimiento por lo que promueve la movilización del hidrato y el espacio disponible se vuelve a rellenar de gas.

Otro aspecto importante dentro de la exploración de hidratos de metano es el estudio de las rocas que forman los grandes yacimientos a nivel mundial, ya que las propiedades de éstas son fundamentales para la acumulación de los recursos en su interior, entre los tipos de rocas que comúnmente forman yacimientos se encuentran:

- **Areniscas.** Rocas sedimentarias granulares con partículas que van de los 0.625 a 2 mm. En este tipo de rocas el hidrocarburo se acumula en los poros.
- **Conglomerados.** Al igual que las areniscas los hidrocarburos en este tipo de rocas se acumulan en los poros, las partículas de los conglomerados van de los 4 a los 64 mm.

<sup>27</sup> Tomada de Reyes Pimentel 2011.

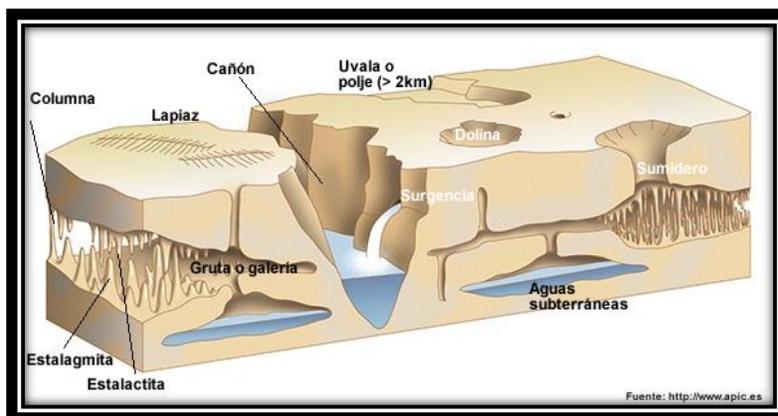
- **Rocas limosas y arcillosas.** Rocas sedimentarias compuestas de partículas muy finas con un tamaño menor a los 0.625 mm. A pesar de ser muy porosas tienen escasa permeabilidad por lo que en la formación de yacimientos sirven como barreras.
- **Rocas carbonatadas.** Rocas sedimentarias de origen marino compuestas principalmente de carbonatos, las rocas más conocidas de este grupo son la calizas constituidas enteramente de calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) y la dolomía compuesta de dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ).

#### **4.3.4. Procesos Diagenéticos.**

La porosidad de rocas carbonatadas puede ser primaria o secundaria debido a que la roca pudo haber sufrido cambios antes de su sepultamiento, a estos cambios se les refiere con el nombre de diagénesis y son alteraciones físicas, químicas y biológicas de los sedimentos de la roca los cuales pueden resultar en diferencias en la mineralogía y textura de la roca original; los cinco principales procesos de la diagénesis son:

#### **Disolución.**

Este proceso consiste en la disolución de los carbonatos en las rocas, principalmente por las propiedades químicas del agua que fluye a través de ellas, generando distintas estructuras como dolinas, cenotes, espeleotemas, entre otros (**Fig.2.10**). Como consecuencia de este proceso se crea porosidad secundaria.



**Fig. 4.10. Distintas estructuras de disolución, originadas en rocas carbonatadas.<sup>28</sup>**

#### **Compactación.**

<sup>28</sup> Tomada de [www.catedu.es](http://www.catedu.es)

Es un proceso en el cual los sedimentos pierden porosidad debido a la presión a la que son sometidos por parte de los materiales suprayacentes también conocida como presión litostática o presión de sobrecarga, provocando la expulsión del agua contenida en los poros y causando el reordenamiento mecánico de las partículas aumentando el empaque (Fig.2.11).

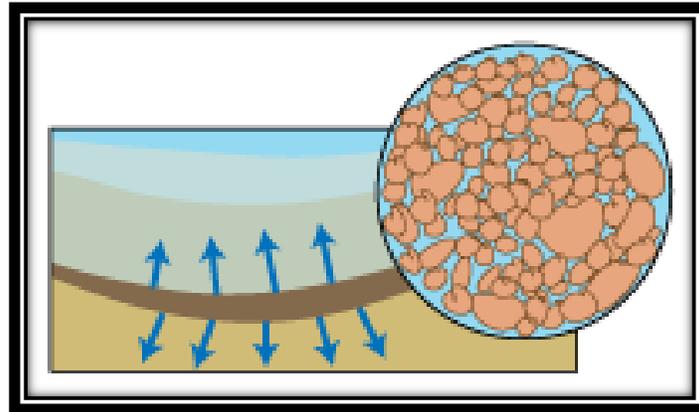


Fig. 4.11. Esquema que muestra el proceso de compactación de sedimentos.<sup>29</sup>

### **Cementación.**

Es provocada por la acción del agua que arrastra minerales en solución como calcita y sílice, los cuales logran alojarse en los poros de los sedimentos, una vez que esta agua está saturada con minerales precipitan para formar así el cemento que unirá las partículas sedimentarias convirtiéndolas en rocas (Fig.4.12).

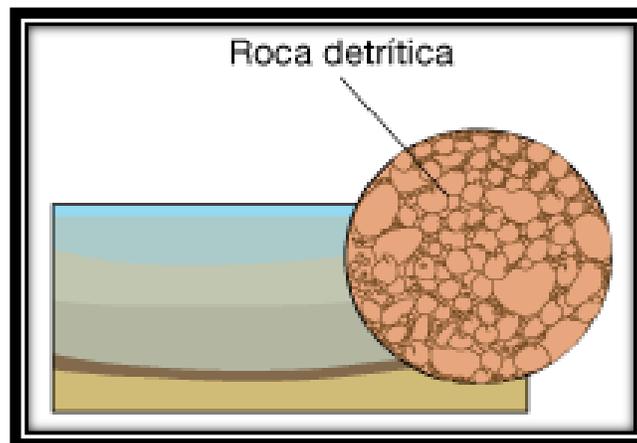


Fig. 4.12. Esquema que muestra el proceso de cementación de sedimentos.<sup>30</sup>

<sup>29</sup> Modificada de [www.iesmateoaleman.es](http://www.iesmateoaleman.es)

<sup>30</sup> Modificada de [www.iesmateoaleman.es](http://www.iesmateoaleman.es)

### **Metasomatismo (Dolomitización).**

En este proceso ocurre el reemplazamiento de minerales debido a la intrusión de fluidos de distinta composición dentro de la roca, un ejemplo de ello es la transformación de calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) a dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ) debido al reemplazamiento de iones de Ca por iones de Mg, este cambio de mineralogía provoca en la roca un incremento en la porosidad.

### **4.3.5. Rasgos geológicos que evidencian la presencia de hidratos de metano.**

Hay distintos rasgos de la geología que son observados en el piso oceánico y que evidencian la presencia de hidratos de metano, estas grandes acumulaciones se presentan en forma de montículos, pockmarks, volcanes de lodo, entre otros.

Algunos factores que permiten que el metano ascienda a la superficie son:

- Eventos tectónicos.
- Fluctuaciones en el nivel del mar.
- Cambio climático.

Estos factores modifican las condiciones de estabilidad de los hidratos de metano, lo que provoca su disociación y el posterior ascenso del gas metano a la superficie.

### **Montículos (pockmarks).**

Debido a la migración ascendente de fluidos ricos en metano por medio de fracturas, fallas y discordancias, la acumulación de los hidratos por un tiempo prolongado provoca que se formen montículos observados en los ambientes bentónicos del piso marino, estas estructuras las forma el hidrato de origen termogénico. Geométricamente los montículos son estructuras circulares, y su extensión no es muy grande.

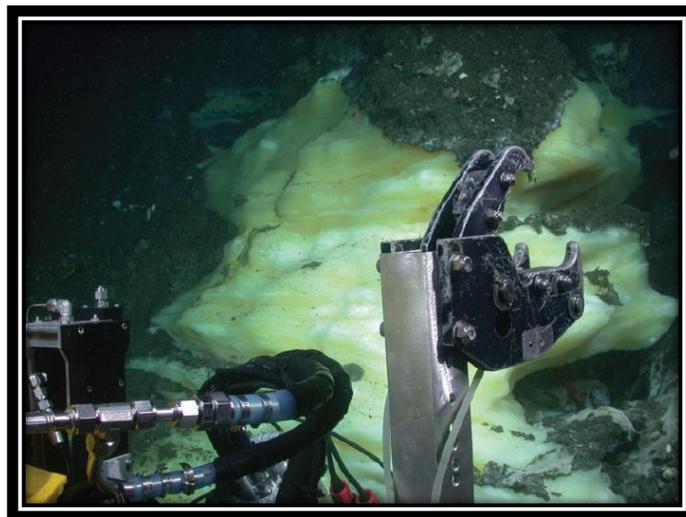


Fig. 4.13. Montículo de hidratos en el fondo marino a una profundidad aproximada de 850 m. en el Cañon Barkley, Canadá; se observa una cubierta de materia orgánica.<sup>31</sup>

### Volcanes de lodo.

Estas formaciones se encuentran en las zonas de subducción y cinturones orogénicos, se forman por la mezcla de líquidos y gas a altas presiones, los cuales de la misma forma que los montículos emigran a la superficie por medio de fallas y fracturas de los sedimentos, son las evidencias más obvias acerca de la emanación de gas natural proveniente del subsuelo.

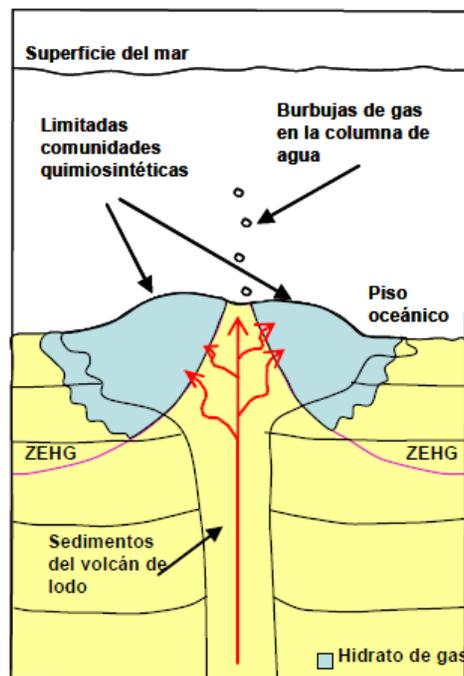


Fig. 4.14. Diagrama que muestra la estructura de un volcán de lodo.<sup>32</sup>

### 4.4. Consideraciones Geoquímicas.

Los científicos han podido analizar las propiedades físico-químicas de los hidratos de metano gracias a la recuperación de los núcleos de sedimento de las aguas profundas y zonas de

<sup>31</sup> Tomada de Hester&Brewer, 2009

<sup>32</sup> Tomada de Hernández Vite, 2009

permafrost. Debido a que al sacarlos de la zona de estabilidad los hidratos se disocian, los científicos analizan la concentración de elementos específicos en el agua obtenida a través de los núcleos para saber si esta agua formaba parte de los hidratos de metano.

La salinidad es un primer indicador de la presencia de hidratos de metano, en las muestras analizadas, los iones de cloruro disminuyen con la presencia de hidratos de metano ya que al disociarse generan agua dulce que expulsa los iones de cloruro de los poros en los sedimentos.

En primer instancia los estudios geoquímicos analizan los isótopos de oxígeno e hidrógeno, encontrándose que las jaulas que encierran los hidratos de metano tienen preferencia por los isótopos pesados de estos dos elementos por lo que su enriquecimiento o disminución en el agua de las muestras recuperadas acusa la presencia de hidratos de metano y su concentración dentro de los poros en los sedimentos.

El análisis geoquímico del metano presente en las muestras recuperadas también es de gran importancia ya que nos permite incidir el origen del compuesto. El metano tiene su origen en dos procesos fundamentales, el metano termogénico se produce cuando la materia orgánica se degrada en los fondos oceánicos debido al calor de la Tierra, por otra parte el metano biogénico se forman por la actividad de microorganismos que consumen la materia orgánica en ambientes reductores (metanotrófos).

Químicamente el metano termogénico y el metano biogénico son idénticos, la diferencia que existe se observa en la concentración de isótopos estables de carbono (carbono 12 y carbono 13). La medición de estos isótopos se hace mediante la relación carbono 12/ carbono 13.

El metano biogénico está enriquecido en carbono 12 mientras que el metano termogénico posee más carbono 13 en su molécula, lo que permite distinguir la fuente de la cual proviene el compuesto.

## **CAPITULO 5. Métodos de explotación de hidratos de metano.**

---

De acuerdo a capítulos anteriores, se sabe del gran potencial que tienen los hidratos de metano como una fuente alterna de energía en los años venideros. Algunos países como Japón no cuenta con yacimientos de petróleo o gas, sin embargo cuentan con depósitos de hidratos de metano cercanos, por lo que el desarrollo de nuevas tecnologías con bajos costos es un factor elemental para la explotación de este tipo de recursos de manera económica.

La producción de gas natural proveniente de hidratos de metano en ambientes oceánicos y terrestres (permafrost) es desarrollada actualmente mediante los siguientes métodos.

### **5.1. Despresurización.**

El método de despresurización inducida consiste en reducir la presión dentro del pozo impulsando al hidrato de gas a disociarse. Su objetivo es bajar la presión en la zona de gas libre la cual se encuentra inmediatamente debajo de la zona de estabilidad de los hidratos de gas, causando que los hidratos de la base se descompongan en agua y gas metano, que al ser liberado, puede ser recuperado mediante tecnologías convencionales.

A medida que el gas libre es removido, los hidratos suprayacentes siguen el mismo camino de separación ya que la despresurización se convierte en un proceso sostenido.

Según Dake (1978), Ji (2001) y Khataniar (2002), para el proceso de despresurización, el modelo se comporta como un sistema cerrado, sin límites y tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- La disociación del hidrato ocurre tan pronto como la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de disociación del hidrato a la presión del depósito. El gas liberado fluye inmediatamente a la zona de gas libre.

- La descomposición del hidrato es proporcional a la velocidad de despresurización, y sigue un modelo cinético de primer orden.
- La expansión de la roca y la expansión del agua durante la producción de gas son insignificantes.
- El modelo descuida la transferencia de calor entre el embalse y el entorno.
- El embalse se produce a partir de un solo pozo situado en el centro.

En este proceso se involucran tres mecanismos fundamentales: la disociación, transferencia de calor el cual a su vez incluye los procesos de conducción y convección, y el flujo de fluidos como el agua y el gas.

Para la aplicación de este método se deben tomar en cuenta la configuración del yacimiento, así como la presencia y movilidad de las fases. Existen tres tipos básicos de yacimientos identificados:

- Yacimientos totalmente saturados.
- Yacimientos parcialmente saturados.
- Yacimientos estratificados.

#### **Yacimientos totalmente saturados.**

Los yacimientos totalmente saturados no presentan fases móviles (agua líquida o gas libre) por lo que se requiere de un fracturamiento hidráulico para propiciar una disociación inicial, seguida de la remoción de los fluidos disociados para obtener la despresurización deseada.

El objetivo del fracturamiento hidráulico en los yacimientos de hidratos de gas además de crear rutas de migración para el gas y mantener estas rutas abiertas, es mantener una alta permeabilidad impidiendo el congelamiento del agua producto de la disociación.

Para lograr este objetivo se diseñó el fracturamiento hidráulico salino, el cual por medio del contenido de sal dentro de la fractura, evita la formación de nuevos hidratos y puede llegar a disociar los hidratos adyacentes a la fractura.

El fluido utilizado para el fracturamiento es conocido como salmuera supersaturada, compuesta principalmente de bromuro de calcio ( $\text{CaBr}_2$ ) y cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ), las cuales son sales que presentan un punto de congelamiento muy bajo de  $-83.15\text{ }^\circ\text{C}$  y  $-55.15\text{ }^\circ\text{C}$  respectivamente, además de un polímero que propicie la viscosidad del fluido.

La salmuera será introducida al yacimiento a altas tasas de bombeo, provocando largas fracturas y evitando el congelamiento de los fluidos disociados (Fig 5.1.). A medida que la salmuera se enfría, el exceso de sal precipita, actuando como soporte para las rutas de migración creadas durante el fracturamiento, aún si la sal es disuelta por el agua liberada de la disociación de los hidratos de gas, las rutas de migración se mantendrán libres de congelamiento, asegurando la disociación de los hidratos adyacentes a la fractura por largos periodos de tiempo.

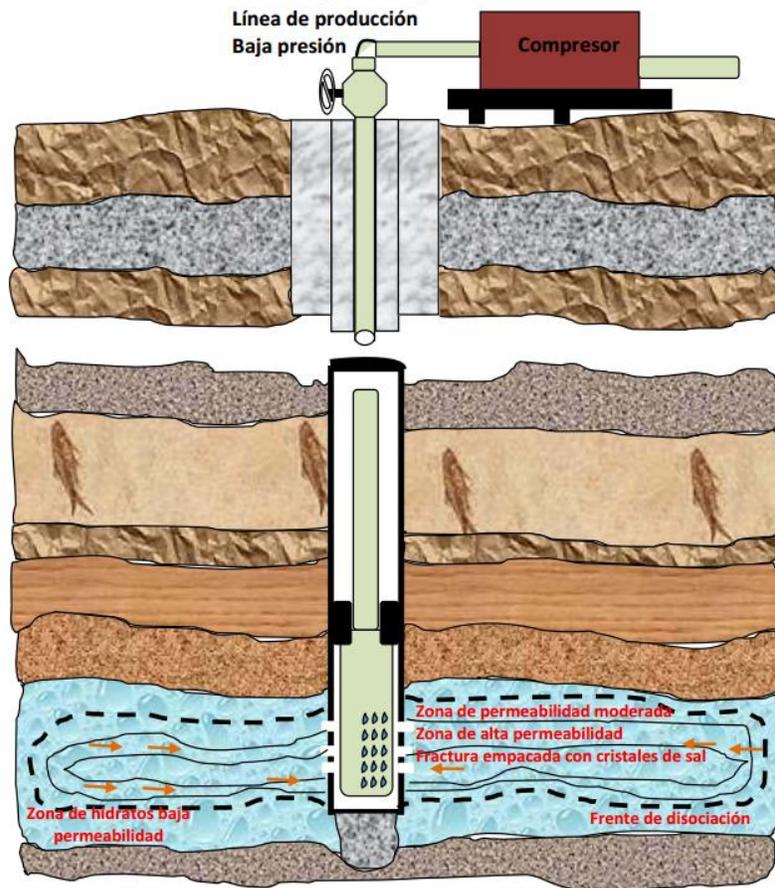


Fig. 5.1. Esquema que muestra la producción de hidratos de gas mediante el proceso de fracturamiento hidráulico salino para despresurizar el yacimiento.<sup>33</sup>

### Yacimientos parcialmente saturados.

En este tipo de yacimientos el espacio poroso de los sedimentos se encuentra saturado principalmente de gas libre e hidratos, al perforar el yacimiento se permite el flujo de gas libre logrando así la disociación de los hidratos que se encontraban estables.

La disociación se expande de forma radial del pozo al yacimiento definiendo dos zonas con distintas fases: la primera es la zona más cercana al pozo y se distingue por contener gas libre y agua líquida producto de la disociación, la segunda zona va de la interface hacia el exterior y está compuesta de gas natural e hidratos aún estables.

<sup>33</sup> Tomada de Gil Sánchez y Rojas Parra

### Yacimientos estratificados.

Estos yacimientos presentan una estratificación entre los hidratos estables y la zona de gas libre estando ambas fases coexistiendo en un mismo medio poroso, la zona de hidratos está por encima de la zona de gas libre.

La perforación de un pozo (Fig. 5.2.) permite la recuperación del gas libre, cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de disociación de los hidratos, los cuales aportan agua y gas a la zona de gas libre.

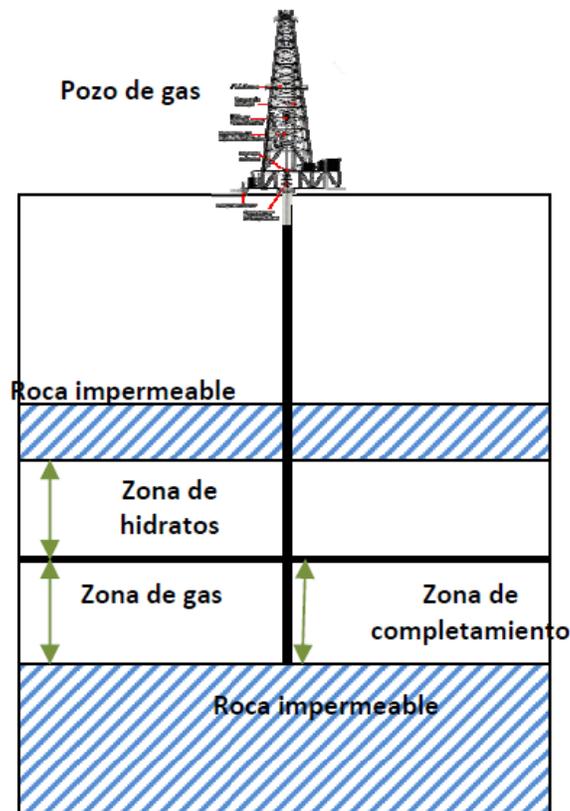


Fig. 5.2. Pozo de producción recuperando el gas de yacimiento estratificado.<sup>34</sup>

La despresurización será entonces el primer método de producción probado fuera de laboratorio. Múltiples estudios han explorado los efectos benéficos de combinar el método de despresurización con el de calentamiento o estimulación térmica.

<sup>34</sup> Tomada de Gil Sánchez y Rojas Parra

### **5.1.1. Desventajas del método de despresurización.**

A medida que se despresuriza, la temperatura del yacimiento disminuye lo que provoca que el agua en estado líquido producto del proceso de disociación se congele, esto causa un taponamiento en la formación lo que detiene el proceso de disociación de los hidratos, impidiendo el flujo de gas libre, por lo que este método no se recomienda para yacimientos en donde la temperatura inicial sea o esté cerca de los 273 K. (0 °C).

### **5.2. Estimulación térmica.**

El segundo método utilizado es la estimulación termal, el cual se basa en aumentar la temperatura del yacimiento por encima de la temperatura de equilibrio de los hidratos para provocar su disociación.

En este proceso una parte de la energía calorífica utilizada es para aumentar la temperatura del yacimiento en general y la otra es para acelerar el proceso de disociación de los hidratos de gas.

Los modelos para la explotación de yacimientos de hidratos de gas por medio de la estimulación térmica se subdividen en:

- **Inyección de fluidos calientes** en forma de vapor, agua caliente o algún otro fluido con una temperatura elevada y;
- **Calentamiento in situ** como calentamiento magnético, calentamiento eléctrico, combustión in-situ y reacciones catalíticas.

En estos modelos, el calor puede ser liberado únicamente en los estratos donde se localizan los hidratos para disociar el gas metano contenido. En términos simples, el vapor o agua caliente pueden ser bombeados directamente al pozo para disociar los hidratos y liberar el metano (**Fig.5.3**).

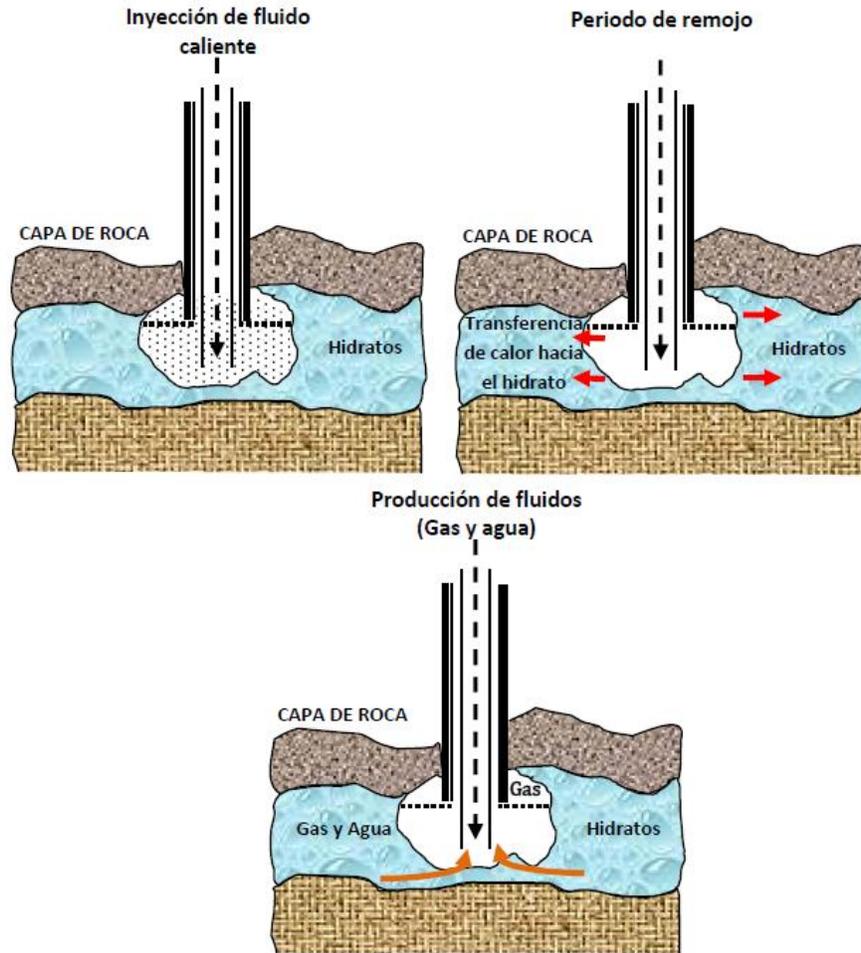


Fig. 5.3. Esquema donde se muestra el proceso de inyección de fluidos calientes para la explotación de yacimientos de hidratos de gas<sup>35</sup>

El proceso tiene un balance energético neto favorable, ya que la energía térmica requerida para la disociación es aproximadamente 6% de la energía contenida en el gas liberado.

Esta técnica provoca la descomposición de los hidratos, generando gas natural que combinado con agua, fluye hacia la superficie donde son separados nuevamente. El método resulta eficiente pero es muy costoso.

<sup>35</sup> Tomada de Gil Sánchez y Rojas Parra

### **5.2.1. Desventajas del método de estimulación térmica.**

La mayor desventaja de este método es la pérdida de calor ya que los fluidos deben ser calentados previamente antes de ser bombeados al interior del yacimiento, lo cual produce el calentamiento de formaciones adyacentes provocando así pérdidas de calor de calor que van desde el 10 hasta el 75% del calor inyectado

Otra desventaja es que los valores bajos en permeabilidad y porosidad de los yacimientos de hidratos de gas son un factor que dificulta la aplicación del método debido a que se complica el flujo de calor hacia el interior de yacimiento.

### **5.3. Inyección de inhibidores de hidratos.**

El término inhibidor es utilizado para describir a sustancias químicas que tienen la capacidad de alterar el equilibrio de los hidratos de metano, disminuyendo la temperatura de formación hasta lograr su disociación. El grado de disociación está dado por el tipo de inhibidor, concentración, temperatura de la solución y composición de los hidratos.

El objetivo de éste método es desplazar las condiciones de equilibrio termodinámico de los hidratos de gas más allá de la zona de estabilidad mediante la inyección de una sustancia inhibidora de hidratos tales como el metanol o salmueras, estos líquidos son inyectados directamente hacia las capas de sedimentos que almacena los hidratos de metano.

#### **5.3.1. Inyección de Salmueras.**

De acuerdo con Kamath y Godbole (1987) la inyección de salmuera se presenta como una alternativa técnicamente más eficiente en la producción de hidratos de gas, debido a que este fluido hace posible la disociación de los hidratos con un requerimiento de calor menor en comparación al proceso de inyección de agua caliente o vapor de agua.

El calentamiento de los yacimientos de hidratos se puede realizar mediante la inyección cíclica o continua de la salmuera, este modelo de estimulación de los yacimientos de hidratos de gas resulta atractivo por las siguientes razones:

- La salmuera actúa como inhibidor de la formación de nuevos hidratos de gas reduciendo la temperatura de equilibrio.
- El efecto en los yacimientos como consecuencia de la disminución de las temperaturas de disociación provoca reducción en el requerimiento de calor sensible, reducción en el requerimiento de energía para la disociación de los hidratos de metano.y reducción en las pérdidas de calor, lo que da como resultado una elevada eficiencia térmica.
- En ambientes oceánicos es posible inyectar de manera directa el agua marina

### **5.3.2. Inyección de Solventes.**

El metanol y el glicol son solventes que tienen la capacidad de disminuir de manera considerable la temperatura de disociación de los hidratos de metano, debido a esto son utilizados en la inyección de los yacimientos de hidratos de gas.

Comúnmente estas sustancias se utilizan en la industria petrolera para controlar o prevenir la formación de hidratos de gas en las tuberías de producción y transporte de hidrocarburos convencionales, aunque se encontró que también son excelentes estimulantes y aumentan las tasas de disociación de los hidratos de gas, tal como lo demuestra Makogon(1997) en las pruebas realizadas en el campo Messoyakha.

La inserción de estas sustancias en los yacimientos se realiza mediante el fracturamiento hidráulico, para posteriormente sustituir los ácidos de los fluidos de perforación por solventes calientes aumentando la disociación de los hidratos de gas.

Aunque el costo de los inhibidores químicos es elevado, su eficiencia en el proceso de disociación de los hidratos de gas es mayor.

### **5.3.3. Inyección de CO<sub>2</sub>.**

Este proceso consiste en reemplazar el gas formador de los hidratos, en este caso el metano, sin disociar el hidrato lo que permite mantener la estabilidad mecánica de los sedimentos en los yacimientos, donde los hidratos juegan el papel de cementante. (Complementar...).

Los métodos para la recuperación de este recurso son propuestos debido a que el combustible se encuentra en estado sólido y no es susceptible a las técnicas convencionales de extracción.

El objetivo de los métodos listados es fundir o disociar los hidratos de metano *in situ* ya sea calentando el yacimiento más allá de la temperatura de formación de los hidratos o disminuyendo la presión por debajo de la zona de estabilidad del compuesto.

Otro método tentativo para la producción de gas natural es extraer el gas libre que se encuentra debajo de la zona de estabilidad de los hidratos de metano.

#### **5.4. Aspectos a considerar.**

Previo a la aplicación de alguno de los métodos mencionados se deben tomar en cuenta factores que podrían determinar la factibilidad de recuperación de gas metano.

- Tipo de yacimiento.- Totalmente saturados, parcialmente saturados o en contacto con una capa de gas libre.
- Tipo de ambiente geológico que propicio la formación de los hidratos.
- Volumen de hidratos en el yacimiento, factor que determina la viabilidad económica del proceso de producción.
- Condiciones termodinámicas del yacimiento.
- Porosidad y permeabilidad del yacimiento y de las zonas adyacentes.

De la misma forma los yacimientos de hidratos de gas propios de ambientes oceánicos cuentan con características especiales que deben ser tomadas en cuenta, algunas de ellas son:

- Los yacimientos de hidratos pertenecientes a ambientes oceánicos no cuentan con la columna litológica impermeable que funge como cubierta.
- Grandes tirantes de agua sobre los yacimientos.

## CAPITULO 6. Hidratos de metano

---

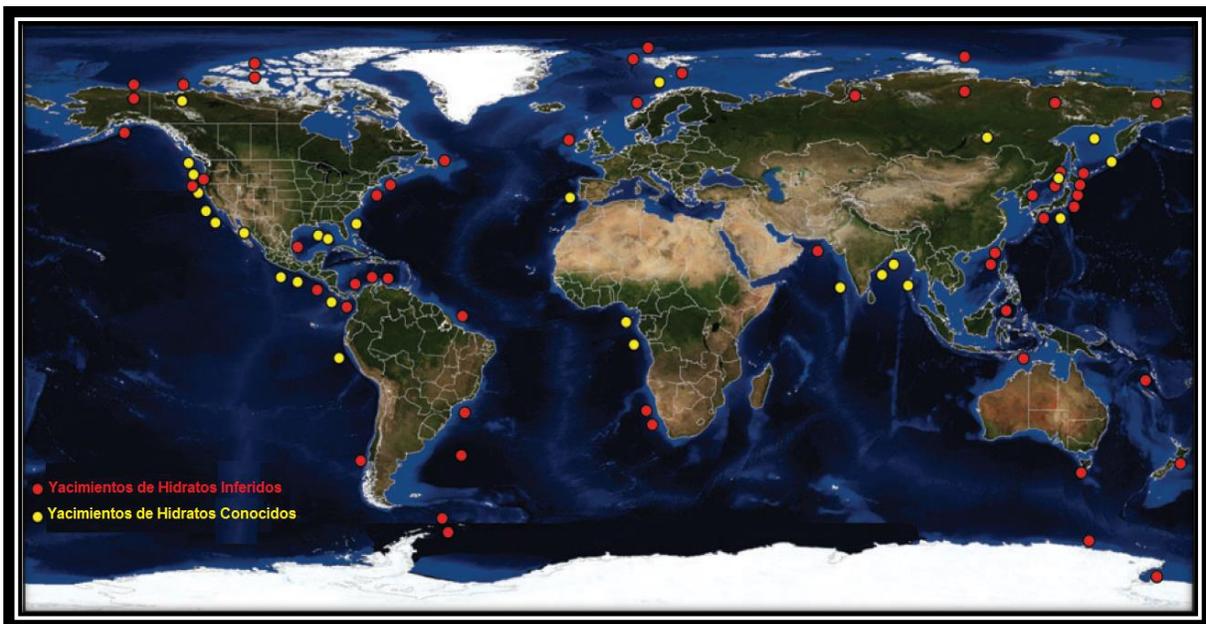
### 6.1. Ejemplos a nivel mundial.

Los hidratos de gas han sido estudiados desde principios del siglo XX ya que la formación de estos en el interior de las tuberías dificultaba el flujo de aceite y gas por lo que se incrementó la investigación para evitar este fenómeno. En años posteriores éstas investigaciones le dieron un enfoque diferente a las aplicaciones de los hidratos de gas debido a que se encontró que almacenan una gran cantidad de gas natural.

Fue en la década de los 60's cuando se reconoció la existencia de los hidratos de metano de forma natural y su ocurrencia en grandes volúmenes alrededor del mundo (Makogon, 1965).

Actualmente se tiene registro de más de 90 sitios en los que se ha encontrado evidencia de hidratos de metano de manera directa o indirecta, y según las estimaciones, estos yacimientos podrían contener más de  $10^{17} \text{m}^3$  de metano a condiciones estándar de presión y temperatura (Klauda & Sandler 2005, Milkov 2004).

Las investigaciones de los hidratos de metano de igual forma toman en cuenta las implicaciones que tiene este compuesto como un agente de riesgo geológico y los efectos a nivel climático, ya que el metano es un gas de efecto invernadero 20 veces más nocivo que el dióxido de carbono, por lo que el papel de este compuesto en el pasado, presente y futuro es de gran relevancia para las investigaciones actuales.



**Fig. 6.1. Mapa mundial con las zonas donde se ha encontrado evidencia de hidratos de gas<sup>36</sup>.**

La importancia de los hidratos de metano a nivel mundial, como una fuente alterna de gas natural ha llevado a varios países a desarrollar programas de investigación con la finalidad de establecer su potencial para explotar estos recursos de manera comercial a partir de los yacimientos encontrados dentro de su territorio.

Un ejemplo de estos proyectos es el de Join Industry Program (JIP) realizado de manera conjunta por Texaco-Chevron cuyo objetivo es desarrollar tecnología e información para ayudar en la caracterización de los yacimientos de hidratos de metano en aguas profundas del Golfo de México en la zona de Estados Unidos<sup>37</sup>. Del mismo modo países como Canadá, China, Japón, India y México están implementando proyectos de este tipo para la búsqueda y explotación de los hidratos de metano.

A continuación se muestra una tabla con las zonas del mundo en donde se ha encontrado evidencia de hidratos de gas en los últimos 100 años:

---

<sup>36</sup> Modificada de Hester & Brewer, 2009.

<sup>37</sup> (Holditch & Jones, 2004)

Localidad	Reservas Estimadas	Evidencia	Empresas y Programas de Investigación
Campo Messoyakha, Rusia.	79 millones de m3.	Descubierto en 1968, posee un tercio de las reservas mundiales de hidratos de metano.	CJSC Messoyakhaneftegaz
Rio Kuparuk- Bahía Prudhoe, Alaska.	100 mil millones de m3.	En 1972 se recuperaron muestras en barriles cilindricos presurizados de pozo exploratorio Eileen 2.	ARCO, Exxon.
Delta Mackenzie. Canadá.	16 trillones de m3.	En 1998 fue perforado el pozo exploratorio Mallik 2L-38 de donde se obtuvieron muestras de nucleos con lo que se permitio determinar el concentrado de hidratos en las capas de permafrost.	Japan National Oil Company (JNOC), Japan Petroleum Exploration Company (JAPEx), United States Geological Survey (USGS)
Trinchera de Nankai, Japón.		Por medio de estudios geofisicos como el reflector de simulación de fondo(BSR), se encontraron evidencias de la presencia de hidratos de metano dentro del prisma de acreción de la trinchera.	Deep Sea Drilling Project, Ocean Drilling Program
Costa Oeste de Vancouver, Canadá.		Mediante la detección de BSR se determino la existencia de hidratos como parte del programa Ocean Drilling Program (ODP sitio 889, 890 y Leg 146) en 1993 y posteriormente se añadieron 4 sitios en 2006.	Japan Petroleum Exploration Company (JAPEx), United States Geological Survey (USGS)
Cañon Barkley, Canadá.		En agosto de 2002 se descubrió la formacion de hidratos de metano a 800 m. en aguas profundas, usando un vehiculo no tripulado (ROV).	
Krishna Godavari, India.		National Gas Hydrate Programme lanzado en 1997, determinando sus reservas por medio de estudios geofisicos en 2D y 3D. (Jain, A.K., 2004)	National Gas Hydrate Programme
Norte del Golfo de México, Estados Unidos.	$0.12 \times 10^{12} m^3$	Methane Hydrate Research Development (R&B Program) ha determinado que los hidratos en esta zona se encuentran entre 400 y 2000 m. en aguas profundas, formando montículos masivos. (Cooper A. et. al. 1998)	Chevron JIP(Join Industry Project)
Golfo de México (Plataforma de Campeche, Costa de Veracruz, Golfo de California), México.	$1.4 \times 10^{15} m^3$	En la ZEE de nuestro país de encontraron hidratos asociados a carbonatos mediante muestras recolectadas en los proyectos R/V SONNE 174(2003) y METEOR EXPEDITION 67(2006) en conjunto con investigadores de la UNAM. Las mayores concentraciones se localizan en el centro del Golfo de México y el Noreste de la Península de Yucatán.(Klauda, J.B., Stanley I, 2003).	

## 6.2. Posibilidades de explotación en México.

En México la industria del petróleo ha sido y seguirá siendo determinante para el crecimiento económico, por lo cual se requiere de alternativas energéticas que ayuden a superar los difíciles escenarios de producción que se han presentado en los últimos años.

Para tener un conteo del volumen de hidrocarburos existentes en el territorio se utiliza la clasificación de los hidrocarburos, la cual, en el caso de México considera todos los volúmenes que ocurren de manera natural, descubiertos o aún sin descubrir, tomando en cuenta los hidrocarburos convencionales y no convencionales, además de las cantidades ya producidas.

Esta clasificación de los recursos sigue la metodología y normas establecidas por la *Sociedad de Ingenieros Petroleros*, el *Consejo Mundial del Petróleo (WPC)*; por sus siglas en inglés) y la *Asociación Americana de Geólogos Petroleros (AAPG por sus siglas en inglés)*. A esta clasificación se le denomina (Sistema de Administración de Recursos Petroleros (PRMS, por sus siglas en inglés).

De acuerdo con la SENER, al 1 de enero de 2015, los recursos petroleros aún no descubiertos se estiman en 112,834 MMbpce, de los cuales 60,502 MMbpce (53%) pertenecen al grupo de no convencionales.

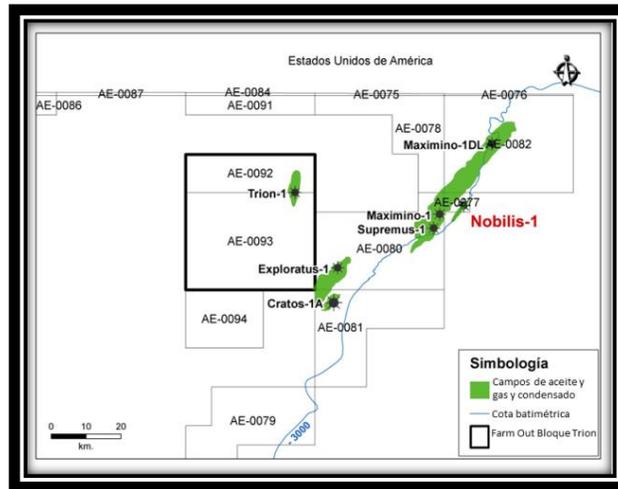
Provincia petrolera*	Producción acumulada		Reservas			Recursos prospectivos	
	Volumen	%	1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Sabinas-Burro-Picachos	120		11	29	62	395	13,950
Burgos	2,192	4	308	513	797	3,204	10,770
Tampico-Misantla**	7,184	13	1,036	6,145	12,796	2,347	34,922
Veracruz	790	1	166	206	250	1,432	563
Cuencas del Sureste	45,567	82	11,402	15,625	21,341	14,466	
Golfo de México Profundo			94	464	2,158	27,835	
Plataforma de Yucatán						1,778	
Cinturón Plegado de Chiapas	22		1	2	2	1,172	
<b>Total</b>	<b>55,875</b>	<b>100%</b>	<b>13,018</b>	<b>22,984</b>	<b>37,406</b>	<b>52,629</b>	<b>60,205</b>

Fig.6.2. Recursos en México al 1 de enero de 2015, el recuadro rojo indica los recursos estimados para los hidrocarburos no convencionales en mmbpce.<sup>38</sup>

Gracias al programa de investigación Deep Sea Drilling Program (DSDP por sus siglas en inglés), se tienen documentados varios sitios dentro de la Zona Económica Exclusiva de México (ZEE) con potencial de contener hidratos de metano.

<sup>38</sup> Tomada de SENER, 2015

Se estima que en la zona de aguas profundas del Golfo de México se tienen recursos prospectivos 60,000 mmbpce, de acuerdo a los estudios realizados por PEMEX en el pozo Nobilis-1 y el pozo Teca-1, el cual se localiza a 220 km de la costa de Tamaulipas con un tirante de agua de 3,000 metros en la zona del Cinturón Plegado Perdido.



**Fig.6.3. Área donde se localiza el Pozo Nobilis-1.**<sup>39</sup>

El Instituto Mexicano del Petróleo, en su programa de investigación de Hidratos de metano en México ha llevado a cabo estudios geológicos y geofísicos para identificar la presencia de hidratos de gas en zonas de aguas profundas del territorio mexicano.

Estas investigaciones se dividen en dos etapas, la primera consiste en detectar las características que sugieran la presencia de hidratos de gas considerando los yacimientos con mejor potencial económico, la segunda tiene que ver con la estimación de la energía contenida en estos yacimientos, también se consideran los riesgos geológicos asociados a las operaciones en aguas profundas

Un ejemplo de los estudios en nuestro país fueron los realizados por la expedición de geofísica marina conjunta Francia-México, en Abril del 2002 (FAMEX-2002) en la cual se obtuvieron cinco perfiles de reflexión sísmica de la margen occidental de la Península de Baja California.

Estos perfiles sísmicos superaron las 4,000 millas náuticas (poco más de 7,400 km.) y fueron analizados para determinar los valores de presión y temperatura en las capas de sedimentos susceptibles de albergar hidratos de metano debido a la respuesta sísmica asociada al BSR, la cual se identificó a través de la pendiente occidental de la península a profundidades de más de 3000 metros.

<sup>39</sup> Tomada de PEMEX, 2016

### 6.3. Impacto Ambiental.

Los esfuerzos por la protección de los ecosistemas marinos y la administración de sus recursos se remontan a 1982 con la tercera conferencia de las Naciones Unidas sobre el Derecho a la Mar, celebrada en la ciudad de Montego Bay, Jamaica.

El avanzado desarrollo tecnológico para explorar el océano en las partes más profundas junto con la reducción de recursos en las partes someras ha hecho que el conocimiento acerca de estos ecosistemas se incremente así como el interés por la explotación de recursos en estas zonas.

En el caso de nuestro país, la Zona Económica Exclusiva presenta ecosistemas en el Golfo de México y Golfo de California los cuales conectan la plataforma continental con la planicie abisal.

Para los hidratos de metano que ocurren en estos ambientes, la capacidad técnica para extraerlos de manera segura y con beneficio económico en México es aún inexistente, por lo cual si se llevara a cabo una extracción masiva, los ecosistemas estarían expuestos a una perturbación a escala local y a su vez estas acciones repercutirían a nivel global debido a la liberación de grandes cantidades de gas metano, el cual es más potente que el dióxido de carbono como gas de efecto invernadero.

En el aspecto geológico la disociación de los hidratos de metano puede provocar inestabilidad en los sedimentos del fondo marino depositados en las pendientes de las plataformas continentales.

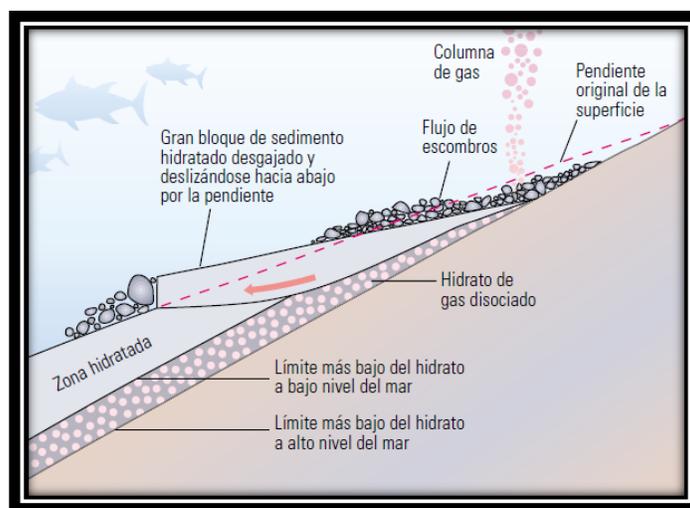


Fig.6.4. Deslizamiento de un bloque de sedimentos ocasionado por la disociación de hidratos, debido a cambios de presión o temperatura.<sup>40</sup>

<sup>40</sup> Tomada de Collet T. S., Lewis R., Uchida T., 2000, "El creciente interés en los hidratos de metano", Schlumberger Oilfield Review.

La base de la columna donde se alojan los hidratos representa una discontinuidad en la columna sedimentaria por lo que la presencia de estos compuestos podría afectar la consolidación y sedimentación normal.

De igual forma los hidratos de metano funcionan como cementante de los sedimentos del fondo marino, por lo que los cambios de presión y temperatura provocados por actividades antropogénicas causarían la descomposición de los hidratos en agua y gas desencadenando un posible fallamiento de los sedimentos.



**Fig.6.5. Núcleo recuperado de un talud en el norte de Alaska donde se aprecian hidratos de metano actuando como cementante en sedimentos de grano grueso.<sup>41</sup>**

---

<sup>41</sup> Tomada de Energy Resource Potential of Methane Hydrate

## **CONCLUSIONES.**

---

- Los hidratos de metano representan una importante alternativa energética a nivel mundial, debido a que las reservas estimadas, en la actualidad se calcula que sobrepasan con facilidad las reservas probadas actuales de hidrocarburos convencionales.
- La ocurrencia de manera natural de este tipo de hidrocarburos no convencionales tiene su origen específicamente en dos ambientes: ambientes continentales de latitudes altas como el permafrost y ambientes marinos de talud continental.
- Los hidratos de metano han llamado la atención debido a su capacidad de alojar grandes cantidades de gas, ya que por una unidad de masa de hidratos se pueden alojar hasta 164 unidades de gas metano
- En un principio, estos compuestos representaban un problema en la extracción de hidrocarburos convencionales ya que su formación en la infraestructura petrolera provocaba taponamientos en las líneas de transporte. Estudios posteriores revelaron que este tipo de “hielo” albergaba gas en grandes cantidades por lo que las investigaciones se centraron en localizar hidratos que tuvieran su origen de manera natural.
- Las evidencias acerca de la presencia de hidratos pocas veces proviene de muestras obtenidas de manera directa debido a las condiciones en las que se generan, por lo que los métodos geofísicos han sido determinantes en la búsqueda de yacimientos de estos hidrocarburos.
- Uno de los métodos más eficientes en la exploración de hidratos de metano es el BSR, el cual es un método acústico que genera un modelo del fondo marino por medio de las diferencias en velocidad de las ondas de los sedimentos que alojan estos compuestos.
- En cuestión de la explotación de estos recursos, los métodos utilizados se basan en cambiar las condiciones de presión y temperatura para provocar de manera eficiente la descomposición de los hidratos en agua y gas, obteniendo este último con métodos de explotación convencional.

## **RECOMENDACIONES**

---

- En el caso de México se requiere de trabajos de investigación para poder estimar el potencial que existe de encontrar este tipo de recursos dentro de la ZEE, por lo que el estudio para su localización dentro del territorio nacional es de gran importancia para el sector energético.
- La forma en la que se explotan los hidratos de gas son la despresurización, estimulación térmica, entre otras; desafortunadamente ninguna de estas técnicas de explotación da resultados por si sola lo que hace que se requiera de la combinación de una o más técnicas para explotarlos de manera eficiente, el uso de estas técnicas se refleja en los altos costos de producción de los hidratos.
- Para poder desarrollar de manera factible los hidratos de metano se requiere visualizar el papel que juegan en el medio ambiente, ya que alojan grandes cantidad de gas metano, el cual es un gas de efecto invernadero más potente que el dióxido de carbono.
- Las características para la exploración de estos recursos también deben considerar distintos aspectos como las propiedades geoquímicas y los elementos de geología estructural necesarios para la identificación del mejor escenario donde se pueden generar los hidratos de metano de manera natural.
- Un conocimiento adecuado del territorio nacional en la zona marina (batimetría) daría pie a un mejor entendimiento acerca del potencial del país para desarrollar mecanismo que identifiquen las posibles zonas de estabilidad de los hidratos de metano.
- Actualmente el uso de los SIG (Sistemas de Información Geográfica) apoyaría en el análisis para delimitar las áreas con mayor potencial en la localización de los yacimientos de este tipo de recursos, basándose en las zonas batimétricas que representan escenarios estables para la generación de los hidratos, por lo que estos recursos informáticos se convierten en una importante herramienta para la toma de decisiones

## **BIBLIOGRAFIA**

---

- Ruppel, C. (2011). Hydrates and the Future of Natural Gas, Carolyn Ruppel, U.S. Geological Survey
- What is Gas Hydrate? (2014). Disponible en: <http://woodshole.er.usgs.gov/project-pages/hydrates/primer.html>
- Database of Worldwide Gas Hydrates (2014). Disponible en: <http://woodshole.er.usgs.gov/project-pages/hydrates/database.html>
- Moniz, E. (2013). Fiscal Year 2012 Methane Hydrate Program, Departamento de Energía de los Estados Unidos (U.S Department of Energy).
- What Are The Oil Sands? (2017). Disponible en: <http://www.canadasoilsands.ca/en/what-are-the-oil-sands>
- U.S. Energy Information Administration (EIA), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Mexico, (2015)
- Dyni, J. (2006). Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits. U.S. Geologic Survey
- Alix, P. Burnham, A. Fowler, T. Herron, M. Kleinberg, R. Symington, B. (2011). Extracción del petróleo contenido en lutitas. Schlumberger
- D'Huteau, E. Gillard, M. Miller, M. Peña, A. Johnson, J. Turner, M. Medvedev, O. Rhein, T. Wilber, D. (2012). Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. Schlumberger.
- Suess, E. Bohrmann, G. Greinert, J. Lausch, E. (2000). Hielo Inflamable. INVESTIGACIÓN Y CIENCIA.
- Cruz Melo, C. (2008). "Análisis de la presencia de hidratos de metano con los horizontes sísmicos BSR al suroeste de la península de Baja California, México", Instituto de Geofísica, UNAM.
- Metano en el océano. (2010). Heintz, M. Disponible en: [http://oceanexplorer.noaa.gov/explorations/10chile/background/methane/methane\\_es.html](http://oceanexplorer.noaa.gov/explorations/10chile/background/methane/methane_es.html)
- Alford, J., Blyth, M, Tollefsen, E. Crowe, J. Loreto; J. Mohammed, S., Pistre, V., Rodriguez-Herrera, A. (2012). Perfilaje sísmico durante la perforación: Respuestas de corte. Schlumberger.
- Alexandri Rionda, R. (2010.). El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral. (GAC). Al México.
- Descubre Pemex seis yacimientos de petróleo crudo. (2016). Disponible en: [http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines\\_nacionales/Paginas/2016-055-nacional.aspx](http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2016-055-nacional.aspx)
- (2011) Energy Resource Potential of Methane Hydrate.
- Collet, S., Lewis, R., Uchida, T., (2000). El creciente interés en los hidratos de gas. Schlumberger.
- Secretaria de Energía (2015). Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019.

## **INDICE DE FIGURAS**

---

## **CAPITULO 2.**

Fig.2.1. Esquema de los distintos componentes de las arenas bituminosas.

Fig. 2.2. Proceso de minado de las arenas bituminosas encontradas a poca profundidad.

Fig. 2.3. Proceso de perforación de yacimientos de arenas bituminosas. En la etapa 1 se inyecta vapor al yacimiento, durante la etapa 2 el vapor y el agua subterránea calientan el aceite viscoso, para la etapa 3 el aceite puede ser bombeado hacia la superficie.

Fig.2.4. Depósitos de lutitas petrolíferas a nivel mundial, se muestran las reservas estimadas en miles de millones de barriles.<sup>42</sup>

Figura 2.5. Cuencas del Golfo de México asociadas a yacimientos de lutitas aceítíferas

Fig. 2.6. Esquema que muestra la forma en la que se realiza el fracking.

Fig.2.7. Mapa donde se muestran las provincias geológicas que alojan los recursos provenientes de lutitas gasíferas.

Fig.2.8. Imagen que muestra la diferencia entre un fracturamiento hidráulico tradicional (izq.) y el fracturamiento con canales de flujo abierto implementado mediante la técnica HiWAY (der).

Fig.2.9. Principales cuencas carboníferas en México.

Fig. 2.10. Hidrato de metano, similar al hielo pero con la particularidad de que es flamable debido al gas contenido en su estructura.

## **CAPITULO 3.**

Fig. 3.1. Estructura molecular de un hidrato de gas.

Fig. 3.2. Imagen que muestra la ventana de generación de los hidratos de metano en dos distintos ambientes, zonas de latitudes altas como el Ártico y las profundidades del piso oceánico.

Fig. 3.3. Tipos de depósitos por ambiente.

Fig. 3.4. Estructura cristalina de la molécula del agua en su fase sólida.

Fig. 3.5. Estructura tetrahedral de la molécula de metano.

Fig.3.6. Esquema donde se muestra la estructura cristalina de un hidrato de gas.

Fig.3.7. Estructura I de hidratos de gas: (a) Forma general, (b) dodecahedro pentagonal y (c) tetradecahedro.

Fig.3.8. Estructura II de hidratos de gas: (a) Forma general, (b) hexadecahedro y (c) dodecaedro.

Fig.3.9. Estructura H de hidratos de gas: (a) forma general, (b) dodecaedro pentagonal, (c) icosaedro y (d) dodecaedro irregular.

## **CAPITULO 4**

Figura.4.1. Esquema en donde se muestran los arreglos de los perfiles sísmicos, VSP sin desplazamiento de la fuente (A) y VSP con pozo desviado (B).

Figura.4.2. Esquemas donde se muestran los arreglos de los VSP desplazamiento de la fuente (A) y VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente (B).

Figura.4.3. Arreglo en forma de espiral para la adquisición de un VSP 3D en ambientes marinos.

Fig. 4.4. Perfil sísmico con BSR identificado, obtenido del programa FAMEX (2002) donde se obtuvo información sísmica en el margen occidental de la península de Baja California, México.

Fig. 4.5. Registros en donde se acusa la presencia de los hidratos de gas.

Fig. 4.6. Esquema que muestra el pulso acústico viajando a través de la formación, a medida que la onda acústica atraviesa la roca, se producen distintos tipos de ondas.

Fig. 4.7. Esquema que muestra el equipo usado en los registros geofísicos de pozos con fuente de neutrones.

- Fig.4.8. Diagrama que muestra la acumulación de los hidratos de gas en una trampa de tipo estructural.
- Fig. 4.9. Diagrama que muestra la acumulación de los hidratos de gas en una trampa de tipo estratigráfica o por variación de permeabilidad.
- Fig. 4.10. Distintas estructuras de disolución, originadas en rocas carbonatadas.
- Fig. 4.11. Esquema que muestra el proceso de compactación de sedimentos.
- Fig. 4.12. Esquema que muestra el proceso de cementación de sedimentos.
- Fig. 4.13. Montículo de hidratos en el fondo marino a una profundidad aproximada de 850 m. en el Cañon Barkley, Canadá; se observa una cubierta de materia orgánica.
- Fig. 4.14. Diagrama que muestra la estructura de un volcán de lodo.

#### **CAPITULO 5.**

- Fig. 5.1. Esquema que muestra la producción de hidratos de gas mediante el proceso de fracturamiento hidráulico salino para despresurizar el yacimiento.
- Fig. 5.2. Pozo de producción recuperando el gas de yacimiento estratificado.
- Fig. 5.3. Esquema donde se muestra el proceso de inyección de fluidos calientes para la explotación de yacimientos de hidratos de gas.

#### **CAPITULO 6.**

- Fig. 6.1. Mapa mundial con las zonas donde se ha encontrado evidencia de hidratos de gas.
- Fig.6.2. Recursos en México al 1 de enero de 2015, el recuadro rojo indica los recursos estimados para los hidrocarburos no convencionales en mmbpce.
- Fig.6.3. Área donde se localiza el Pozo Nobilis-1.
- Fig.6.4. Deslizamiento de un bloque de sedimentos ocasionado por la disociación de hidratos, debido a cambios de presión o temperatura.
- Fig.6.5. Núcleo recuperado de un talud en el norte de Alaska donde se aprecian hidratos de metano actuando como cementante en sedimentos de grano grueso.