



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA**

**EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE
EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE METANO,
UN RECURSO NO CONVENCIONAL**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO
DE INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

**GONZÁLEZ FRANCO DANIEL
OSORIO DÍAZ OSCAR VIRGILIO**

DIRECTOR DE TESIS: ING. JAVIER ARELLANO GIL



Ciudad Universitaria, octubre 2013.



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 esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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

INDICE

RESUMEN	1
ABSTRACT	3
INTRODUCCIÓN	5
Objetivo.....	8
Objetivos específicos.	8
CAPÍTULO 1 CONCEPTOS BÁSICOS.....	9
1.1 Gas Natural	10
1.2 Origen del Gas Natural.....	12
1.3 Recursos no Convencionales.	13
1.3.1 Recursos no Convencionales de Gas.....	14
1.4 Mercado Internacional del Gas Natural.....	15
1.5 Mercado Nacional del Gas Natural.....	20
1.6 Historia de los Hidratos de Metano.....	26
1.6.1 Hidratos de Metano.....	28
1.6.2 Formación y Características de los Hidratos de Metano.	29
1.6.3 Propiedades Físicas de los hidratos de gas.....	34
1.7 Importancia de los Hidratos de Metano.....	36
CAPÍTULO 2 ORIGEN, FORMAS EN QUE SE ENCUENTRA, Y PRESERVACIÓN DE LOS DE HIDRATOS DE GAS.	38
2.1 Origen del gas formador de hidratos.....	38
2.1.1 Gas Biogénico.	39
2.1.2 Gas Termogénico.	40
2.1 Formación de acumulaciones de Hidratos de Gas.	42
2.2.1 Formas en que se encuentran los hidratos.	45
2.3.1 Hidratos del Ártico.....	51
2.3.2 Hidratos en regiones Marinas.	52
2.4 Zona de Estabilidad de los Hidratos.	53

2.4.1 Estabilidad en Regiones Permafrost.....	55
2.4.2 Estabilidad en Ambientes Marinos profundos.....	56
2.4.3 Otros factores que afectan la estabilidad en los hidratos.....	57
2.4.3.1 Salinidad.....	59
2.4.3.2 Composición del Gas.....	59
CAPÍTULO 3 EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS.....	62
3.1 Aspectos generales.....	62
3.2 Indicadores Geológicos de la presencia de hidratos marinos.....	63
3.2.1 Montículos de hidratos (Pockmarks).....	64
3.2.2 Volcanes de Lodo.....	66
3.3 Evidencias Geoquímicas.....	67
3.4 Evidencias Geofísicas.....	68
3.4.1 Reflectores Sísmicos.....	68
3.4.2 Reflector simulador de fondo (BSR).....	69
3.5 Otros métodos Geofísicos para la detección de Hidratos de gas en ambientes marinos.....	73
3.5.1 Imágenes acústicas.....	73
3.5.2 Identificación de la reducción del sulfato.....	73
3.5.3 Flujo de calor-ventilación, características relacionadas con el fondo marino.....	74
3.5.4 Métodos Electromagnéticos.....	75
3.6.1 Registros Geofísicos.....	76
3.6.1.1 Rayos Gama.....	77
3.6.1.2 Resistividad.....	77
3.6.1.3 Sónico.....	78
3.6.1.4 Neutrón.....	78
3.6.1.5 Densidad.....	79
3.6.1.6 Calibrador.....	80
CAPÍTULO 4 EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE METANO.....	83
4.1 Métodos de producción de Hidratos de Metano.....	84
4.1.1 Despresurización.....	84
4.1.2 Estimulación térmica.....	87
4.1.3 Inyección de inhibidores.....	89
4.2 Producción de Hidratos de gas: Campo Mallik.....	92
4.2.1 Características del campo Mallik.....	93
4.3 Producción de hidratos de gas: Campo Messoyakha.....	100
4.3.1 Antecedentes del campo Messoyakha.....	101
4.4.1 Fosa de Nankai, Japón.....	103

4.4.2 Desarrollos de Hidratos en la India.....	107
4.5 Otras posibles técnicas de producción.	108
CAPÍTULO 5 HIDRATOS Y MEDIO AMBIENTE.....	115
5.1 Contaminación del Aire.....	116
5.1.1 Contaminantes criterio del aire.....	116
5.1.2 Contaminantes Tóxicos de Aire	117
5.2 Sustentabilidad Ambiental.....	118
5.3 Cambio Climático	119
5.3.1 Posibles Efectos del Cambio Climático.	120
5.4 El efecto invernadero.....	121
5.5 Gases de Efecto Invernadero.	124
5.6 Efectos de los hidratos de gas en cambio climático.	127
5.7 Secuestro de CO₂.....	131
CAPÍTULO 6 HIDRATOS EN EL GOLFO DE MÉXICO.....	133
6.1 Antecedentes.....	134
6.2 Programa conjunto Chevron-Texaco.	135
6.3 Evaluación de los hidratos de gas en el Golfo de México.....	137
6.4 Posibilidades en México.....	138
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	141
BIBLIOGRAFÍA	144

Resumen

Los recursos no convencionales como los hidratos de gas son de gran importancia por su gran potencial energético y su existencia en diferentes partes del mundo, por lo que su explotación adecuada puede ayudar a cubrir la demanda de gas natural en un futuro, tanto de México, como de otros consumidores.

Los hidratos de gas son una combinación especial de agua y gas que se generan en la naturaleza, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura forman estructuras sólidas. Estas estructuras se componen de jaulas rígidas de moléculas de agua que atrapan moléculas de gas dentro de ellas, a estas sustancias también se les conoce como hidratos de metano debido a que el metano es el gas más abundante en el planeta y predomina sobre otros gases como molécula huésped.

Los hidratos de gas constituyen potenciales yacimientos no convencionales que pueden encontrarse en los espacios porosos de los sedimentos, los cuáles han sido detectados alrededor del mundo principalmente en las zonas árticas debajo de los hielos permanentes conocidos como permafrost y en los fondos marinos profundos, en donde los hidratos encuentran una estabilidad que permite su existencia. Las condiciones en que permanecen estables en el fondo del mar son características: presión relativamente elevada aproximadamente 500 metros debajo de la superficie y temperaturas bajas cercanas al punto de congelamiento.

La exploración de yacimientos de hidratos de metano es similar a la búsqueda de gas o aceite convencional, se usan las mismas técnicas, la misma tecnología y los principios básicos de geología y geofísica para la localización de hidrocarburos, con la consideración de las diferencias de los yacimientos convencionales es necesario desarrollar técnicas especiales que faciliten su localización y disminuyan la incertidumbre. Las técnicas sísmicas de exploración detectan con frecuencia no los hidratos, sino el fondo de los yacimientos de hidratos y el principio de una zona de metano libre; estos yacimientos se pueden identificar con un indicador de reflexión sísmica primaria, el reflector simulador de fondo (BSR) que se basa en la simulación acústica del fondo marino y se origina debido a las discontinuidades que existen

entre los sedimentos que contienen hidratos de gas, encima del BSR de los que contienen gas libre, debajo del BSR.

La explotación de los hidratos de metano es diferente a los yacimientos convencionales debido a su estructura sólida y a las condiciones naturales en las que se encuentran. En este trabajo se mencionan varios métodos de explotación, como el de inducir la disociación mediante la disminución de la presión a la que se encuentran los hidratos en la zona de estabilidad (despresurización); la modificación de las condiciones de temperatura para lograr un cambio en la estabilidad térmica con alguna fuente calor de forma directa (estimulación térmica); la inhibición química, que se puede comparar con métodos usados para inhibir la formación de hielo. Este método se utiliza para desplazar al hidrato de gas natural a una condición de equilibrio más allá de la zona de estabilidad del hidrato con la inyección de un inhibidor químico en estado líquido junto al hidrato, además de otras posibles técnicas de explotación que todavía se encuentran en desarrollo, asimismo se hace un análisis de los riesgos ambientales asociados con la producción de hidratos de metano y su contribución al cambio climático. Es bien sabido que el metano es un gas de efecto invernadero, 10 veces más contaminante que el bióxido de carbono, por lo que de no explotarse adecuadamente los yacimientos que contienen hidratos de metano, este puede escapar a la atmosfera y acelerar el proceso de calentamiento global, que impactaría negativamente a todos los ecosistemas mediante un acelerado cambio climático.

Abstract

Unconventional resources such as gas hydrates are of great importance for its potential energy and its existence in different parts of the world, so its proper exploitation can help meet the demand for natural gas in the future, both of Mexico, as other consumers.

Gas hydrates are a special combination of water and gas generated in nature, under certain conditions of pressure and temperature are solid structures. These structures consist of rigid cages of water molecules that trap gas molecules within them, these substances are also known as methane hydrates because methane is the most abundant gas in the planet and predominates over other gases such as guest molecule.

Gas hydrates are potential unconventional reservoirs can be found in the pore spaces of the sediments, which have been detected worldwide primarily in the Arctic permafrost below known as permafrost and deep seabed, where hydrates are a stability which allows their existence. The conditions that are stable in the deep sea are characteristic: relatively high pressure of approximately 500 meters below the surface and low temperatures near the freezing point.

The exploration of methane hydrates is similar to the search for conventional gas or oil, used the same techniques, the same technology and the basic principles of geology and geophysics to locate hydrocarbons, with consideration of the differences of the conventional reservoirs is necessary to develop special techniques to facilitate their location and reduce uncertainty. Seismic exploration techniques often detected no hydrates, but the bottom of the hydrate deposits and the beginning of a zone free methane; these reservoirs can be identified with an indicator primary seismic reflection, the reflector bottom simulator (BSR) based on the seafloor acoustic simulation and arises due to the discontinuities between the sediments containing gas hydrates, the above BSR containing free gas below the BSR.

Exploitation of methane hydrates is unlike conventional reservoirs due to the solid structure and the natural conditions in which they are found. This paper mentions

several mining methods , such as induce dissociation by reducing the pressure at which hydrates are found in the zone of stability (depressurization), the modification of the temperature conditions for change in thermal stability with a heat source directly (thermal stimulation) chemical inhibition , which can be compared to methods used to inhibit the formation of ice. This method is used to displace natural gas hydrate to an equilibrium condition beyond the hydrate stability zone to the injection of a chemical inhibitor in a liquid state by the hydrate, as well as other possible techniques that are still operating developing also an analysis of the environmental risks associated with the production of methane hydrates and their contribution to climate change. It is well known that methane is a greenhouse gas , 10 times more polluting than carbon dioxide , so not appropriately exploited deposits containing methane hydrates , it can escape into the atmosphere and accelerate the heating process overall , which would negatively impact all ecosystems by accelerating climate change.

Introducción

A nivel Global se está atravesando por un déficit energético debido a la creciente demanda en diversos ámbitos en la industria y al aumento continuo de población que necesitará de energía para satisfacer sus necesidades básicas. Según algunas prospecciones, se prevé que en los próximos años el gas natural encabezará las listas de los combustibles más utilizados, superando a los hidrocarburos líquidos y a otras energías renovables. Una opción viable para garantizar el abasto de gas metano a bajo costo se encuentra en los hidratos de gas, los que están distribuidos alrededor del mundo en los fondos oceánicos y en las zonas de permafrost. Algunos países ya están tomando cartas en el asunto, como es el caso de los Estados Unidos de Norteamérica, que considera que si se logran explotar estos yacimientos puede obtener su independencia energética y volverse una nación autosuficiente en este aspecto, incluso aspiran pasar de ser el mayor consumidor de combustibles a uno de los mayores productores y exportadores de éstos, después de cubrir su demanda interna.

Antes de poder disfrutar de los beneficios que pueden brindarnos los hidratos de metano, es necesario desarrollar nuevas tecnologías, procesos de exploración y explotación que hagan de estos yacimientos de gas sean un recurso rentable. Hasta el momento se han utilizado 3 procesos para el desarrollo de campos, la combinación de estos mismos, estos corresponden con: despresurización, estimulación térmica e inhibidores químicos. Es importante señalar que en la mayoría de los yacimientos que están produciendo gas a partir de hidratos, se están utilizando todavía métodos de recuperación convencionales.

Con anterioridad se han realizado otros trabajos sobre hidratos de metano, donde ha predominado la perspectiva de la investigación científica; en el caso de la industria petrolera solo se sabe de los hidratos por su acción perjudicial en las tuberías. En este documento se pretende concientizar a los interesados en las fuentes de energía alternativas respecto del potencial como energético y los

enormes beneficios que se pueden obtener de la producción de campos de hidratos de gas.

Se abordan la importancia de los hidratos de gas para la sociedad actual, la cual vive una etapa complicada en donde existe el paradigma de cubrir la necesidades energéticas de la población sin comprometer el medio ambiente, teniendo en cuenta que a la fecha la energías renovables no pueden satisfacer dicha demanda y que los combustibles fósiles cada vez son más complicados de recuperar, en detrimento de su relación costo beneficio.

El hidrato de gas, es también conocido como clatrato por los químicos, quienes sabían de sus existencia desde hace decenas de años pero que sólo los consideraban como una curiosidad de laboratorio, sabían que éstos pueden formarse a partir de cualquier tipo de gas, siempre y cuando se cumplan las condiciones necesarias para su desarrollo, aquellos que pueden ser económicamente rentables son los que tiene un alto contenido de gas metano, independientemente del origen que éste tenga. Es importante subrayar que los hidratos de metano tienen una gran capacidad de almacenamiento, pues se ha calculado que por cada m^3 de hidratos se pueden obtener hasta $164 m^3$ de gas metano, eso sin mencionar el excelente poder calorífico que tiene este gas, y se sabe que existen básicamente en los ambientes marinos profundos o en regiones de permafrost; cabe destacar que son pocos los campos que se encuentran en desarrollo.

La demanda de energéticos aumenta día con día, en el caso específico de México se tiene un déficit de Gas natural, el cual se debe cubrir con importaciones, ya que se han diversificado los usos de este combustible en los últimos años. Este incremento en su consumo también se debe a que se le considera el combustible del futuro, al menos del futuro cercano, pues es menos contaminante que los demás combustibles fósiles, además de que se puede extraer con precios relativamente bajos de producción, gracias a ello y por los estudios realizados en la zona del Golfo de México que indican la existencia de grandes yacimientos de este recurso, se

señala a los hidratos de metano como una fuente de energía viable para nuestro país.

Objetivo.

Conocer y describir las principales características de los hidratos de metano, el tipo secuencias sedimentarias en las que se encuentra, sus condiciones de estabilidad, los elementos necesarios para su desarrollo y las formas probadas para su óptima recuperación.

Objetivos específicos.

- Conocer las principales características físicas y químicas de los hidratos de metano.
- Identificar las zonas que contienen yacimientos de hidratos alrededor del mundo con base en estudios realizados por diversos investigadores.
- Conocer los elementos requeridos para el desarrollo de los yacimientos de hidratos.
- Determinar los métodos factibles para la recuperación de hidratos mediante la revisión de estudios de caso.

Mediante la realización de este trabajo se pretende documentar el nivel de conocimiento y los avances realizados en algunas partes del mundo desde un enfoque petrolero, es decir, describir los procesos utilizados en diversas regiones para extraer el gas confinado en el hidrato, de igual forma conocer su posible potencial para restitución de reservas de gas natural.

Capítulo 1 Conceptos Básicos.

En este capítulo se abordan aspectos esenciales que ayudan a comprender mejor los conceptos de recursos petroleros no convencionales de gas particularmente los hidratos de metano, ya que estos últimos son de gran importancia, puesto que en un futuro no muy lejano podrían explotarse para cubrir el déficit de gas natural que existe en México y a nivel mundial, asegurando energía más limpia a un bajo costo.

Por otra parte también se describen las similitudes que tienen con el gas natural, además de la importancia y desarrollo histórico del uso de gas natural; así como las características principales sobre los hidratos de metano. Se describe la historia de su desarrollo desde que fueron descubiertos como una curiosidad de laboratorio hasta entender el enorme potencial e inmensas reservas que se estima existen en diferentes ubicaciones geológicas.

El conocimientos de los aspectos antes mencionados facilita la comprensión de los temas que se presentan a lo largo de este trabajo, ya que todos ellos están íntimamente relacionados con el desarrollo, explotación y producción de hidratos de metano. Para comprender la importancia que tiene los hidratos de gas, debemos partir del concepto de gas natural, con la finalidad de mostrar su importancia, la gran demanda que existe actualmente y el incremento constante pronosticado en ella. Todo esto permite visualizar las mejores opciones que contribuyan a cubrir las necesidades futuras de este gas en el país y con ello garantizar la disponibilidad a costos accesibles teniendo en cuenta el factor de sustentabilidad.

1.1 Gas Natural

Desde el establecimiento de las antiguas civilizaciones, el fuego ha sido parte fundamental para su desarrollo y supervivencia, desde entonces el hombre se ha valido de distintos métodos y materiales que utilizó como combustibles para producir calor y energía. En un principio se utilizó el carbón para cubrir estas necesidades, este mismo contribuyó a lo que hoy conocemos como *Revolución Industrial* siglos más tarde la humanidad comenzó a utilizar el petróleo para generar energía, al pasar de los años y con la tecnología adecuada comenzó a producir subproductos a partir de este combustible, en consecuencia se generaron grandes avances en distintas áreas, desde la agrícolas hasta el sector industrial; recientemente se ha optado por el uso del gas natural, ya que a este se le considera como un combustible más limpio, ecológicamente hablando, existen grandes reservas a nivel mundial, su extracción es relativamente fácil y el procesamiento de depuración es más simple que en el caso del petróleo, todo ello con un menor costo.

Durante cientos de años se ha considerado al gas natural como una sustancia de gran utilidad, los antiguos pueblos de Persia, Grecia e India descubrieron su potencial energético cientos de años atrás. Hace más de 2500 años los pueblos chinos encontraron la manera de utilizar el gas natural para poder calentar agua; durante la época de la dinastía Shu Han se utilizó como combustible, el cual lo obtenían de pozos artesanales de baja profundidad y se distribuía localmente mediante el uso de tuberías hechas de bambú (Titiratsoo, 1979). Posteriormente no existe ningún otro registro del uso de gas natural, sino hasta principios del siglo XVII.

En Europa el gas natural era desconocido hasta el año de 1659 cuando fue descubierto en Inglaterra, mientras que en América fue utilizado por primera vez en Baltimore, Estados Unidos en el año de 1816, donde se usó para iluminar las calles con lámparas de gas. Más tarde en el año de 1921 William Hart perforó con éxito el primer pozo de gas en Fredonia, New York, este fue el comienzo para la primera compañía de gas natural en los Estados Unidos, *Gas Light Company Fredonia* creada en 1858.

La industria del gas natural no emergió sino hasta después de la Segunda Guerra Mundial, cuando se diversificaron sus usos finales, desde entonces se ha incrementado enormemente su consumo a nivel mundial (Ikoku, 1980). Desde los inicios de la industria petrolera, la tecnología ha jugado un papel muy determinante en la exploración y producción de gas natural, gracias a lo cual y con la ayuda de iniciativas gubernamentales se ha incrementado la producción de gas natural incluso algunos campos considerados como marginales serán proyectos viables y económicamente rentables en un futuro.

Se conoce como gas natural a la mezcla de hidrocarburos simples que se encuentran en estado gaseoso a condiciones de presión y temperatura ambiente. Este tipo de gas está compuesto aproximadamente de un 95% de metano (CH_4), la cual se considera como la molécula más simple de los hidrocarburos (PEMEX, s/f), también puede contener en menor cantidad hidrocarburos como etano y propano, además se pueden encontrar trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua (Giavarini, 2011), se considera como un energético primario de gran calidad y mucha utilidad.

En sus inicios el gas natural se pensaba como un sub producto no deseado del petróleo, tuvieron que pasar varias décadas para que la industria lo utilizara considerando su potencial energético y la forma como influenciaba al yacimiento para aumentar la recuperación de aceite (Márquez D., 1989).

En nuestro país no fue hasta 1945 cuando se inició de cierta forma la historia del gas natural, con el descubrimiento del yacimiento *Misión*, en el norte de México, las actividades relacionadas con el aprovechamiento de este recurso comenzaron con la reinyección al yacimiento *Poza Rica* y la construcción de un gasoducto que enlazó a este yacimiento con el Distrito Federal, para abastecerlo de gas.

1.2 Origen del Gas Natural

Se considera al gas natural como un combustible fósil no renovable, se origina a partir de la descomposición de materia orgánica, tal como el petróleo y el carbón (Demirbas, 2010). Existen muchas teorías sobre el origen de los hidrocarburos, a la fecha ha sido imposible determinar con exactitud qué materiales en particular dan origen a los yacimientos, existen dos teorías aceptadas que son: la teoría Orgánica y la Inorgánica.

La teoría Orgánica es la más aceptada, sostiene que el Hidrógeno y el Carbono provienen de plantas de mar, terrestres y restos animales; basados en evidencias fósiles se cree que todos ellos eran formas de vida microscópica. Los ríos vertían en los mares grandes cantidades de lodo y sedimentos que provenían de las zonas terrestres, siendo extendidos en la superficie marina por las mareas y las corrientes, la materia orgánica y los sedimentos fueron sepultados y sobre ellos se acumularon de manera continua otros sedimentos que ejercieron una gran presión sobre las capas inferiores hasta que se comprimieron para formar rocas sedimentarias. La descomposición bacteriana de los restos de microorganismos sepultados bajo los sedimentos son la base para la formación de hidrocarburos (Berger, 1980).

La teoría Inorgánica señala que el Hidrógeno y el Carbón se unieron debido a fuerzas ejercidas por presiones enormes y temperaturas altas, por debajo de la superficie terrestre, formando aceite y gas que se permeaban a través de las rocas porosas quedando atrapados en rocas impermeables que constituyen una trampa geológica para formar yacimientos hidrocarburos.

Cabe mencionar que esta teoría no explica de forma satisfactoria el origen del gas natural de los yacimientos.

1.3 Recursos no Convencionales.

Actualmente existe una gran demanda de energéticos, la cual se debe satisfacer de forma inmediata para continuar con un desarrollo integral de la sociedad actual. La era del petróleo *fácil* ha terminado, lo que nos lleva a buscar recursos a profundidades mayores y en zonas de acceso difícil o aún no exploradas, por otra parte se está tomando también como una opción viable a la producción de hidrocarburos a partir de recursos no convencionales con la finalidad de mantener la producción actual y asegurar un abastecimiento futuro.

En México se produce petróleo y gas de yacimientos convencionales, es decir yacimientos de aceite con gas asociado y yacimiento de gas no asociado, para lo cual se utiliza la tecnología tradicional (CNH, 2011).

Para comprender mejor lo que son los recursos no convencionales, partiremos de la definición de recursos convencionales que son aquellos que cumplen con el sistema petrolero, es decir, existe una roca generadora, roca almacenadora y roca sello, cuya estructura se formó antes de la migración de los hidrocarburos; dentro de este sistema se tienen valores altos de porosidad y permeabilidad, lo que hace que el hidrocarburo fluya desde el yacimiento hasta el pozo con cierta facilidad, esta facilidad es el principal motivo por el cual a lo largo de la explotación de hidrocarburos nos hayamos centrado en la explotación de recursos convencionales. Cabe destacar que dichos hidrocarburos se encuentran en los espacios porosos de la roca. Gracias a la roca generadora es posible la generación y acumulación de los recursos convencionales y no convencionales.

Es importante señalar que tanto los hidrocarburos convencionales como los no convencionales son idénticos genéticamente ya que pueden tener la misma composición, sus diferencias radican exclusivamente en las rocas que se encuentran y en la forma para extraerlos (García Potero, 2012).

Podemos definir como hidrocarburos no convencionales a los que no cumplen con las características de los hidrocarburos convencionales, sin embargo podemos aproximar una definición:

A los Hidrocarburos que se encuentran en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, ya sea por estar confinado en rocas muy poco permeables o por tratarse de crudos de una alta viscosidad, se les conoce como *Hidrocarburos o Recursos no Convencionales*, que para poder extraerlos es necesario hacer uso de la tecnología específica, de acuerdo con el tipo de hidrocarburo a recuperar o con las características particulares de la roca en que se encuentra atrapado. A los hidrocarburos no convencionales les hace falta uno de los subsistemas que componen el sistema petrolero.

1.3.1 Recursos no Convencionales de Gas.

Podemos asumir que los recursos de gas no convencionales son aquellos que son más complicados recuperar y tienen un costo mayor para su producción, esto se debe en gran parte a que aún no se ha desarrollado la tecnología necesaria para realizar estas operaciones o que su adquisición es muy costosa; debido a lo anterior los recursos no convencionales son menos atractivos económicamente. En algunos casos particulares lo que anteriormente se consideraba como no convencional se podrá asumir en un futuro como convencional (Geta, 2008).

A continuación se presenta una breve descripción de algunos tipos de recursos no convencionales de gas:

Gas en lutitas: Es gas natural contenido en rocas arcillosas con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad. En este caso el gas queda atrapado en la roca generadora, que también se comporta como roca almacén y a la vez como roca sello. Para su explotación es necesario perforar pozos horizontales y fracturar hidráulicamente la roca. Para que se libere el gas y pueda fluir hasta el pozo de desarrollo.

Gas en rocas compactas: Se trata de gas natural contenido en yacimientos de muy baja permeabilidad, compactas y frecuentemente con alto nivel de cementación.

Gas en capas de carbón: Este tipo de yacimientos producen gas natural extraído de capas de carbón que debido a su rico contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas absorbido, también se le conoce como gas grisú.

Hidratos de metano: Son un compuesto sólido muy parecido al hielo, el cual contiene al metano, éste queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que es estable en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 m o en la zonas de los hielos permanentes (permafrost).

El National Petroleum Council de Estados Unidos define el gas no convencional como:

“Aquel gas natural que no puede ser producido en caudales y volúmenes económicos a menos que el pozo sea estimulado mediante fracturación hidráulica a gran escala o recurriendo a la perforación de pozos multilaterales a partir de un pozo principal u otra técnica que haga entrar en contacto más superficie de la roca con el pozo”.

1.4 Mercado Internacional del Gas Natural.

Los consumos actuales y el probable aumento en la demanda de este recurso son factores determinantes que nos obligan a buscar nuevos escenarios para la obtención de los mismos, como es el caso de los hidratos de metano

El mercado de los energéticos está cambiando rápidamente, esto se debe en gran medida a la disminución paulatina de las importaciones de los Estados Unidos, ya que sus políticas buscan hacer de ellos un país autosuficiente hacia el 2030, en materia energética. Independientemente de otras formas de generación de energía (solar, eólica, geotérmica, etc.), se prevé que los combustibles fósiles continúen siendo la base del mercado de los energéticos, en especial y pese a todos los

escenarios posibles uno de los más importantes es el gas natural; es uno de los componentes del conjunto de hidrocarburos que seguirá a la alza.

Si el consumo de gas natural se mantiene constante en las próximas décadas, no tendríamos de que preocuparnos por la disponibilidad de este recurso por lo menos en 60 años, de acuerdo con las cifras del Statistical Review of World Energy 2012 de British Petroleum las reservas mundiales de gas natural a final del 2011 aumentaron un 6.3% respecto al año anterior, para totalizar en 7,361 billones de metros cúbicos probados.

Aunque el gas natural es un recurso que se encuentra disponible en casi todo el mundo, la distribución de este es bastante irregular. En la Fig. 1.1 se muestra la distribución de gas natural que existe en el planeta, en donde se observa claramente que los países Europeos, Euroasiáticos y de Medio Oriente son los que cuentan con el mayor volumen de reservas, también es claro que la restitución de reservas ha sido mínima e incluso negativa.

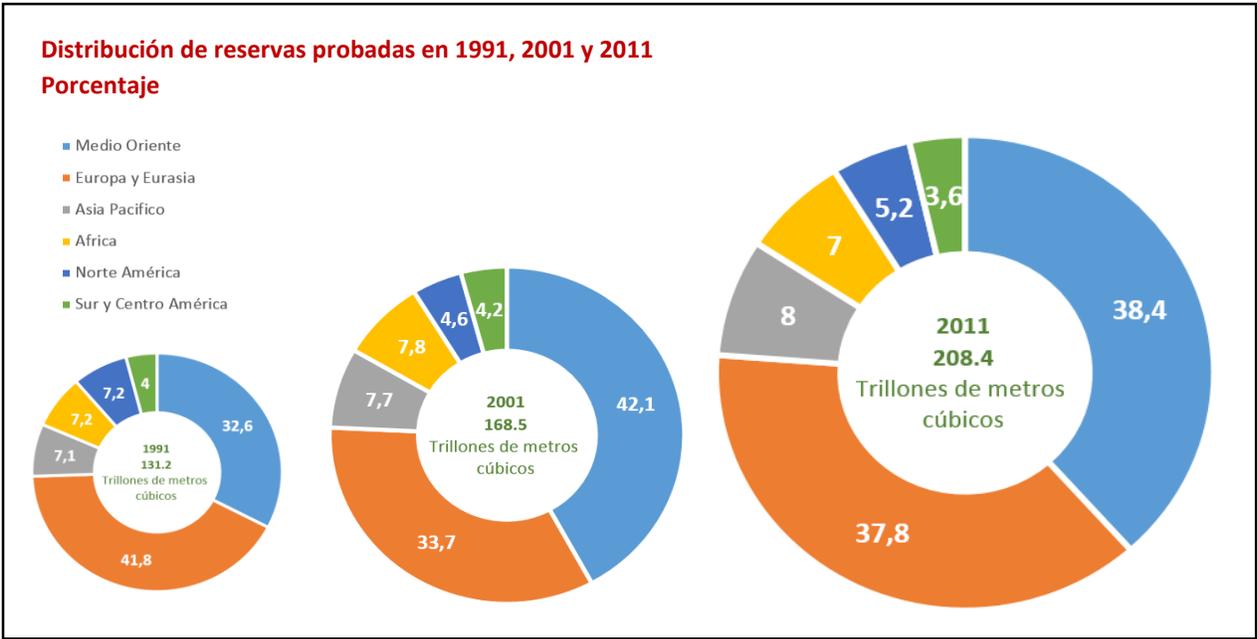


Figura 1.1 Distribución global de reservas de gas natural por región, tomada de BP Statistical Review 2012.

Como se observa en la figura 1.1, las reservas de gas natural no son constantes, cambian a través del tiempo, de manera natural van decreciendo debido al consumo del mismo, pero gracias a la incorporación de reservas, es decir, al descubrimiento de nuevos campos y validar reservas, traerlas desde reservas posibles hasta reservas probadas, lo que significa que existe hasta un 90% de probabilidad de recuperar el gas de un yacimiento convencional o no convencional.

En contraste a la restitución de reservas de gas natural, la producción y el consumo siguen aumentando gradualmente a nivel mundial desde las últimas dos décadas de acuerdo con la figura 1.2, estos datos pueden darnos una idea de lo que vendrá en el futuro si las tendencias de consumo de gas se siguen incrementando es evidente que las prospectivas hechas sobre el futuro de la energía producida a partir de combustibles hidrocarburos no están muy lejos de la realidad, pues en ellas se prevé que el gas natural sea el principal componente de la mezcla, y que será del energético que más se dependa según la Agencia Internacional de Energía .

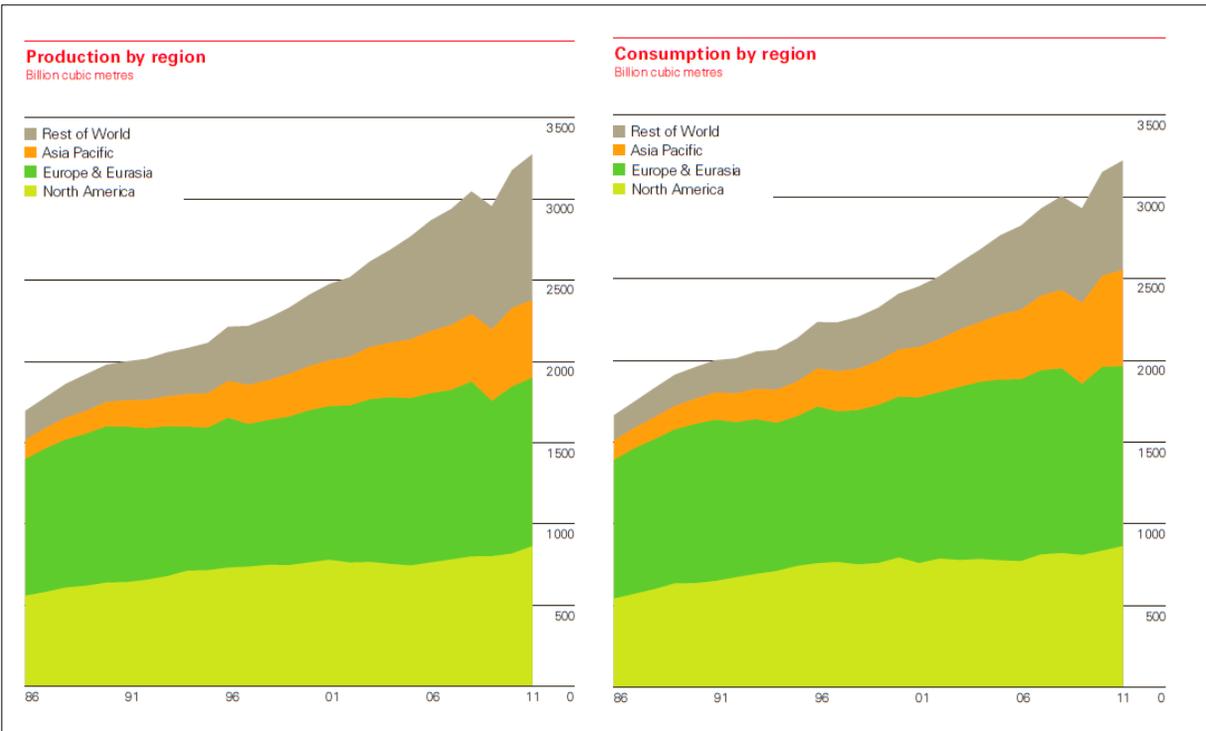


Figura 1.2 Consumo y producción de gas natural a nivel mundial, tomada de BP Statistical Review 2012.

A diferencia de las otras regiones en el Resto del mundo (color gris) existe un aumento considerable en la producción de gas natural, que es mayor al consumo en esta misma zona, en contraste las zonas restantes consumen más gas del que producen, por ello existe un déficit energético, como se muestra en la figura 1.2.

En la actualidad los flujos de intercambio de gas natural son lo que se muestran en la figura 1.3 donde se muestran las exportaciones e importaciones. En el año 2011 el consumo de gas aumento en un 2.2%, considerando que China, Arabia Saudita y Japón fueron los países que incrementaron el volumen y consumo durante este año, en contraste los Estados Unidos que anteriormente dependían fuertemente de las exportaciones de este energético por parte de países de Medio Oriente tuvieron un incremento en su producción, pese a los bajos costo del gas se siguen situando como el mayor productor de este (BP Statistical Review 2012). Por su parte, la Unión Europea registró una caída del 11.4 % debido a la existencia de muchos campos maduros y a la volatilidad de este recurso en su mercado por los conflictos e inestabilidad económica en la zona Euro.

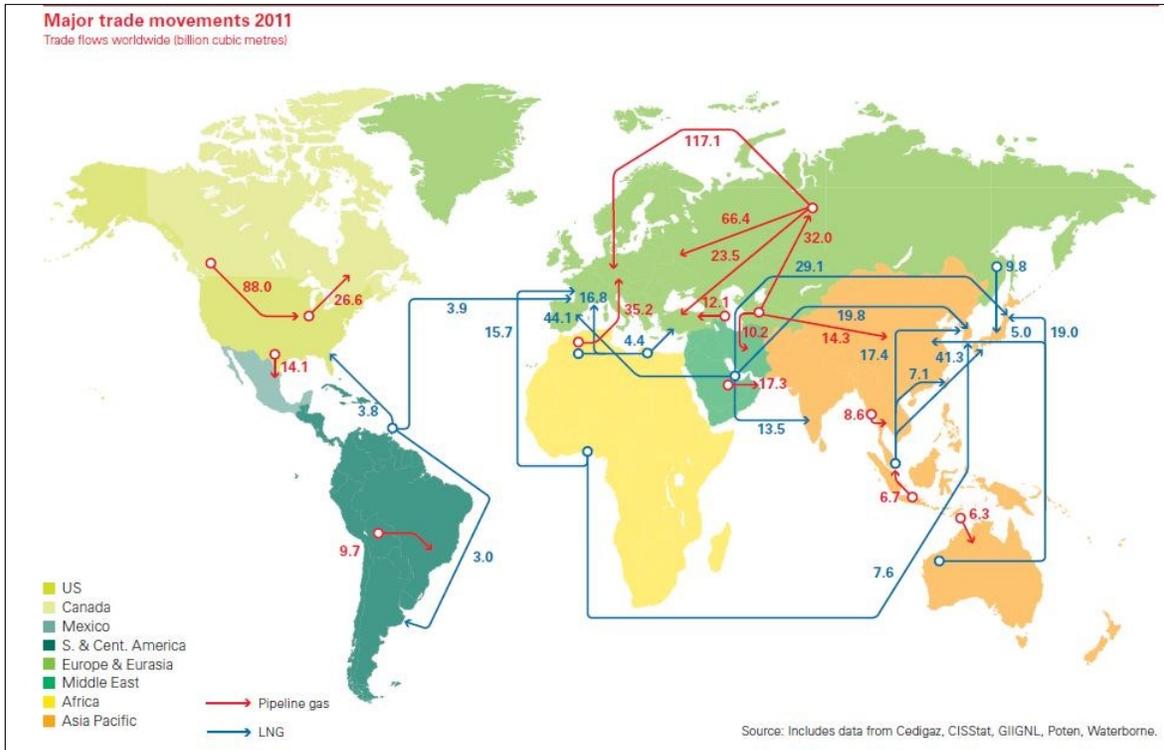


Figura 1.3 Flujos de exportaciones e importaciones a nivel mundial, tomada de BP Statistical Review 2012.

El mapa de la figura 1.3 seguirá reconfigurándose debido a la salida de la energía nuclear en muchos países, al aumento y adopción de nuevas formas de generación de energía, por otra parte se estima que un aumento de población mundial en 1.3 millones de personas para 2030, lo cual arroja una total de 8.3 mil millones de personas que demandaran energía. (BP Energy Outlook 2030).

En un futuro se necesitaran de distintos tipos de energía para satisfacer la demanda mundial, esto se muestra en la figura 1.4, la necesidad de más energía y los altos precios de los combustibles fósiles hacen que aumente la oferta, por ejemplo con recursos no convencionales como el gas de lutitas que sigue hasta 2030.

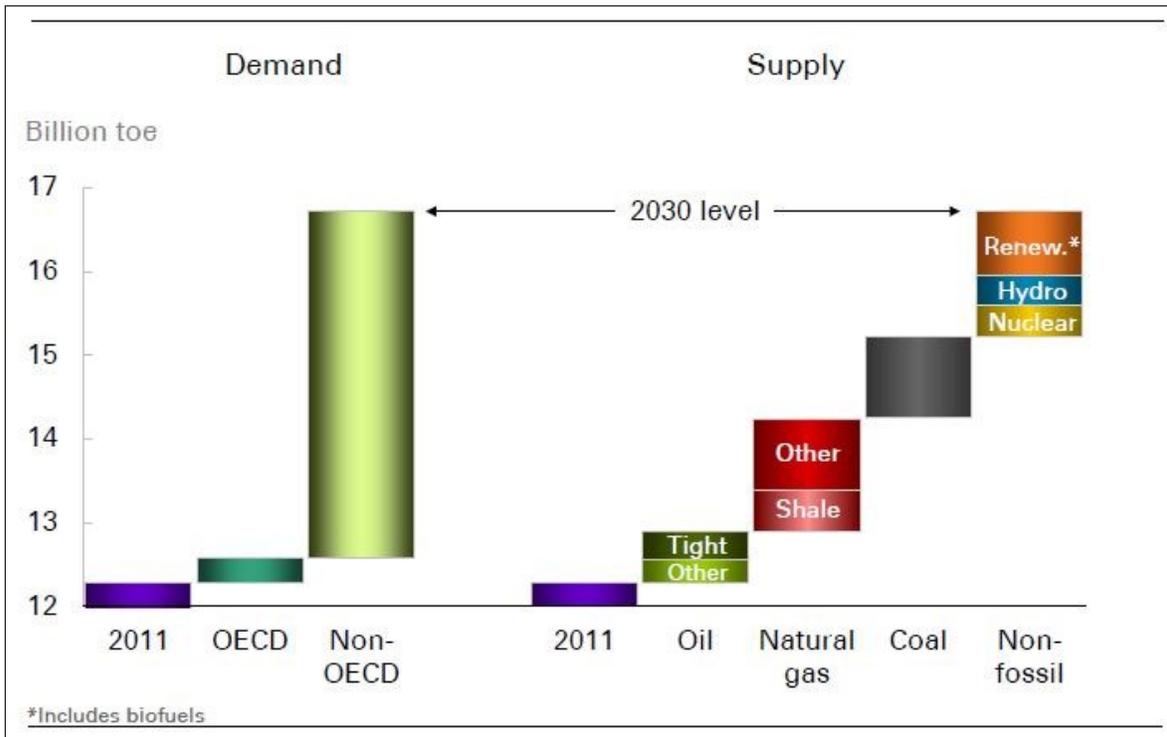


Figura 1.4 Demanda de energía 2030, tomada de BP Energy Outlook 2030

1.5 Mercado Nacional del Gas Natural

En el presente México depende en gran parte de las importaciones de gas natural, para cubrir su demanda a pesar de contar con los recursos suficientes para cubrirla, sin embargo desde el inicio de la producción de hidrocarburos se tenía preferencia por el petróleo, ya que la extracción y venta del gas natural no representaban un negocio económicamente rentable, se prescindió de crear infraestructura para su procesamiento; esta mala planeación genera que ocurra en la actualidad un desabasto de este recurso.

Pese a que no existen actividades económicas ni políticas que fomenten el desarrollo para el mercado del gas natural en nuestro país, este ha logrado fortalecerse, las proyecciones que se tienen sobre el son alentadoras, pues se espera un crecimiento anual promedio de 2.4 en este rubro (WEO, 2012). En consecuencia México se encuentra en una etapa de transición que apunta hacia un mayor aprovechamiento de sus recursos naturales; podemos darnos cuenta de ellos puesto que en los últimos años se ha incrementado el uso de gas natural en residencias, comercio e industrias.

El gas natural cuenta con grandes ventajas sobre los otros combustibles fósiles porque:

- Puede llegar a los usuarios finales mediante el uso de tuberías (gasoductos).
- Es 40% más ligero que el aire, gracias a lo cual en caso de una fuga es más fácil que se disperse en la atmosfera.
- Es ecológico, ya que en el protocolo de kyoto se le reconoce como el combustible fósil más amigable con el medio ambiente.
- Su combustión es más limpia, debido a la menor relación hidrogeno-carbón que posee en su estructura química (Anon., s.f.).

Para finales del 2011 PEMEX reporta 6,594 MMpcd producidos, un 6.1% menos que el año anterior, de acuerdo con la figura 1.6, mientras que la venta interna aumento en un 4%.

De la figura 1.5 podemos observar que desde 2001 las importaciones de gas natural se han incrementado, lo cual está estrechamente relacionado con un mayor aprovechamiento y crecimiento constante del mercado interno del gas natural, mientras que la exportación ha sido intermitente y ha disminuido considerablemente, dado que en 2011 solo exportamos 1MMpcd, mientras que se tuvo que importar 971MMpcd (PEMEX, s/f).

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación 2011/2010 (%)
Comercio exterior												
Volumen (Mbd)												
Exportación neta de hidrocarburos líquidos	1 524	1 617	1 821	1 789	1 670	1 612	1 371	1 043	946	926	844	-8.8
Exportación de petróleo crudo	1 756	1 705	1 844	1 870	1 817	1 793	1 686	1 403	1 222	1 361	1 338	-1.7
Petrolíferos												
Exportación ^e	104	156	177	153	187	188	180	192	243	193	185	-4.2
Importación	335	244	200	234	334	369	495	553	519	627	678	8.1
Gas natural seco (MMpcd)												
Exportación	25	4	-	-	24	33	139	107	67	19	1	-93.2
Importación	292	592	757	766	480	451	386	447	422	536	791	47.6
Petroquímicos (Mt)												
Exportación	780	832	813	914	867	818	693	587	741	677	458	-32.3
Importación	128	197	95	105	239	254	270	250	388	268	101	-62.2

Figura 1.5 Exportaciones e Importaciones de Hidrocarburos, tomada del Anuario Estadístico de PEMEX 2012.

Esta diferencia en la venta interna de gas natural se ha ido incrementando continuamente desde 2001, prácticamente sin encontrar algún bache o decremento, mientras que la producción de gas natural ha tenido disminuciones considerables en los últimos 3 años, en 2011 fue la más drástica y con mayor impacto en el mercado interno como se observa en la figura 1.6.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación 2011/2010 (%)
Producción (Mbd)												
Hidrocarburos líquidos	3 560	3 585	3 789	3 825	3 760	3 683	3 471	3 157	2 971	2 953	2 934	-0.6
Petróleo crudo	3 127	3 177	3 371	3 383	3 333	3 256	3 076	2 792	2 601	2 576	2 550	-1.0
Condensados y líquidos del gas ^a	433	408	418	442	426	427	395	366	370	377	384	1.8
Gas natural (MMpcd)	4 511	4 423	4 498	4 573	4 818	5 356	6 058	6 919	7 031	7 020	6 594	-6.1
Proceso de crudo	1 252	1 245	1 286	1 303	1 284	1 284	1 270	1 261	1 295	1 184	1 167	-1.5
Petrolíferos ^b	1 473	1 481	1 556	1 587	1 554	1 546	1 512	1 491	1 525	1 416	1 379	-2.6
Petroquímicos ^c (Mt)	10 377	9 880	10 298	10 731	10 603	10 961	11 757	11 973	11 956	13 188	12 384	-6.1
Ventas internas												
Volumen (Mbd)												
Petrolíferos ^d	1 712	1 658	1 684	1 718	1 771	1 762	1 816	1 826	1 771	1 762	1 786	1.4
Gas licuado	325	332	327	328	314	306	301	292	281	288	285	-1.1
Gasolinas automotrices	551	565	600	636	671	718	760	792	792	802	799	-0.3
Turbosina	55	53	54	58	59	61	68	65	55	56	56	0.6
Diesel	276	271	295	303	320	345	358	382	359	371	384	3.4
Combustóleo	475	406	355	332	341	264	257	220	209	185	201	8.5
Otros	30	31	53	61	66	68	71	76	75	60	62	2.6
Gas natural seco (MMpcd)	1 993	2 425	2 622	2 756	2 634	2 952	3 064	3 086	3 119	3 255	3 385	4.0
Petroquímicos ^c (Mt)	3 495	3 295	3 181	3 568	3 795	3 870	4 041	4 191	4 064	4 214	4 281	1.6

Figura 1.6 Datos de Producción y Ventas internas de Gas Natural, tomada del Anuario Estadístico de PEMEX 2012.

Nuestras reservas de gas natural, hasta el día 1 de enero del 2012 son de 12 billones de pies cúbicos, lo que nos coloca en el lugar número 33 de Rankin mundial en cuestión de reservas, en la figura 1.7 también se observan el total de reservas probadas a nivel mundial cuya cifra es 6,747 billones de pies cúbicos.

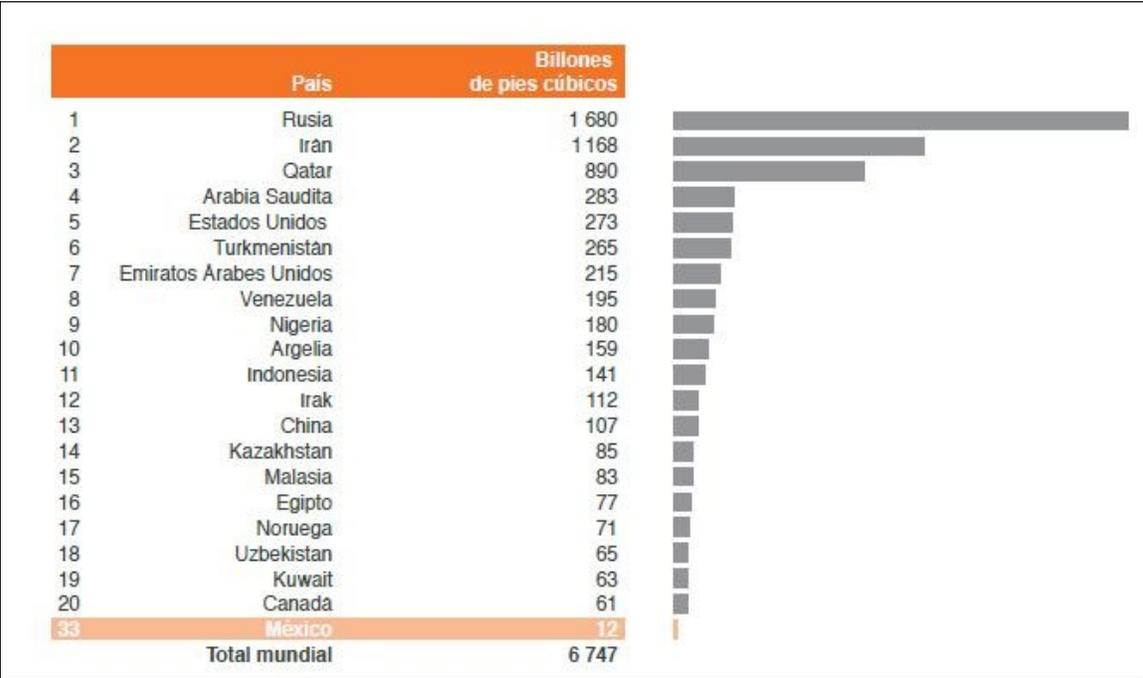


Figura 1.7 Reservas probadas de Gas Natural, tomada del Anuario Estadístico de PEMEX 2012.

Podemos observar que los países que cuentan con las mayores reservas de gas natural a nivel mundial continúan siendo Rusia, Irán, y Qatar, por debajo de estos los demás países no cuentan ni con la mitad de recursos que tiene Qatar quien ocupa el tercer lugar tal como se observa en la tabla de la figura 1.7.

Hay que resaltar que ocupamos el lugar número 13 a nivel mundial en lo que respecta a producción de gas natural como se observa en la Figura 1.8, para lograr esta producción contamos con infraestructura en los puntos que se muestran en la figura 1.9.

No necesariamente los mayores productores de gas son los que cuentan con mayores reservas de este energético, tal es el caso de los Estados Unidos, que a pesar de encontrarse situado en el lugar número 5, en cuanto a reservas probadas se refiere, es el productor número uno a nivel mundial de gas natural como se observa en la tabla de la figura 1.8, esto se debe en gran medida a que su producción de gas natural no depende solamente de yacimientos convencionales sino que también incorpora a su producción total la producción proveniente de yacimientos de gas no convencionales, por ejemplo el gas de lutitas, el cual ha representado una enorme contribución a su producción nacional.

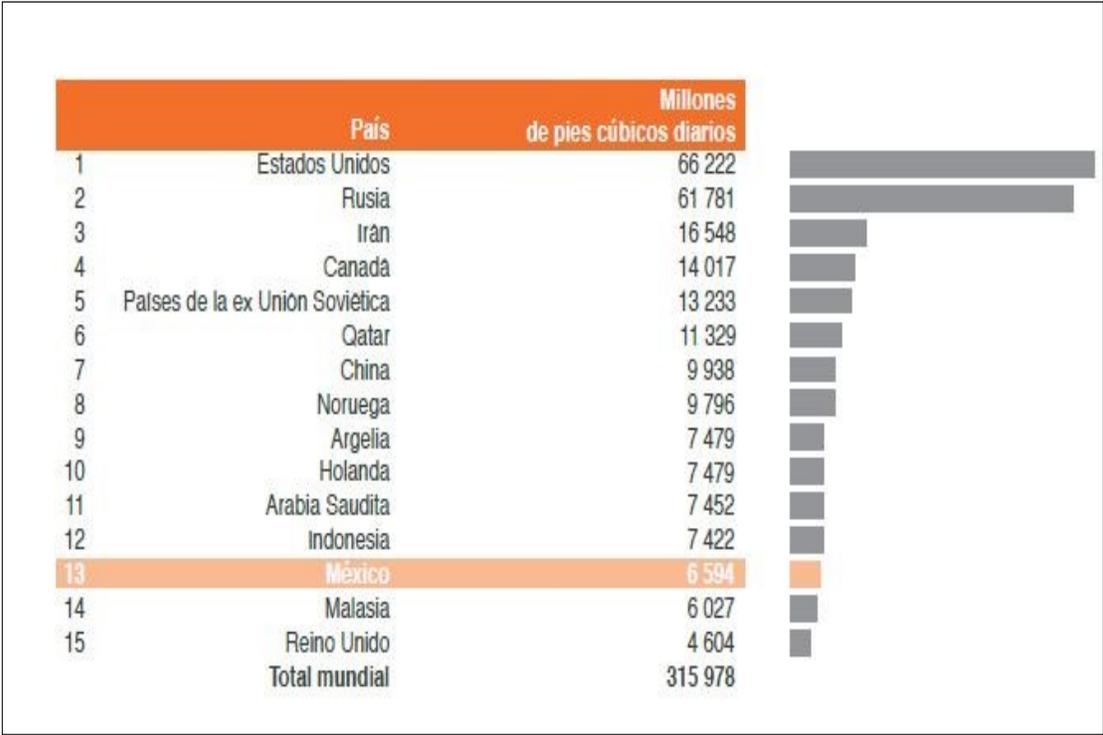


Figura 1.8 Producción de Gas Natural, tomada del Anuario Estadístico de PEMEX 2012.

En el caso de nuestro país es totalmente contrario, ya que ni siquiera contamos con la infraestructura suficiente, para explotar, almacenar o distribuir el gas natural internamente como se observa en la figura 1.9, es evidente que hace falta una red de distribución nacional, para poder garantizar el abastecimiento a todas las zonas del país; aunque si se realizan las inversiones necesarias se puede garantizar el

abasto continuo a un menor precio, estas inversiones impactarían directamente en desarrollo social y económico de nuestro país, debido a que se está volviendo cada vez más común, además de estarse diversificando los usos gas natural.



Figura 1.9 Infraestructura de gas en México tomada del Anuario Estadístico de PEMEX 2012.

Dentro de la Estrategia Nacional de Energía de México (ENE) se estima que los combustibles fósiles continuaran siendo la base del consumo energético nacional, por ello se tiene como objetivos primordiales el de incrementar la recuperación final de yacimientos, maximizar el aprovechamiento del gas natural y propiciar la restitución de reservas, para de esta forma poder garantizar la disponibilidad y abasto de estos recursos estratégicos para la Nación.

1.6 Historia de los Hidratos de Metano.

Para ampliar el panorama que ofrecen los hidratos de gas es necesario conocer su historia y los avances obtenidos a partir de los estudios realizados, desde el momento en que se descubren hasta que son reconocidos como un recurso de gran potencial además de que pueden existir enormes reservas a nivel mundial, que se pueden explotar con la tecnología adecuada para llegar a satisfacer la demanda de energéticos cuando se logre que estos sean económicamente rentables.

Muchos especialistas creen que los hidratos se obtuvieron por primera vez en 1810 en el laboratorio de Sir Humphrey Davy mientras enfriaba por debajo de los 9°C una sustancia acuosa saturada con gas de cloro, que formó una sustancia cristalina parecida al hielo. Pero gracias a trabajos anteriores se sabe ahora que hubo formación de hidratos 30 años antes que Davy; el naturalista y filósofo Joseph Priestley obtuvo el primer hidrato de dióxido de azufre (SO₂) en 1778, los resultados de estos experimentos fueron publicados en el volumen 3 de su trabajo *Versuche and Beobachtungen uber verschiedene Gattungen der Luft* (Priestley, 1778-1780). Más tarde surgen dos aportaciones importantes de investigadores franceses, Villiard en 1888, quien determinó la existencia de los hidratos de metano, etano y propano; Forcrand en el mismo año tabuló las temperaturas de equilibrio a una atmósfera de presión para 15 componentes, incluidos los gases naturales (Demirbas, 2010).

En el año de 1934 Hammerschmidt comienza a analizar los hidratos puesto que representan un problema en los ductos que conducen al gas, debido a que al formarse dentro de las tuberías representan un problema porque bloquean el flujo y generan grandes pérdidas económicas, a causa de la disminución en el volumen desplazado y por el uso de métodos de remoción o inhibición (Salas Mungia, 2008). En 1964 un equipo de perforación ruso descubre hidratos en forma natural, en Messoyakha, Siberia en un campo de gas, derivado de esto alrededor del mundo fue creciendo el interés sobre este tema, por lo que se inició una investigación en

varios lugares del mundo, en los que pudiese encontrarse metano en forma congelada.

Desde la década de 1960 hidratos de gas se han recuperado en los núcleos de pozos perforados en entornos marinos del Ártico y en muchas partes del mundo. Una gran cantidad de sitios con hidratos de gas han sido mapeados y muestreados desde el fondo marino del Golfo de México y el margen Pacífico de América del Norte (Max, 2006).

Durante 1970 oceanógrafos, geólogos y petroleros han perforado y recuperado núcleos de hidratos de gas metano, en distintas localidades en el fondo del océano Pacífico, tal como ocurrió en 1981, cuando un buque de perforación en Guatemala recupero una muestra intacta de un hidrato de metano. El Programa de Perforación Oceánica comenzó a buscar depósitos de hidratos de metano durante el año de 1992, cuyas muestras fueron extraídas del fondo marino y llevadas a la superficie para su posterior estudio, lo cual nos ha llevado a comprender mejor su aparición en el medio natural, durante las últimas décadas se ha intensificado la actividad exploratoria de acumulaciones de hidratos, lo que ha facilitado el descubrimiento de hidratos de gas sobre los márgenes continentales. Los hidratos de gas se encuentran en varios sitios a lo largo de los márgenes continentales y en las regiones árticas donde la temperatura es ideal y las condiciones de presión son adecuadas para la generación de formaciones de hidratos de gas.

A pesar de lo que se ha encontrado aún existen muchas áreas que no han sido muestreadas y queda mucho por aprender, los resultados hasta la fecha revelan varios conceptos fundamentales que pueden ser utilizados para guiar la exploración de hidratos de gas además de su desarrollo.

1.6.1 Hidratos de Metano.

Los hidratos de metano son una combinación especial de agua y gas, que bajo ciertas condiciones de presión y temperatura forman estructuras sólidas, parecidas al hielo, compuestos de jaulas rígidas de moléculas de agua que atrapan moléculas principalmente de metano, a los compuestos que quedan atrapados en las moléculas de agua se les denomina clatratos, dicho término se deriva del latín que significa enjaulado. Los clatratos son sustancias químicas que se generan en la naturaleza, y en las cuales las moléculas de un componente, denominado *huésped*, ocupa los intersticios en la estructura del otro componente, el *anfitrión*, sin que haya vínculos químicos entre los dos componentes (Demirbas, 2010). Los hidratos son estables a altas presiones y bajas temperaturas, se pueden encontrar en espacios porosos que existen en los sedimentos y pueden formar cementos, nodos o capas.

Muy a menudo los hidratos de gas actúan como concentradores de gases, por lo tanto se aumenta la densidad de energía. Para el metano un volumen de hidrato contiene más de 160 volúmenes de gas a presión y temperatura ambiente tal como se muestra en la figura 1.10 (Giavarini, 2011).

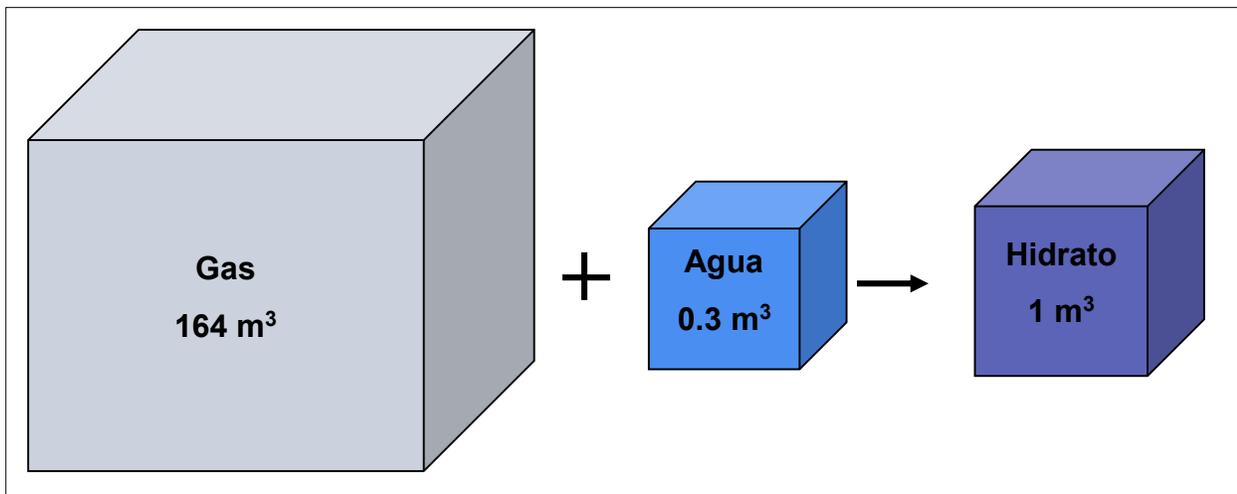


Figura 1.10 tomada y modificada de Gas Hydrates "Inmense Energy Potential and Enviromental Challenges"

La densidad del hidrato de metano es similar a la de hielo (alrededor de 0,91 g/cm³ vs. 0.92 de hielo). Hay alguna variación en la densidad sobre la base de condiciones de presión y temperatura y otros huéspedes si están presentes en el hidrato.

1.6.2 Formación y Características de los Hidratos de Metano.

Para que se formen los hidratos de gas, los parámetros más importantes son la presión y temperatura. Es necesario que haya gas en abundancia, como lo es el metano, para que se organicen junto con las moléculas del agua y así poder formar una estructura cristalina (Segura Cornejo, 2006).

El agua forma hielo a los 0°C, pero también la presencia de diferentes moléculas que estén en las condiciones apropiadas, son capaces de hacer que los enlaces de hidrógeno que se tienen en las moléculas de agua (H₂O) se orienten alrededor de las moléculas de gas para formar un cristal sólido.

Las moléculas de agua congelada llamada anfitriona forman la estructura que aloja al compuesto huésped. Las moléculas que son alojadas dentro de la molécula del agua son libres de moverse dentro de los enrejados que esta forma. La estabilidad del hidrato no es por la unión directa de las moléculas huésped con las anfitrionas, la estabilidad del hidrato es por las fuerzas de atracción de van der Waals, que se presentan entre la molécula atrapada (huésped) y la del agua.

Para que se forme un hidrato se deben de cumplir las siguientes condiciones:

- Que se cuente con el agua suficiente.
- Que se tenga la presencia del hidrato huésped, como pueden ser: el metano, etano, CO₂, etc.
- Las condiciones adecuadas de presión y temperatura para el compuesto huésped, que corresponden normalmente alta presión y baja temperatura (Giavarini & Hester, 2011).

Los hidratos de gas pueden formar varios tipos de estructuras cristalinas, como se observa en la figura 1.10. Cada estructura se forma dependiendo del tipo de gas huésped disponible.

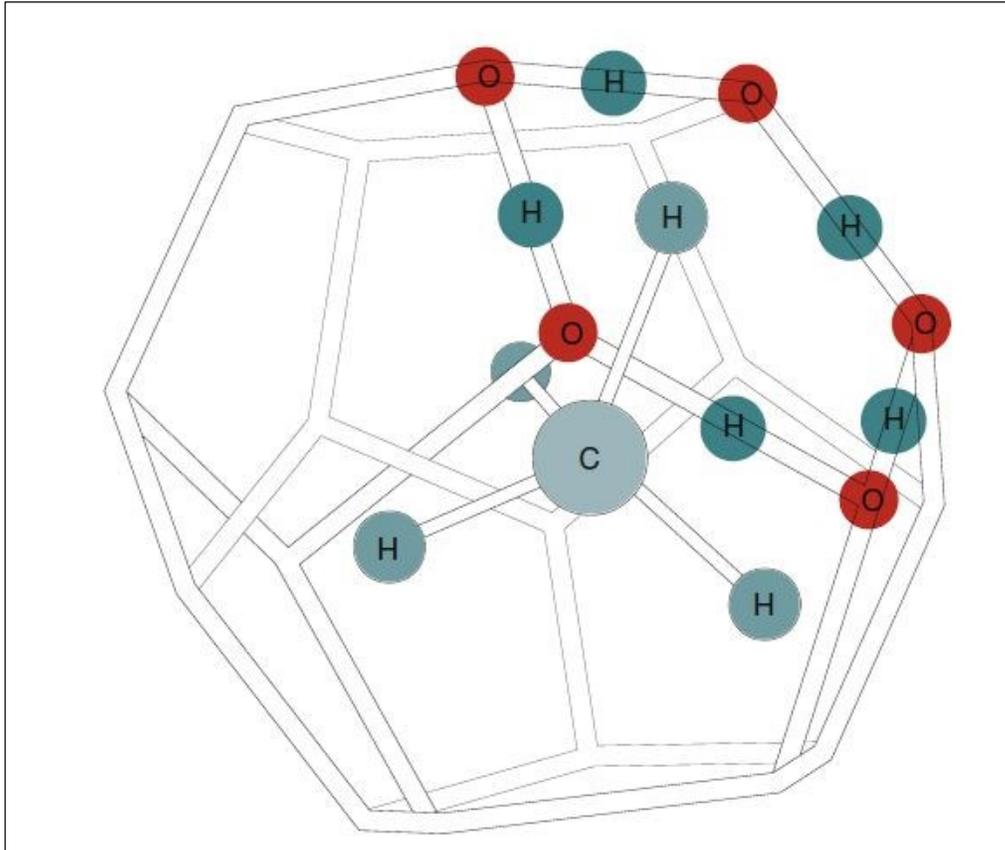


Figura 1.10 Estructura de un Hidrato de Metano, tomada de Gas Hydrates, 2011.

En la naturaleza existen dos estructuras básicas de hidratos de gas que se conocen de manera sencilla como: Estructura I y Estructura II. El metano por lo regular forma estructuras tipo I.

Una celda unitaria, que es la parte más pequeña de un hidrato gas, de estructura I, figura 1.11, está formada por 46 moléculas de agua, la cual forma 2 cavidades pequeñas y 6 cavidades medianas.

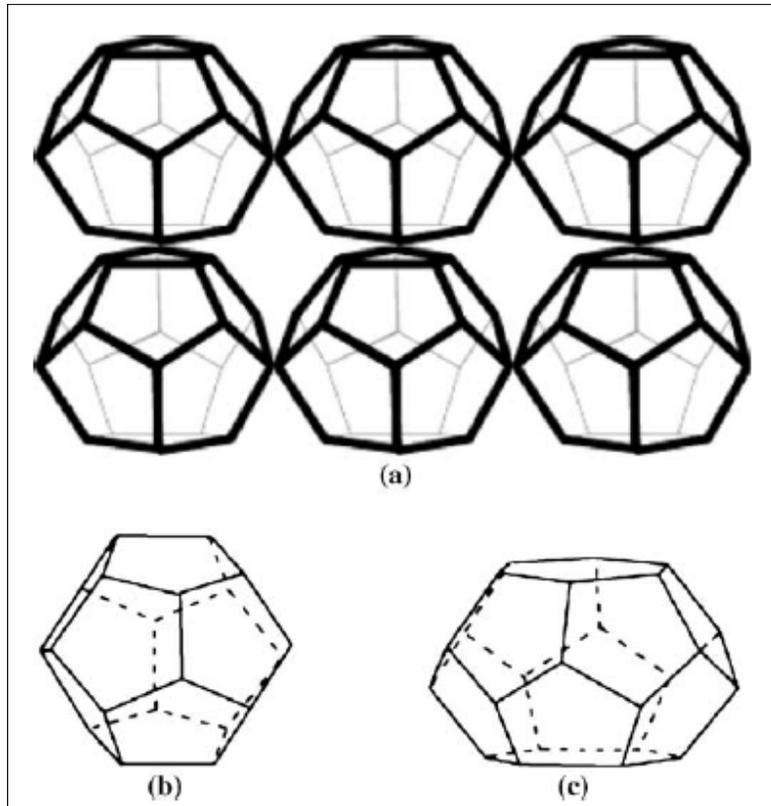


Figura 1.11 Estructura tipo I de un hidratos de gas (a) general, (b) dodecaedro pentagonal, (c) poliedro con 14 caras, tomada de Demirbas, 2010.

Aproximadamente 6.4 billones de toneladas de metano que se encuentran en el fondo de los océanos están en este tipo de estructura (Demirbas, 2010).

La celda unitaria de un hidrato con estructura II, se forma con 136 moléculas de agua, las cuales forman 16 cavidades de tamaño pequeño y 8 de tamaño grande. Este tipo de estructura tiene huéspedes grandes como el propano e isobutano porque este tipo de moléculas necesitan un enrejado grande (Giavarini & Hester, 2011).

Los dos tipos de estructuras deben estar ocupadas en un 70% de sus cavidades por un solo gas huésped para que sean estables, a estos dos tipos de estructura se les llama hidratos simples (Segura Cornejo, 2006).

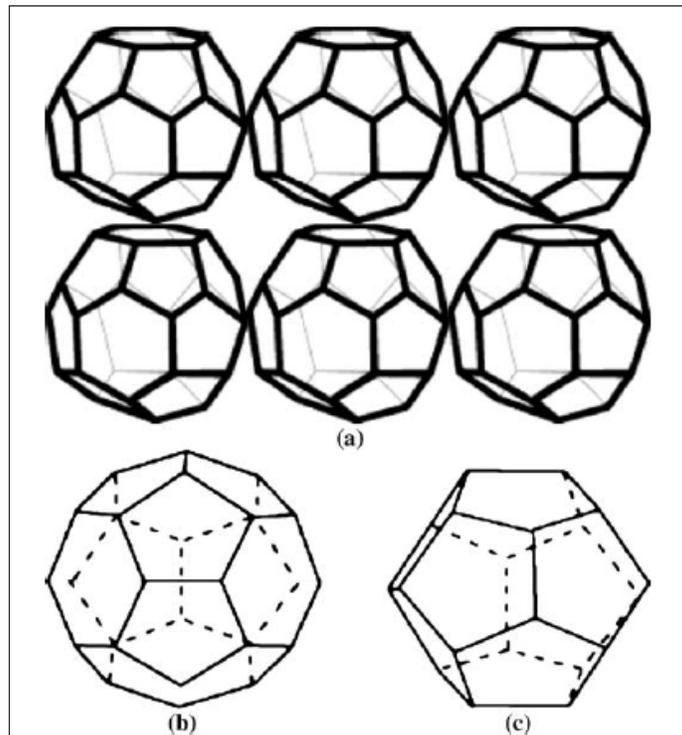


Figura 1.12 Estructura tipo II de un hidrato de gas (a) general, (b) poliedro con 16 caras, (c) dodecaedro, tomada de Demirbas, 2010

En épocas actuales, Rimpmeister y otros investigadores, descubrieron una 3^a estructura, la estructura tipo H, la cual necesita tener por lo menos a 2 gases huéspedes para que sea estable. Una celda unitaria de esta estructura H se le llama de “doble hidrato”, la forman 34 moléculas de agua, que forman 3 cavidades de tamaño reducido, 12 cavidades de tamaño grande y una cavidad de tamaño enorme, aquí se puede almacenar butano e hidrocarburos grandes.

Se sabe que existen por estudios realizados en el Golfo de México, en donde se encontró este tipo de rara estructura, porque hay yacimientos con hidrocarburos pesados que dan origen a la formación de hidratos tipo H, ya que estos hidrocarburos pesados migran hacia la superficie y con las condiciones adecuadas

de presión y temperatura forman hidratos con este tipo de estructura. (Segura Cornejo, 2006)

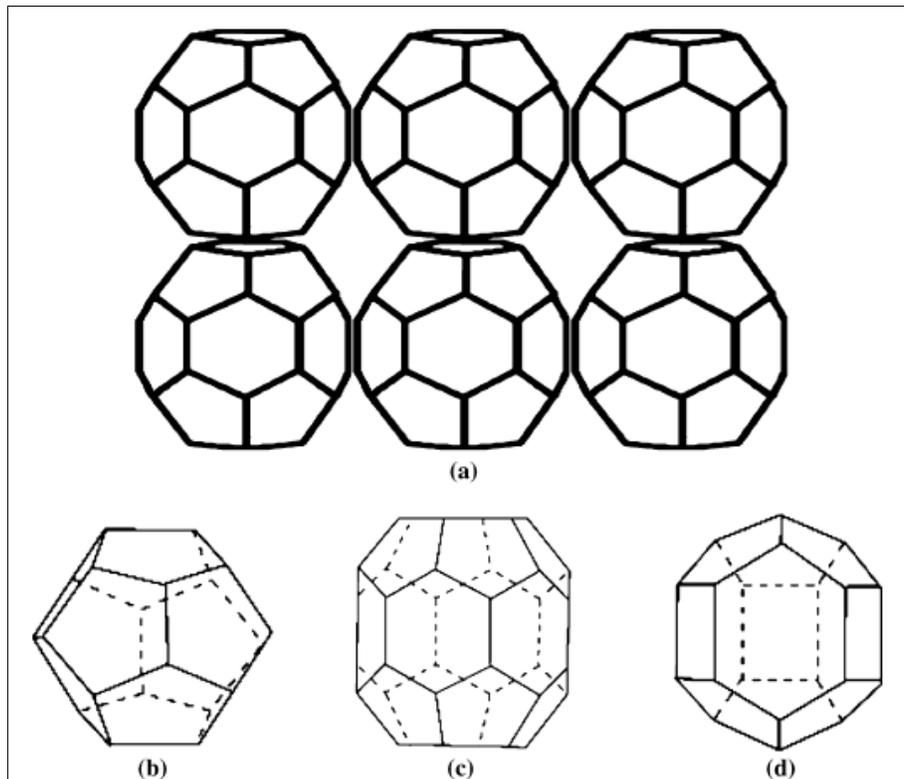


Figura 1.13 Estructura tipo H de un hidratos de gas (a) general, (b) dodecaedro pentagonal, (c) icosaedro, y (d) dodecaedro irregular, tomada de Demirbas, 2010.

Otras posibilidades es que se tengan hidratos de gas complejos, que son los que se forman también a partir de líquidos no solo de gases, antes se pensaba que esto era imposible que sucediera. Ahora en estudios hechos en laboratorios se han encontrado también hidratos de gases como: el hidrógeno, el helio y el nitrógeno; con estas sustancias antes mencionadas son necesarias altas presiones para que sean estables (Giavarini & Hester, 2011).

1.6.3 Propiedades Físicas de los hidratos de gas.

Los hidratos de gas están compuestos por diferentes tipos de moléculas huésped, estos cristalizan en formas de estructuras tipo I y II principalmente. Las propiedades físicas de estos cristales son muy similares a las del hielo pero con algunas diferencias. Para poder determinar estas propiedades físicas, son necesarios: análisis de laboratorio, muestras que se obtienen de perforaciones, de registros geofísicos, de secciones sísmicas y de estudios magnéticos hechos en los campos que contienen hidratos de gas (Giavarini & Hester, 2011).

Una de las propiedades importantes de los hidratos de gas es la densidad, para poder determinar la densidad de un hidrato de gas es complicado, ya que se necesita que estén a una cierta presión para estar estables. Es posible determinar la densidad basado en el tamaño de la retícula del cristal y la concentración de los huéspedes que llenan las jaulas.

La forma fácil de calcular el volumen es usando el parámetro de la red de una celda unitaria, el cual se mide con rayos-x o difracción de neutrones, la que varía con la presión, temperatura y el huésped contenido (Sloan, 2008).

Con relación al tamaño se ha comprobado que con valores de 12 Å para estructuras I y de 17 Å para estructuras II pueden ser usadas para una buena aproximación. De acuerdo con el Sistema Internacional de Unidades, un Angstrom es igual a 10^{-10} metros. Como la estructura I y la estructura II tienen redes cúbicas el volumen es obtenido por el parámetro cúbico de la red.

Usando este volumen, densidad se calcula como:

$$\rho_{hidrato} \left(\frac{kg}{m^3} \right) = 10^{27} \left[\frac{M_{agua} N_{agua} + M_{huésped} N_{huésped}}{V_{hidrato} N_a} \right]$$

Dónde:

M_{agua} = el peso molecular del agua (18.02 gr/mol).

N_{agua} = número de moléculas de agua por celda unitaria (46 para la SI, 136 para SII).

$M_{huésped}$ = peso molecular del huésped (en gr/mol).

$N_{huésped}$ = es el número de moléculas huésped por celda unitaria.

$V_{hidrato}$ = es el volumen para cada celda unitaria (12 \AA^3 para SI y 17 \AA^3 para SII).

N_a = número de Avogadro.

El cálculo de la densidad se puede extender a múltiples componentes huésped agregando los términos en el numerador de la fórmula.

Los hidratos de son más resistentes que el hielo, esto se ha comprobado mediante experimentos de deformación compresiva, realizados en laboratorio, en los que se pudo observar que el hielo se deforma más rápidamente que un hidrato de metano puro, también se pudo comprobar que logran aumentar la cohesión en los sedimentos. Esta propiedad física con que cuentan los hidratos es importante para la producción de metano a partir de depósitos naturales que contienen hidratos.

De manera similar al hielo, los hidratos son buenos aislantes eléctricos, esto es una propiedad muy importante, ya que a partir de ella se puede estimar la saturación de hidratos.

Las mediciones de resistividad que se realizan antes y después de la perforación permiten que zonas con hidratos de alta resistividad sean evaluados (Giavarini, Hester, 2011).

Para poder realizar mediciones de las propiedades físicas en los hidratos es necesario utilizar instrumentos de registro y estudios geofísicos. Un parámetro importante en la medición de estas propiedades de los hidratos de gas es la velocidad del sonido en la capa superficial de sedimentos con hidratos consolidados; encontrándose en estudios sísmicos realizados se ha observado que

esta velocidad es muy alta. Hasta ahora no se conocen bien las características acústicas de los sedimentos que alojan los hidratos, por lo tanto es necesario investigar más a fondo sobre este tema, y con ello contar con información más precisa sobre los yacimientos de hidratos de gas.

Otra propiedad importante en los hidratos de gas consiste en presentar una buena refractancia y reflectancia ante las ondas sísmicas.

Los hidratos de gas pueden presentar diferentes colores, esto depende de las impurezas que pueden contener, por ejemplo, algunos de los hidratos encontrados en el Golfo de México son de color amarillo, naranja o verde. La variación en los colores de los hidratos está definida por las bacterias, minerales y otros gases que también se encuentran asociados con los hidratos (Baltazar Montes, 2002).

1.7 Importancia de los Hidratos de Metano.

Países como Estados Unidos, Canadá y Japón están realizando importantes trabajos de investigación científica sobre los hidratos de metano, realizando una gran inversión en este rubro; la principal razón de estas investigaciones se centra en el enorme potencial energético y enormes acumulaciones que existen alrededor del planeta. En el caso de los Estados Unidos el departamento de energía anunció que en 2013 invertirá 5.6 millones de dólares en 14 proyectos de investigación, cuya finalidad es comprender de mejor forma el impacto que tendrán los hidratos de metano como suministro de energía en un futuro; entre 1970 y 1980, cuando el departamento de energía de los EU realizó inversiones en estudios de gas en lutitas, gracias a ello pudieron conocer las propiedades, características y la forma de extraer este gas con lo que incrementaron considerablemente su producción actual. (Departamento de Energía de los Estados Unidos, s/f).

Anteriormente gran parte del trabajo relacionando con los hidratos estaba relacionado con el aseguramiento de flujo para generar inhibidores de hidratos en las tuberías donde se transportaba gas natural (Giavarini, 2011).

La importancia de los hidratos radica en:

- El enorme potencial que representan, ya que un volumen de 1 m³ se puede expandir entre 150 y 180 veces más a condiciones de presión y temperatura estándar.
- Cuentan con un gran poder calorífico, el gas enclaustrado en el hidratos es en su mayoría gas metano, aproximadamente un 97% del gas contenido en el hidrato es metano.
- En algunos casos se encuentran a profundidades por debajo del piso oceánico, dentro del mar tienen profundidades entre 1500 y 2000 metros.
- Se tienen documentadas grandes acumulaciones de hidratos en el Golfo de México.
- Con la explotación de este recurso en México, se tendrá en consecuencia una disminución en el volumen de importaciones y un aumento en las exportaciones.
- Haciendo uso apropiado de este combustible México puede contribuir a satisfacer la demanda energética mundial de gas natural.

Capítulo 2 Origen, formas en que se encuentra, y preservación de los de hidratos de gas.

La formación de los hidratos de metano alrededor del mundo se da de forma natural en dos regiones principalmente, en los fondos marinos profundos y en las regiones árticas, donde los hidratos encuentran una estabilidad que los mantiene unidos a todos sus componentes, lo cual les permite formar grandes acumulaciones que de explotarse de manera adecuada representarán grandes beneficios tanto económicos como energéticos. Para que se puedan acumular naturalmente grandes acumulaciones de hidratos, que puedan ser recuperados y esto se traduzca en los beneficios económicos adecuados, es necesario que existan las condiciones idóneas para su formación. En el capítulo 1 se explicó sobre las características químicas de un cristal que enjaulaba al gas, mejor conocidos como hidratos o clatratos, a partir de ello es posible conocer e inferir como es que se forman grandes acumulaciones de forma natural, así como los elementos que influyen en dicha formación y las zonas específicas donde estos pueden ocurrir de forma natural; cabe mencionar que dependiendo del tipo de gas contenido dentro del hidrato, existe una zona específica en los ambientes donde puede mantenerse estable y concentrarse en grandes cantidades.

En la actualidad se conocen la existencia de grandes depósitos de este recurso al rededor del mundo, peros solo en algunos casos se está reuniendo la información necesaria para su exploración y posterior producción.

2.1 Origen del gas formador de hidratos.

El metano se forma por procesos biogénicos o termogénicos a partir de la transformación de la materia orgánica. El metano en los hidratos de gas se genera principalmente por la degradación bacteriana anaeróbica de materia orgánica en ambientes de poco oxígeno. Las bacterias de gas formadas durante la diagénesis

temprana de la materia orgánica pueden empezar a formar parte de los hidratos de gas en los sedimentos de la superficie de los fondos oceánicos.

2.1.1 Gas Biogénico.

El gas biogénico es la principal fuente de gas que forma de manera natural a los hidratos de gas, y se trata primordialmente de gas metano. La materia no viviente, también conocida como detritus (fragmentos de materia orgánica), se hunde y se acumula en el fondo del océano, a través del tiempo esta materia es sepultada bajo los sedimentos del fondo marino, en ausencia de oxígeno, donde la vida microbiana obtiene su energía de la descomposición de la materia orgánica, la respiración u oxidación aeróbica solo ocurre en la presencia de oxígeno, esta reacción da como resultado la producción de CO₂.

Como la oxidación aeróbica ocurre de forma rápida, se consume el poco oxígeno disponible, por lo tanto los sedimentos del piso marino se vuelven anóxicos, lo que conduce a la fermentación anaeróbica; esta zona tiene de unos pocos centímetros hasta varios metros de profundidad en el fondo del mar, donde las bacterias reducen el ion sulfato presente en el agua de mar produciendo H₂S, cuando se alcanza la profundidad donde la mayor parte del sulfato se ha reducido los primitivos organismos unicelulares conocidos como archeas, favorecen la descomposición de la materia orgánica en metano, mediante el proceso conocido como metanogénesis. La zona donde se da el proceso de metanogénesis es extensa, a menudo decenas de metros de profundidad, y continúa hasta que la temperatura en los sedimentos alcanza de 75 a 80°C.

Los procesos que le ocurren al carbono orgánico después de su depósito inicial en el fondo marino, en los que se incluyen la reducción del sulfato y la metanogénesis son conocidos como diagénesis orgánica.

Para que las archeas metanogénicas puedan producir cantidades suficientes de metano es necesario que tengan un suministro continuo de carbono orgánico; las

áreas alrededor de las márgenes continentales tienen tasas relativamente altas de sedimentación y flujos importantes de carbono orgánico. Esta disponibilidad de carbono orgánico controla directamente la cantidad de metano biogénico producido, por lo general las mayores acumulaciones de gas se encuentran en la base de la zona de estabilidad de los hidratos de gas (Giavarini, 2011).

2.1.2 Gas Termogénico.

El gas termogénico se forma en las profundidades de la Tierra mediante un proceso llamado catagénesis, este tipo de gas es común en los yacimientos de gas convencionales; la catagénesis ocurre con temperaturas a partir de 50°C hasta los 200°C, donde ocurre la ruptura de las moléculas más grandes en los depósitos de material orgánico, conocido como kerógeno que es un precursor del petróleo; a diferencia del proceso de biogénesis que produce de forma selectiva metano, la catagénesis también crea altas concentraciones de hidrocarburos más pesados, tales como el etano, butano y propano. El gas termogénico en hidratos es menos común que el gas biogénico, dado que el gas termogénico se produce en zonas mucho más profundas que la zona de estabilidad de los hidratos. La presencia de gas termogénico indica que existieron rutas de migración para que el gas se pudiera mover a zonas donde los hidratos son estables.

Existen varios indicios de que los hidratos en el permafrost y en diferentes zonas donde los mares profundos están compuestos de una mezcla de gas biogénico producido en la diagénesis y termogénico producido en la catagénesis (Giavarini, 2011).

Diagénesis: Es un proceso que se origina en secuencias con poco sepultamiento, a presiones y temperaturas casi normales; los principales agentes de transformación en esta etapa es la actividad microbiana, también se presenta la consolidación del sedimento de tal manera que la materia orgánica se transforma en kerógeno y a su vez se forman las rocas sedimentarias.

Categénesis: en esta parte del proceso la temperatura presenta un incremento significativo, mediante el cual se altera la materia orgánica; una vez litificados los sedimentos son sepultados a gran profundidad y junto con los eventos tectónicos dan como resultado el aumento en la temperatura y presión. El kerógeno produce aceite y/o gas en función de la temperatura y el tipo de materia orgánica, más tarde se obtendrá gas húmedo y condensado; tanto el aceite como el condensado pueden ir acompañados de una cantidad considerable de metano.

Metagénesis: es la tercera y última etapa de transformación de la materia orgánica, es también considerada como la más importante para la generación de gas, durante este proceso los minerales experimentan una transformación con temperaturas muy altas, entre 200 y 250°C. Las rocas con altos contenidos de materia orgánica, sufren bajo estas condiciones de temperatura la metagénesis de la materia orgánica; en este estado los componentes generados son solamente metano y carbono residual.

Kerógeno.

El material orgánico que queda sepultado expulsa el agua durante el proceso de compactación, los componentes orgánicos más complejos como las proteínas son reducidos o convertidos en compuestos más simples como aminoácidos o hidratos de carbono, los cuales tienen la capacidad de formar compuestos más grandes mediante su combinación; a las estructuras más complejas recién formadas se les conoce como Kerógeno, el cual consiste en moléculas muy grandes que son un tipo de polímero, cuando estas moléculas son sometidas a suficiente tiempo y temperatura estas moléculas se romperán para formar moléculas más pequeñas, que componen el petróleo, el Kerógeno puede tener una amplia gama de componentes que dependen de la composición orgánica original, de acuerdo con ello se puede clasificar en los siguientes tres tipos principales.

Kerógeno Tipo I (Sapropelico): se forma a partir de material orgánico con un alto contenido de lípidos con cadenas alifáticas largas, se compone de algas planctónicas, así como de restos de animales que han sido degradados después de su deposición, el material sapropelico tiene una gran relación de hidrógeno-carbono,

este tipo de kerógeno contiene poco oxígeno además proporcionara principalmente petróleo con una menor fracción de gas.

Kerógeno tipo II: es una mezcla mecánica y químicamente compleja de algas y otros organismos marinos así como restos vegetales; la composición varía considerablemente dependiendo de los materiales precursores iniciales, de nuevo pueden estar vinculados a facies deposicionales. Este tipo de kerógeno es la fuente más común de aceite con gas asociado.

Kerógeno tipo III (Húmico): se deriva de la materia orgánica de las plantas terrestres, como la lignina y celulosa, a través del efecto de la temperatura, este kerógeno genera abundante agua, CO₂ y metano (CH₄); el carbono contenido en este tipo de kerógeno genera en mayor parte gas, aunque también puede generar un poco de aceite (Bjorlykke, 2010).

2.1 Formación de acumulaciones de Hidratos de Gas.

En el lecho marino se acumula la materia orgánica, en los primeros centímetros de sedimentos, estos son atacados por bacterias aerobias que generan dióxido de carbono, el cual se dispersa en el agua. En esta zona las bacterias aerobias reducen los sulfatos en sulfuros si la velocidad de sedimentación es baja; el contenido de carbón orgánico es bajo (menos del 1%), el oxígeno es abundante y las bacterias anaerobias consumen la mayor parte de la materia orgánica de los sedimentos.

Donde las tasas de sedimentación y el contenido de carbón orgánico son altos, las aguas intersticiales de los sedimentos anóxicos pueden encontrarse a profundidades de unos pocos centímetros, donde el metano es producido por bacterias anaerobias. Debajo de la zona de los sólidos clatratos, grandes volúmenes de metano pueden producirse en forma de burbujas de gas libre en los sedimentos (Matsumoto 1996; Dockens 1997).

El metano es una parte importante del ciclo natural del carbono, pero queda mucho por conocer acerca de los procesos que conducen a la generación de metano, el transporte y las transformaciones dentro de los sedimentos (Hovland, Judd 1998).

Después de la generación, el metano que se encuentra en los sedimentos, es transportado a través de la circulación del agua intersticial como gas disuelto, gas libre o por difusión molecular. Durante el ascenso, las moléculas del metano alcanzan condiciones favorables para la formación de hidratos; los cuales se forman dentro de los espacios porosos de los sedimentos en presencia de moléculas de agua. Por lo tanto, la formación del metano biogénico (por la descomposición de materia orgánica a través de bacterias), puede ocurrir in situ por debajo de la zona de estabilidad de los hidratos; por otro lado, la formación de metano termogénico (en condiciones de presión y temperatura más elevadas en las profundidades del mar, o por fugas del gas de los yacimientos de petróleo), se forma por debajo de la zona de estabilidad de los hidratos. Las técnicas geoquímicas son las que proporcionan información para identificar el origen biogénico o termogénico del metano. Los hidratos de metano llenan progresivamente los espacios porosos de las fracturas dando lugar a depósitos diseminados o vetas.

Las condiciones de presión y temperatura para la estabilidad de los hidratos de metano, dependerá de la composición del gas, la presencia de sales y otros componentes en el agua del mar. Generalmente se considera que la red cristalina de agua debe estar completamente saturada de gas metano, para que se dé la formación natural de los hidratos de metano. Esta condición puede cumplirse mediante (1) el suministro de grandes cantidades de materia orgánica para su descomposición, que generen una gran cantidad de sedimentos metanogénicos; o (2) el flujo de grandes cantidades de metano liberado de zonas de falla, diapiros o el movimiento de lodo.

Bajo las condiciones adecuadas de presión y temperatura se pueden formar acumulaciones importantes de hidratos, siempre y cuando existan las cantidades adecuadas de agua y metano proveniente de la biogénesis o termogénesis, gas que a su vez es atrapado por el agua que se congela dentro del espacio poroso de

los sedimentos, para dar paso a la formación de hidratos, pero todavía no se sabe cómo el metano queda atrapado en el hielo, no se tiene un conocimiento totalmente fundamentado de las condiciones que favorecen la formación de los mayores volúmenes de hidratos de metano, cabe destacar que existen otros componentes que están estrechamente relacionados con la formación de los clatratos, como pueden ser los gradientes hidrotermales, geotermales, hidrostáticos, geotérmicos, así como la composición y cantidad de gas disponible, además de las características físicas y químicas del agua, entre otras (Kumar Takur, 2011).

Para poder evaluar el volumen probable de hidratos que existen en una zona, así como su potencial como recurso energético, se debe conocer la distribución que guardan los hidratos dentro de los sedimentos, así como las propiedades mecánicas de las formaciones en que se encuentran. Los hidratos sirven como cementante en la matriz del sedimento, esto también ocurre en el espacio intersticial, sin afectar en forma significativa la rigidez del sedimento, en este caso el hidrato sólido ocupa el lugar del agua líquida en el espacio intersticial, lo que tiene como consecuencia que los procesos diagenéticos de cementación y consolidación mineral se inhiban en gran proporción.

Las anomalías del contenido de cloruro en el agua intersticial, la caída de la temperatura del núcleo, así como los hidratos de gas visibles confirman la buena interconexión y la alta saturación de los espacios porosos con hidratos. En general la saturación de hidratos son superiores a 60% a lo largo de la mayoría de las capas de arena que los contienen y en algunas partes hay cerca de 100% de saturación en los poros (Demirbas, 2010).

En los sedimentos fangosos como limos y arcillas se ha documentado que existe un bajo contenido de hidratos de gas, además de bajas concentraciones de estos mismos, dadas sus características petrofísicas al tener porosidad sub capilar.

Se considera que existen acumulaciones de gran volumen en el este, oeste y del Golfo de México, Costa de los EE.UU., así como en alta mar de Japón, India, China y en las proximidades otros países importantes consumidores de energía. En un principio se estimó que las reservas de gas son 10,000 veces más grandes que las

reservas de gas convencional global, sin embargo, las estimaciones más recientes son más pequeñas, aunque existen grandes incertidumbres.

2.2.1 Formas en que se encuentran los hidratos.

Hay diferentes formas en que se encuentra hidrato en el subsuelo, principalmente esta en los espacios porosos primarios, secundarios y como relleno en las fracturas de los sedimentos (Sloan 1998). Estudios teóricos sugieren que la acumulación de hidratos está afectada directamente por la tasa de depositación de sedimentos, la naturaleza de los sedimentos huésped y también por disponibilidad de los elementos necesarios para su formación (Kumar Takur, 2011). Existe una clasificación para los hidratos en el medio poroso, teniendo en cuenta la forma en que estos se presentan, esta clasificación está basada en evidencias reales de los hidratos extraídos alrededor del mundo, junto con investigaciones realizadas en el Departamento de Energía de los Estados Unidos, los hidratos pueden encontrarse como cemento diseminado, nódulos, vetas y en capas masivas, como se observa de manera esquemática en la figura 3.1.

Cemento diseminado: estos ocurren cuando el tamaño de la inclusión, es decir, el tamaño del cristal, no excede el tamaño de los poros que forman el medio; se estima que posiblemente se formaron en el lugar de origen del gas, este tipo de acumulaciones han sido reportadas en áreas pertenecientes al Golfo de México.

Nódulos: se dice que los hidratos se encuentran depositados en forma de nódulos cuando el tamaño del cristal varía desde varios milímetros hasta algunos pocos centímetros, en este caso se produce la destrucción del espacio poroso, en el cual los hidratos pasan a actuar como material cementante.

Vetas: cuando existe fallamiento o fracturamiento y cuando ocurre un crecimiento adicional de los nódulos se generan acumulaciones de hidratos en forma de vetas que pueden llegar a tener decenas de centímetros de espesor y varios metros de ancho, estas acumulaciones pueden verse alternadas por capas de sedimentos.

Capas masivas: bajo condiciones adecuadas las acumulaciones de hidratos pueden formar grandes depósitos, que pueden llegar a tener varios metros de espesor y extenderse por cientos de metros; se considera que se forman a lo largo de una zona de falla, empujando los bloques hacia los lados. Hidratos de este tipo fueron recuperados por el Deep Sea Drilling Program, DSDP, en el Océano Pacífico, cerca de Guatemala (Sánchez Gil, 2008).

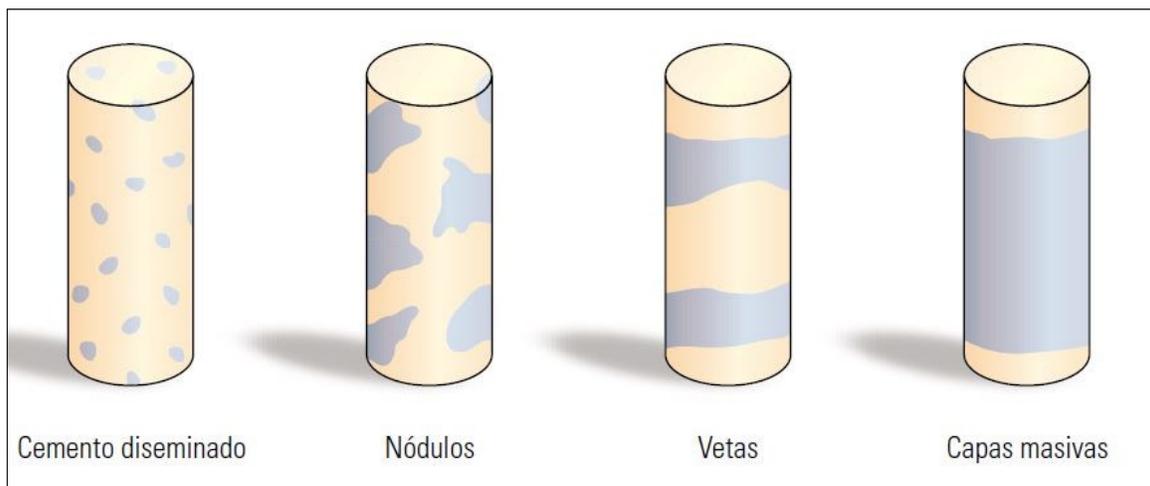


Figura 2.1, Formas en las que se encuentran los hidratos en diferentes condiciones geológicas (Oilfiel Review, 2000).

Los hidratos de gas suelen encontrarse naturalmente en 2 regiones, en las zonas árticas, dentro y debajo de la zona conocida como permafrost, y en las zonas marinas, sobre o debajo de las plataformas continentales a pocos cientos de metros del fondo marino en los taludes continentales, mares y océanos profundos. La estructura de los yacimientos, su importancia económica, así como la tecnología necesaria para su explotación pueden ser totalmente distintas en ambos casos (Dermibas, 2010).

Cerca del 98 % de los recursos de hidratos de gas que se conocen hasta el momento se concentran en las regiones marinas, es decir en los sedimentos

marinos y el 2 % restante se estima está en las masas terrestres polares, en la zona de permafrost.

De la Figura 2.2 podemos observar que las acumulaciones más significativas se encuentran en el talud norte de Alaska, en Estados Unidos; en Canadá, en el Golfo de México y en las áreas marinas de Japón, India, Corea del Sur y China.



Figura 2.2 Ubicación de acumulaciones de Hidratos a nivel Mundial, (Oilfield Review, 2000)

Como se muestra en la Figura 2.3, se tienen zonas donde está probada la existencia de hidratos y otras donde se infiere su presencia, de todas las acumulaciones que se conocen hasta el momento, aún falta por precisar la calidad y qué cantidades contienen los yacimientos inferidos, representados en color rojo; por otra parte, a pesar de su reciente descubrimiento y explotación, como recurso energético rentable, es evidente que se realiza investigación para lograr el desarrollo óptimo de este tipo de recurso.

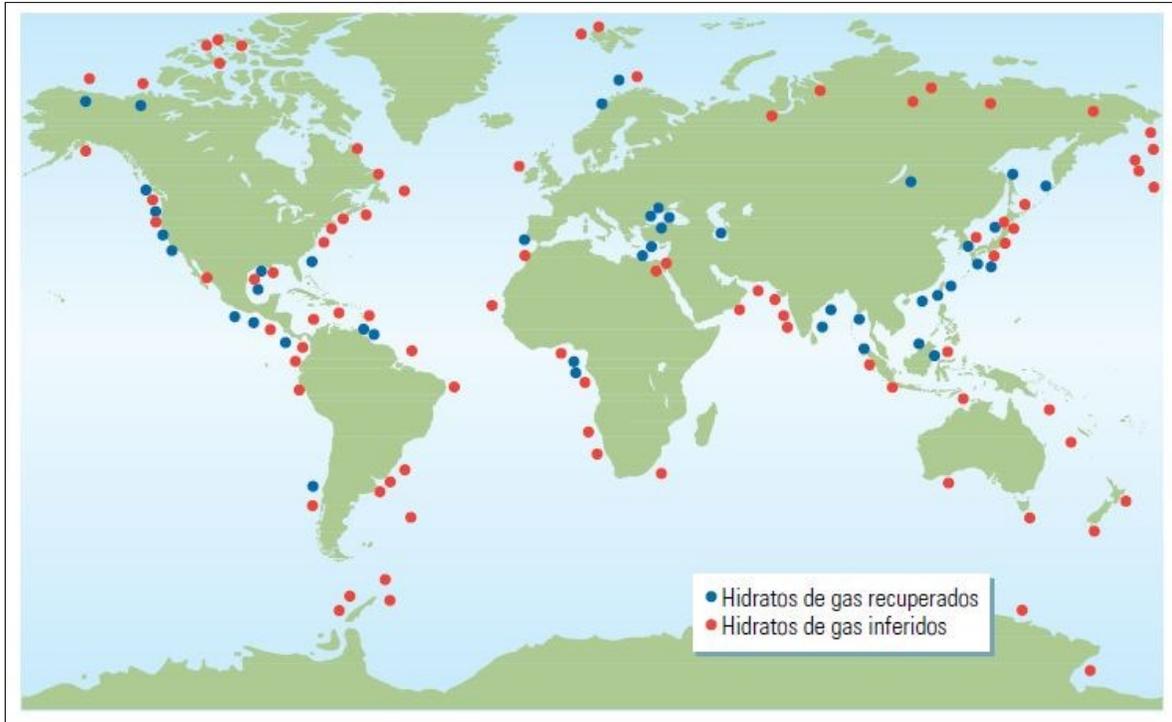


Figura 2.3 Ubicación de acumulaciones de hidratos recuperados y zonas inferidas alrededor del mundo, (Oilfiel Review, 2000)

Hasta el momento solo se han realizado trabajos de investigación en algunos de los muchos sitios donde se considera existen grandes acumulaciones de hidratos de metano, estos se encuentran documentados en la tabla 2.1, donde se indican los lugares donde hay evidencia de hidratos dentro de los océanos, mientras que en la en la tabla 2.2 se indican las localidades de hidratos sobre los continentes; en ambos casos se indica la evidencia que sustenta dicha existencia.

HIDRATOS EN LOS OCÉANOS

LOCALIZACIÓN	EVIDENCIA	REFERENCIA
Océano Pacífico de Panamá	BSR,	Shiple et al. (1979)
	Artículo	Krason & Ciesnik 1986a)
Trinchera de Costa Rica (Centroamérica)	BSR,	Shiple et al. (1979)
	Artículo	Finley & Krason (1986a)
Trinchera de Nicaragua (Centroamérica)	Muestras	Kvenvolden & McDonald (1985)
	Artículo	Finley & Krason (1986a)
Trinchera de Guatemala (Centroamérica)	BSR	Shiple et al. (1979)
	Muestras	Harrison & Curiale (1982)
	Muestras	Kvenvolden & McDonald (1985)
	Artículo	Finley & Krason (1986a)
Trinchera de México (Norteamérica)	BSR	Shiple et al. (1979)
	Artículo	Finley & Krason (1986a)
Cuenca Eel River de California	BSR	Field & Kvenvolden (1985)
	Artículo	Krason & Ciesnik 1986b)
	Muestras	Kennicut et al. (1989)
E. Aleutian Trinchera de Alaska	BSR	Kvenvolden & vonHeune (1985)
Beringian Margen de Alaska	BSR	Marlow et al. (1981)
	Artículo	Krason & Ciesnik 1987)
Trinchera de Alaska	BSR	McCarthy et al. (1984)
	Artículo	Krason & Ciesnik 1987)
Comedero Nankai en Japón	BSR	Aoki et al. (1983)
Comedero Timor en Australia	Gas	McKirdy and Cook (1980)
Comedero Hikurangi en Nueva Zelada	BSR	Katz (1981)
Margen Wilkes Land en Antartida	BSR	Kvenvolden et al. (1987)
Oeste del Mar Ross en Antartida	Gas	McIver (1975)
Trinchera Perú-Chile en Perú	BSR	Shepard (1979)
	Muestras	Kvenvolden & Kastner (1988)
Complejo Ridge Barbados en Barbado	BSR	Ladd et al. (1982)
Basamento Colombia en Panamá y Colombia	BSR	Shiple et al (1979)
	Artículo	Finley & Krason (1986b)
Oeste del Golfo de México en México	BSR	Shiple et al (1979)

		Hedberg (1980)
	Artículo	Krason et al. (1985)
Golfo de México en USA	Muestras	Brooks et al. (1984)
	Artículo	Brooks & Bryant (1985)
Blake Outer Ridge , Sureste de USA	BSR	Markl et al. (1970),
		Shipley et al. (1979)
		Dillon et al. (1980)
	Muestras	Kvenvolden & Barnard (1983)
	Artículo	krason & Ridley (1985a)
Rise Continental en Este de USA	BSR	Tucholke et al. (1977)
	Artículo	krason & Ridley (1985b)
Shelf Labrador en Newfoundland	BSR	Taylor et al. (1979)
	Artículo	Krason & Rudloff (1985)
Mar Beaufort en Alaska	BSR	Grantz et al. (1976)
Mar Beaufort en Canadá	Registro	Weaver & Stewart (1982)
Cuenca Svedrup en Canadá	Registro	Judge (1982)
Pendiente Continental Oeste de Noruega	BSR	Bugge et al. (1987)
Pendiente Continental Suroeste de África	Descensos	Summerhayes et al. (1979)
Margen Makran, Golfo de Omán	BSR	White (1979)
Mar Negro, Rusia	Muestras	Yefremova y Zhizhchenko (1972)
	Artículo	Ciesnik & Krason (1987)
Mar Caspio, Rusia	Muestras	Yefremova y Gritshina (1981)
Mar Okhotsk, Rusia	Muestras	Makogon (1988b)
Lago Baikal, Rusia	Muestras	Makogon (1988b)

Tabla 2.1 Localización de hidratos de gas en los océanos, modificada de Baltazar Montes 2002.

HIDRATOS EN LOS CONTINENTES

LOCALIZACIÓN	EVIDENCIA	REFERENCIA
Pendiente Norte, Alaska	Registros	Collett (1983)
	Muestras	Collett & Kvenvolden (1987)
	Artículo	Collett et al. (1988)
Delta Mackenzie, Canadá	Registros	Bily & Dick (1974)
Arctic Islands, Canadá	Registros	Davidson et al. (1978)
		Judge (1982)
Provincia Timan-Pechora, Rusia	Gas	Cherskiy et al. (1985)
Campo Messokayha, Rusia	Muestras	Makogon et al. (1972)
Cratón Siberiano Este, Rusia	Gas	Cherskiy et al. (1985)
Noreste de Siberia, Rusia	Gas	Cherskiy et al. (1985)
Kamchatka, Rusia	Gas	Cherskiy et al. (1985)

Tabla 2.2 Localización de hidratos de gas en los continentes (modificada Baltazar Montes 2002)

2.3.1 Hidratos del Ártico.

Los hidratos de gas se encuentran en el permafrost, se ubican en distintos lugares como son: Sector Norte de Alaska, en el Ártico canadiense, y en el norte de Siberia. Los hidratos que se tienen en el ártico representan un alto potencial de convertirse en fuentes económicamente rentables de gas natural, debido a que se encuentran en zonas relativamente cercanas a donde se tienen yacimientos de gas convencionales, por lo que hay infraestructura para su transporte. En Alaska se encuentran las mayores acumulaciones documentadas, como es el caso de la zona del Río Prudhoe Bay-Kuparuk, que contiene aproximadamente 30 billones de pies

cúbicos de gas natural, cerca de dos veces el volumen de gas convencional seleccionado en el campo Prudhoe Bay (Collett 2002). La cercanía que existe con la infraestructura altamente desarrollada del yacimiento Prudhoe Bay hace que la acumulación del Río-Kuparuk sea particularmente atractiva. Uno de los obstáculos principales para el desarrollo de este campo es la falta de métodos validados para la producción económicamente viable de gas natural a partir de hidratos (Demirbas, 2010).

Algunas de las acumulaciones de hidratos del Ártico se presume se encuentran en secuencias que tienen buena porosidad y saturación de gas, ya que se encuentran principalmente en las arenas gruesas que presentan alta permeabilidad intrínseca, que puede proporcionar una barrera de baja permeabilidad a la fuga de gas durante la extracción. Los factores antes mencionados son favorables para la producción de gas natural a partir de hidratos de metano en las regiones polares.

Uno claro ejemplo de un campo en que se ha atribuido producción de gas natural es el campo de los hidratos de gas Messoyakha, en Siberia Occidental.

Los hidratos formados en las zonas de permafrost están contenidos normalmente dentro de estructuras geológicas estables, por lo cual no representan un riesgo, a menos de que existan factores externos que alteren su estabilidad, por lo tanto tienen el mismo potencial de contaminación que el de un yacimiento de gas convencional, que puede o no estar asociado con aceite subyacente.

2.3.2 Hidratos en regiones Marinas.

Los hidratos que se encuentran en los sedimentos marinos, no consolidados, o poco compactos se ubican entre unos 150 metros y 750 metros por debajo del lecho marino; a diferencia de las trampas de los yacimientos convencionales que se encuentran en la mayoría de los casos a mayor profundidad y en materiales compactos (rocas sedimentarias). En el caso de los hidratos esto se debe a que el

anfitrión es estructuralmente material no compacto, por lo tanto se debe prestar especial atención a la naturaleza cambiante, y características del material que lo contiene y en las relaciones de yacimientos como la recuperación de gas. Por lo tanto, tiene poco potencial para contaminación, excepto para añadir gas de efecto invernadero a la atmósfera, si el gas natural no se disuelve en el mar. Existe un riesgo ambiental si el venteo de gas natural es muy grande y ocurre en aguas poco profundas, ya que puede llegar a la atmósfera directamente (D. Max, 2006).

Con sus abundantes manifestaciones de gas en aguas profundas, el Golfo de México es probablemente la provincia marítima más prometedora de hidratos de gas en aguas de EE.UU y México. Sin embargo, no ha habido ninguna actividad de exploración de hidratos con fines comerciales en este lugar.

2.4 Zona de Estabilidad de los Hidratos.

Normalmente los yacimientos de hidratos de gas existen a profundidades menores a 1,000 m, en contraste con los yacimientos de hidrocarburos convencionales que suelen encontrarse a mayores profundidades, generalmente a partir de 1,000 m.

Las zonas de estabilidad del hidrato de gas, en ambientes marinos y del Ártico se ilustran de manera gráfica en las Figuras 2.4 y 2.5.

La línea continua (verde) describe las combinaciones de temperatura y presión bajo las cuales un hidrato de gas es estable. Para todas las combinaciones de temperatura y presión a la izquierda de este límite de fases, es decir, temperaturas más frías y / o presiones mayores, el hidrato de gas se mantendrá estable. El límite exacto depende del tipo de hidrato de gas (SI, SII o SH). Se sabe que debajo de la superficie de la Tierra y del fondo marino la temperatura aumenta conforme aumenta la profundidad, este gradiente geotérmico se muestra en la Figura 2.4 como líneas discontinuas. A medida que se alcanza una mayor profundidad, el perfil de temperatura eventualmente se cruza con el límite de la zona de estabilidad del hidrato de gas y por lo tanto define la profundidad inferior en el que el hidrato de gas puede formarse de manera natural, lo que se conoce como la base de la zona de

estabilidad del hidrato de gas. Por lo contrario, conforme se desplaza a menor profundidad, por debajo de la superficie del suelo o bajo el lecho marino la presión disminuye. Eventualmente, la presión disminuye hasta el punto en el que el hidrato de gas no puede permanecer estable a la temperatura predominante. La intersección del gradiente geotérmico y la curva de fase determinan la estabilidad de la parte superior de la capa de hidrato de gas.

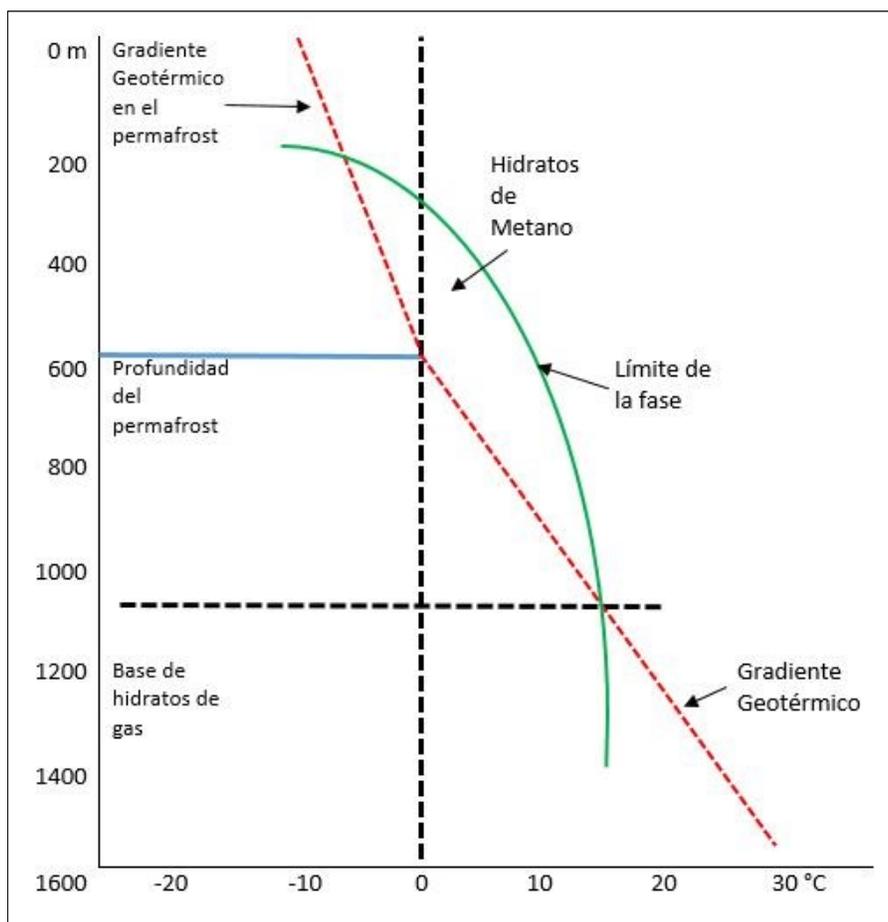


Figura 2.4 zona de estabilidad de hidratos en ambientes permafrost. Modificada de (Energy from Gas Hydrates, 2008).

Esto puede ocurrir en ambientes marinos dentro de la columna de agua en sí, como en el ejemplo ilustrado en la figura 2.5. Cuando el hidrato de gas es abundante, puede producirse en la columna de agua, en este caso es probable que flote a una

profundidad en la que ya no es estable y se llegue a disociar ("fusión"). La parte superior de la zona efectiva de hidrato de gas en estos casos, es el propio fondo marino. La profundidad y el espesor de la zona de estabilidad del hidrato de gas puede ser calculada con la información sobre la temperatura del subsuelo y las condiciones de presión, junto con el conocimiento de la composición de los gases incluidos dentro del hidrato de gas.

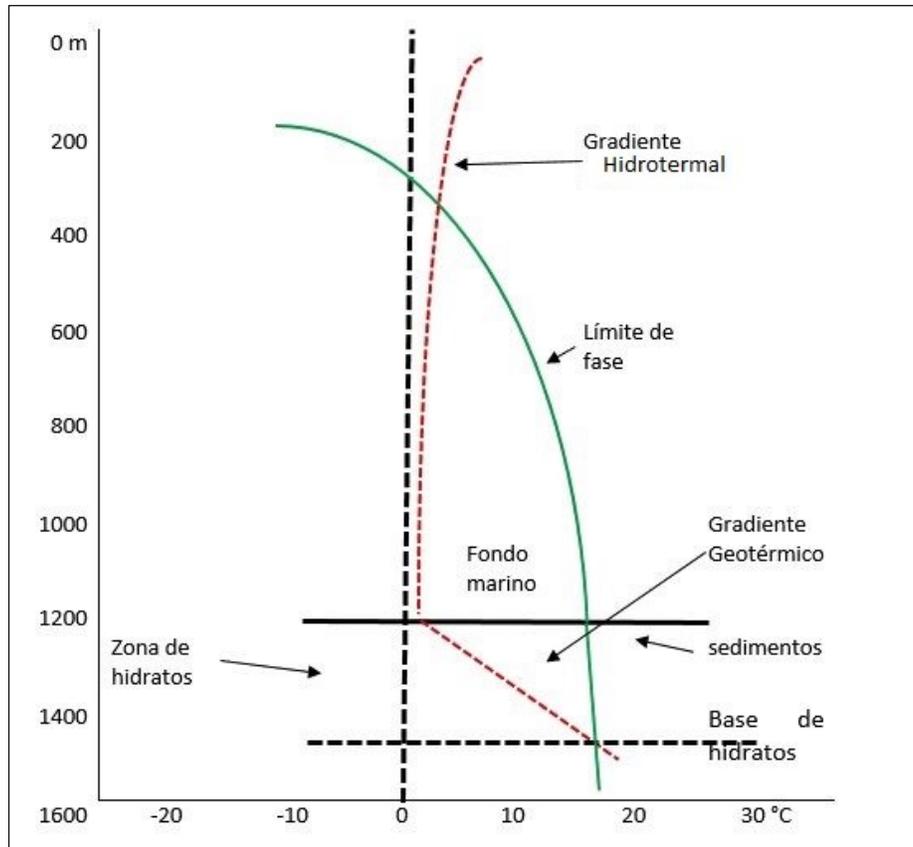


Figura 2.5 zona de estabilidad de hidratos en ambientes marinos. Modificada de (Energy from Gas Hydrates, 2008).

2.4.1 Estabilidad en Regiones Permafrost.

En la gráfica mostrada en la Figura 2.4, la zona potencial de estabilidad del hidrato tiene aproximadamente 890 m de espesor, suponiendo un gradiente hidrostático la zona de estabilidad se puede calcular de la siguiente manera: se proyecta el perfil

de temperatura por debajo de la superficie a una supuesta base del permafrost de alrededor de 600 m, para este ejemplo el perfil de temperatura corta la curva de estabilidad de hidratos en 200 m aproximadamente, marcando lo cual supone el límite superior de la zona de estabilidad, el gradiente geotérmico es proyectado desde la base del permafrost alrededor de los 600 m hasta donde se intersectan nuevamente con la curva de estabilidad; en lo que se conoce como base de la zona de estabilidad, que se encuentra cercana a los 1,090 m de profundidad en este ejemplo. La zona de la estabilidad por lo tanto se encuentra entre 200 m y 1,090 m, lo cual lo hace sobre 890 m de espesor en este ejemplo.

2.4.2 Estabilidad en Ambientes Marinos profundos.

Considerando la figura 2.5, el hidrato de metano sería estable por debajo de los 400 m aproximadamente, pero como la profundidad del agua es de 1,200 m, el hidrato de gas se puede encontrar en o por debajo del fondo marino, a 1,200 m de profundidad. La zona de la estabilidad se extendería a una profundidad de alrededor de 1.500 m, o 300 m por debajo del fondo del mar, donde el gradiente geotérmico intersecta la curva de estabilidad de los hidratos de metano curva de estabilidad.

En la práctica, la determinación de la zona de estabilidad del hidrato de gas es más compleja que las descripciones esquemáticas sugeridas en estos ejemplos. El límite de la fase real (las líneas sólidas curvadas de la figura 2.4 y 2.5) también depende de la salinidad del agua de los poros y la composición del gas (Sloan y Koh, 2007). Las sales quedan excluidas de la estructura cristalina, pero pueden cambiar la presión equilibrio del hidrato gas de la de formación de hidratos a valores más altos, a una temperatura dada (inhibición de la formación de hidratos de gas). Como resultado, el límite de fase en la Figura 3,5 se desplazaría a la izquierda. El grado de inhibición depende del tipo de sales presentes y su concentración.

2.4.3 Otros factores que afectan la estabilidad en los hidratos.

Disociación de Hidratos

El término disociación puede ser definido como un proceso de dos pasos en los que se rompe la estructura cristalina que encierra al gas seguido por el movimiento físico de las moléculas del gas en el agua circundante. Esto ocurre con el aumento de la temperatura y / o la disminución de la presión en la zonas de hidratos de tal forma que ya no son estables. Para que se lleve a cabo el proceso de disociación es necesario un aporte de energía térmica, la cual será capaz de romper la estructura cristalina y liberar al gas. La energía necesaria para disociar un hidrato es la misma que se requiere para formarlos, solo que de signo contrario (Max y Holman, 2003).

Disolución de Hidratos

A pesar de que un hidrato se encuentre dentro de la llamada zona de estabilidad de hidratos este puede desvanecerse o diluirse, cuando la solubilidad de la molécula huésped sea mayor, la velocidad de disolución será mayor en el hidrato. Como en la mayoría de los hidratos que se forman en el fondo marino, predomina el metano como gas huésped, se vuelve indispensable conocer la solubilidad del mismo, como la solubilidad del metano en agua aumenta con la disminución de la temperatura y el aumento en la presión cuando el hidrato aún no está presente. Cuando el hidrato se encuentra presente la solubilidad del gas de formación del hidrato disminuye de la misma forma que la temperatura lo hace.

Si la temperatura de un sistema que contiene hidratos de gas de formación, y el agua se incrementa, incluso dentro de la zona de estabilidad del hidrato, el hidrato comenzará a disolverse debido a la mayor solubilidad del gas (Subramanian y Sloan, 2002).

Dependiendo de la cantidad de hidrocarburos superiores, las condiciones reales podrían favorecer el desarrollo de hidratos de tipo SII o hidratos de SH, que son estables a temperaturas más altas y por lo tanto se podría extender a mayores

profundidades que el hidrato de metano SI. El ambiente geológico es también un factor importante. Por ejemplo, la arena de alta porosidad aumenta la probabilidad de encontrar altas concentraciones de hidrato de gas. Las arcillas de baja permeabilidad, por otro lado, disminuyen el potencial desarrollo de concentraciones masivas de hidrato de gas. Los sistemas de fracturas también pueden albergar grandes cantidades de hidratos de gas, como se ve en las chimeneas frías y yacimientos naturalmente fracturados.

Es cada vez más aceptado que un yacimiento de hidratos de gas requiere la presencia de todos los componentes de un sistema de petróleo, es decir, de un sistema considerado como convencional (fuente, la migración, el depósito, la trampa y sello) además de la presencia de una zona de estabilidad de los hidratos de metano, la cual debe disponer de agua y metano en las condiciones que se mencionaron con anterioridad. Algunos otros investigadores también consideran que el hidrato de gas puede formar parte del sello de un sistema petrolero convencional.

Los hidratos de gas no solamente existen en las condiciones de aguas frías y profundas y de altas presiones de los fondos marinos. En el golfo de México se ha observado la presencia de hidratos en aguas poco profundas, con temperaturas desde 20° C, hasta más de 2000 metros de profundidad.

Uno de los factores más importantes para que los hidratos puedan subsistir a condiciones distintas de las naturales, es la composición química de los gases que se alojaran dentro del clatrato, ello juega un papel importante en la estabilidad de éstos. Por ejemplo, un porcentaje de etano permite la existencia de hidratos a más baja presión y mayor temperatura que los hidratos que contienen solamente metano. Con 10% de etano en la mezcla de gas, los hidratos son estables a 6 atmósferas de presión (aproximadamente 60 metros de columna de agua) y 6° C de temperatura, mientras que los hidratos de metano puro son estables solamente a presiones sobre 40 atmósferas (aproximadamente 400 metros de columna de agua), (González Pacheco, s/f).

Los Hidratos de gas como se mencionó anteriormente se formaran y podrán ser considerados como un recurso energético cuando exista la combinación correcta de temperatura, presión, además de las cantidades necesarias de agua y gas. La zona de estabilidad es el intervalo en el que dichas combinaciones se presentan, donde los elementos que conforman al hidrato permanecen en equilibrio, es decir, son los límites superiores e inferiores que existen antes de que el hidrato se disocie o se diluya.

2.4.3.1 Salinidad

Como ya se mencionó, otra variable a considerar en la estabilidad de los hidratos de gas es la salinidad del agua, ya que la salinidad tiene un gran efecto que se ve reflejado en la formación o no de los clatratos, generalmente la sal se puede considerar como un inhibidor para la formación de clatratos, por ejemplo, para evitar la formación de hidratos dentro de las tuberías de producción se utilizan inhibidores salinos, donde la sal tiene la propiedad de hacer que disminuya la temperatura de formación del cristal. Así la zona de estabilidad de los hidratos de metano en los fondos oceánicos existirá siempre y cuando la línea de estabilidad del hidrato quede por debajo del gradiente geotérmico, lo cual puede ocurrir tanto en los sedimentos como en parte del océano.

2.4.3.2 Composición del Gas

Además de la salinidad la formación de clatratos se ve fuertemente afectada por la composición de los gases huésped. Dependiendo de la composición química de los gases, la estabilidad de los hidratos puede variar, este fenómeno también se rige por condiciones geológicas que propicien la generación de este tipo de estructuras cristalinas. Anteriormente se mencionó que dados los diversos factores que intervienen en la formación de hidratos de gas, estos pueden formarse más allá de la zona de estabilidad, pero aún no se conoce la composición química exacta que

contienen los hidratos de gas formados a mayores profundidades que las naturales. Para cuantificar reservas de los hidratos se evalúa teniendo en cuenta que el principal gas contenido en ello es el gas metano.

Se sabe de algunos experimentos de laboratorio que los hidratos de metano son estables hasta 30 °C a presiones de alrededor de 86 MPa dentro de los límites de las operaciones petroleras normales (Carroll 2003). También existen dentro de la naturaleza gases superiores e inferiores que contiene trazas de muchos otros que aún no han sido cuantificados con total precisión, pero se ha demostrado que todos ellos pueden ser atrapados dentro de las estructuras cristalinas, para formar hidratos en los que el principal huésped no es el metano, en consecuencia se formará a distintas condiciones que este, dependiendo de los gases que se encuentre alojados y de su composición química, como se observa en la figura 2.6, donde se muestra de manera esquemática el diagrama de fases para diferentes gases, se observa que a diferencia del metano la mayoría de los gases requieren de presiones más bajas y de temperaturas más altas para formar hidratos, por otra parte el nitrógeno requiere presiones muy altas para formar un hidrato estable.

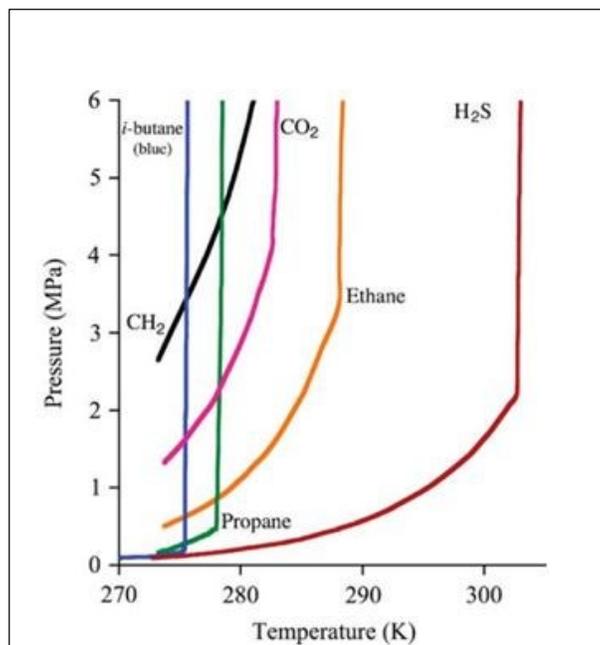


Figura 2.6 Diagrama de fase de distintos tipos de gases contenidos en los hidratos, tomada de Exploration of Gas Hydrates, 2011.

Si los hidratos se forman dentro de la columna de agua los clatratos caerán al suelo marino, siempre y cuando su densidad sea mayor que la del agua, puesto que la densidad de los hidratos dependerá de la estructura cristalina, los gases huéspedes y la temperatura (Pereira & Angeles, 2004).

Capítulo 3 Exploración de yacimientos de hidratos.

3.1 Aspectos generales.

De forma general, la exploración de yacimientos de hidratos de gas debería ser en esencia similar a la búsqueda de yacimientos de gas o aceite convencionales. La evaluación de recursos prospectivos de hidratos de gas comercial comienza con la valoración de los componentes básicos como en cualquier pronóstico de reservas de gas natural, en este caso, no convencional. Estos componentes incluyen la geología regional (marco tectónico, la historia estructural, sedimentología, ambientes sedimentarios y estratigrafía), también es necesario identificar la fuente de hidrocarburos, la porosidad y la permeabilidad del yacimiento, así como la litología y la geometría de los cuerpos donde se encuentra almacenado el recurso.

Los principios básicos de la geología de hidrocarburos también se aplican a la formación de depósitos de hidratos; en los que el gas se produce en una roca madre y migra a una zona de acumulación donde queda confinado por las características físico-químicas de esta para su posterior descubrimiento (exploración) y explotación, en caso de ser rentable económicamente hablando.

Los principios básicos de exploración, y la tecnología involucrada en el desarrollo de yacimientos de hidratos se aplicaran como a cualquier otro yacimiento, con la condición de que los elementos antes mencionados para el desarrollo del campo de hidratos, se deben diseñar para un yacimiento donde los fluidos a recuperar se encuentran en un estado sólido, es decir, como si fuera un mineral cristalino, es algo similar a un yacimiento de gas convencional hasta el momento en que el gas entra a la tubería de producción.

Los métodos de evaluación fundamentales para la caracterización y valoración hidrato se encuentran todavía en la etapa de prueba.

Los indicadores de hidratos se pueden observar en los registros geofísicos, y sobre todo con la sísmica de reflexión.

La zona Ridge ubicada frente a la costa sureste de EE.UU., es un sitio en el que se ha realizado la investigación científica, este lugar fue elegido originalmente por razones científicas, históricas y por las características tectónicas del área, con el interés de conocer más sobre la sedimentación y en el moderno ambiente de depósito de un segmento de la Dorsal Blake (D. Max, 2006).

Pese a las similitudes que existen con la exploración de hidrocarburos convencionales, a partir de la década de los 80's algunos países desarrollados que ven en los hidratos una fuente sustentable de recursos energéticos para el futuro, han empezado a desarrollar tecnologías especializadas, dado las características especiales y complejidad en su formación y estructura de estos contenedores de gas natural congelado; en este apartado se describirá de manera general algunas evidencias de la presencia de hidratos, así como los métodos y metodologías utilizadas para su localización.

3.2 Indicadores Geológicos de la presencia de hidratos marinos.

En un principio, los estudios realizados para localizar yacimientos de hidratos de metano utilizaron métodos geofísicos (indirectos), con la finalidad de adquirir datos, inicialmente para conocer las características de los yacimientos y a partir de ello generar criterios que permitan calcular valores aproximados de reservas, y en consecuencia conocer la geometría de los depósitos (Hernández Vite, 2009).

Las grandes acumulaciones de gas presentan generalmente evidencias geológicas de su existencia, como pueden ser los montículos de hidratos y depresiones pockmark, entre otros.

Si la evidencias antes mencionadas anteriormente son observadas en el piso oceánico, pueden indicar la existencia de acumulaciones convencionales de gas o generación del mismo, dado lo cual se puede inferir que existen fluidos ricos en metano que migran y pueden llegar hasta el piso oceánico en su entorno, mediante conductos o fracturas en las áreas que contienen hidratos de gas.

Los cambios geológicos, tectónicos, los cambios de clima, así como las fluctuaciones del nivel del mar, modifican las condiciones de estabilidad de los hidratos de gas, lo que provocaría la disociación y la posterior liberación del metano encerrado en los clatratos hacia las partes superiores de los depósitos, en consecuencia generaría alguna de las anomalías antes mencionadas. El escape de gases a través de conductos se puede identificar en secciones sísmicas y en registros geofísicos de pozo. En estudios realizados tanto geológicos como geofísicos se han descubierto que las características de los fluidos y del gas liberado que se escapa pueden ser observadas mediante datos sísmicos.

3.2.1 Montículos de hidratos (Pockmarks).

El escape de gases y líquidos a través de fracturas y fallas en el fondo del mar pueden ser provocados por los montículos, que son el resultado de la expulsión de fluidos. Estos indicadores se encuentran enterrados y ocultos, o pueden ser ventilas activas de gas en el fondo marino. Los montículos indican una actividad continua de escape de gas por un largo tiempo.

Un ejemplo de un montículo se observa en el fondo del mar de la región de Nyegga, en Noruega como se muestra en la figura 3.1. La mayoría de estos tienen una topografía positiva y están cubiertos de forma parcial por bacterias que indican migración continua que representa el flujo de gas desde una mayor profundidad hacia la superficie.

Los montículos por lo general presentan corrosión en su superficie; que cubre a los sedimentos que contienen hidratos, esta es causada por la disociación de hidratos debajo de la superficie de estos. Se puede afirmar que este tipo de características geológicas se forman por la acumulación continua y progresiva de hidratos en los sedimentos marinos.

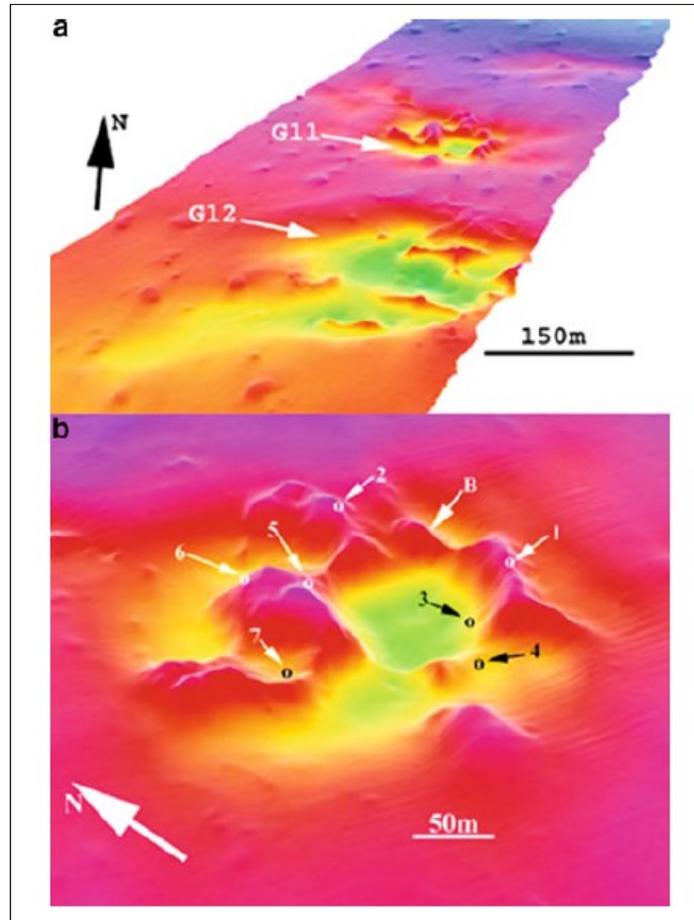


Figura 3.1. (a) Vista en perspectiva oblicua de la zona de estudio, vista desde el sur (sobre la base de ecosonda multihaz). Dos montículos se muestran: G11 y G12. El G11 mide aproximadamente 220 metros de diámetro y es aproximadamente 12 metros más profundo que el fondo del mar. (b) Vista similar, pero más cerca del montículo G11, donde los hidratos de gas fueron descubiertos. Las crestas en el montículo consisten en bloques de carbonato irregulares. Modificada de Hovland 2005.

3.2.2 Volcanes de Lodo.

A estas formaciones geológicas se les considera como uno de los indicadores geológicos más importantes de la migración de líquido o gas, desde el subsuelo hasta la superficie del fondo del mar, estas estructuras, se encuentran principalmente alrededor de las zonas de subducción y cinturones orogénicos (donde la tensión lateral de compresión tectónica es más grande). También se les conoce como volcán gas-aceite que transporta agua mezclada con lodo que se filtra hasta aparecer en la superficie del fondo oceánico.

Los volcanes de lodo se forman por líquidos y gases presurizados expulsados con lodo. Los volcanes de lodo están relacionados con hidratos de gas se encuentran en varios océanos profundos del mundo, un ejemplo de esto es el que reporta en las montañas de Anaximandro (Al este del mar mediterráneo, estudiado por Lykousis en 2009), que es mostrado en la Figura 3.2.

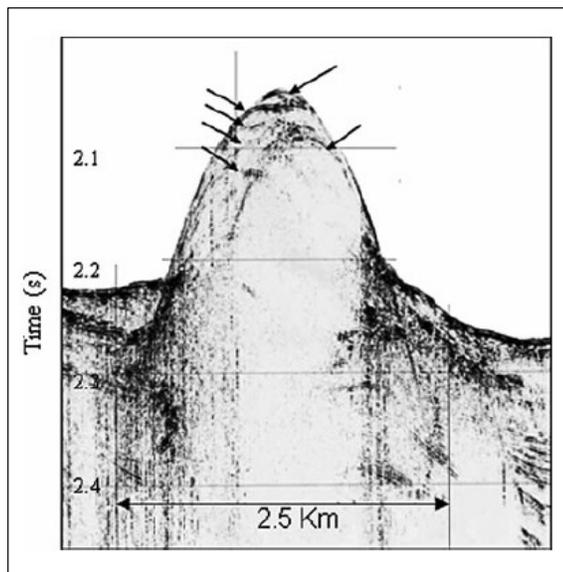


Figura 3.2. Datos sísmicos reales de un volcán de lodo observado en el este del mar mediterráneo.
Tomada de Lykousis 2009.

3.3 Evidencias Geoquímicas.

Durante el proceso de la formación de los hidratos de gas, iones como el Na^+ y el Cl son excluidos de la estructura del hidrato y solo las moléculas de agua cristalizan en la estructura de red cúbica. El agua intersticial (agua que ocupa los espacios entre las partículas de un sedimento) inicialmente es más salina durante el proceso de formación del hidrato.

Los procesos de advección y difusión son los responsables de eliminar el exceso de sal en el agua intersticial para restablecer la química del agua. En el caso de una formación rápida y reciente de los hidratos de gas este proceso es incompleto y se ha observado una clorinidad/salinidad alta del agua intersticial. Considerando datos medidos en el agua de mar, se sabe que el promedio de la clorinidad de esta es de aproximadamente 19.8% y debido a la tendencia de los hidratos de gas para formarse en el agua pura, la concentración de la salinidad en el hidrato de gas es muy baja, se encuentra en el rango de 3.5-0.5 %.

Durante la cristalización de los hidratos, las anomalías observadas de clorinidad/salinidad en la química del agua intersticial de los sedimentos nos dan una medida confiable para la identificación de los hidratos.

Estas irregularidades geoquímicas observadas en la composición química del agua de poro (intersticial) por primera vez se observó en Guatemala en una expedición en el año de 1979, donde se encontró que cantidades bajas de concentración de cloro en la zona de estabilidad de los hidratos de gas, con estas medidas se puede inferir la presencia de estos hidratos, incluso cuando la herramienta geofísica (BSR) no esté presente.

3.4 Evidencias Geofísicas

Si bien los hidratos de gas se han identificado con la perforación de pozos, su existencia en grandes áreas se revela de manera más eficiente por medio de los métodos acústicos usando perfiles de reflexión sísmica. Los hidratos de metano tienen un efecto muy fuerte en las reflexiones acústicas ya que tienen una velocidad acústica alta de aproximadamente 3.3 km/s, el doble que los sedimentos que se encuentran en el piso oceánico. Se estima que la velocidad del sonido en el hidrato puro es similar a la del hielo, pero aún no se tiene un valor exacto y probablemente dependa de la constitución química de los hidratos de metano. Esta velocidad acústica en una capa de hidrato de metano cementado también es alta, más alta que en un sedimento saturado de líquido.

El resultado del contacto, entre una capa rica en hidratos de metano y una capa saturada de gas libre, es un reflector sísmico prominente. Estos contrastes de velocidades acústicas ocurren en la base de la zona de hidratos y se les conoce como reflectores simuladores de fondo (BSR).

3.4.1 Reflectores Sísmicos

Los reflectores sísmicos o sísmica de reflexión son técnicas comúnmente utilizadas en la exploración petrolera para la detección de acumulaciones de hidrocarburos convencionales, aunque también se puede aplicar en la exploración de hidratos, estas técnicas consisten en monitorear los tiempos realizados por ondas elásticas generadas en superficie de manera artificial, y que llegan hasta el fondo marino, estas mediciones se pueden realizar con ayuda de sismógrafos, geófonos e hidrófonos. Todas estas mediciones tiene como objetivo generar un modelo del subsuelo, a partir de cuantificar los tiempos de retorno de cada onda. Los reflectores sísmicos marinos tienen como ventaja la posibilidad de obtener datos constantes a través de perfiles previamente determinados (Hernández Vite, 2009).

3.4.2 Reflector simulador de fondo (BSR).

Un indicador de reflexión sísmica primaria que puede identificar con mayor facilidad la presencia de hidratos es el reflector simulador de fondo (BSR), por sus siglas en inglés. El aumento de la velocidad de la onda de presión causada por la formación de hidratos afecta directamente a la respuesta sísmica de reflexión en los sedimentos, es decir, la velocidad que se obtiene en sedimentos que contienen hidratos se incrementa en gran medida a diferencia de un medio que solo contiene gas. Su principio básico de funcionamiento se basa en la simulación acústica del fondo marino y se origina debido a las discontinuidades que existen entre los sedimentos que contienen hidratos de gas, encima del BSR, de los que contienen solamente gas libre, debajo del BSR. Se puede identificar al BSR en las secciones sísmicas debido a que existe un cambio de polaridad con respecto a la reflexión del fondo marino, que es causado por un salto negativo de la impedancia acústica (Hernández Vite, 2009). Cuando se tienen hidratos en los sedimentos marinos estos actúan como cementantes de la matriz, aumentando de esta forma la velocidad sísmica del medio, en contraste con la velocidad de los sedimentos que solo contienen gas libre, como consecuencia se tiende a disminuir la velocidad en la onda P. Lo anterior genera una variación en las velocidades lo que da como resultado una variación de impedancias y por lo tanto una reflexión sísmica característica (Reyes Pimentel, 2011), conocida como Bottom Simulating Reflector, o BSR, como se observa de manera esquemática en la figura 3.3.

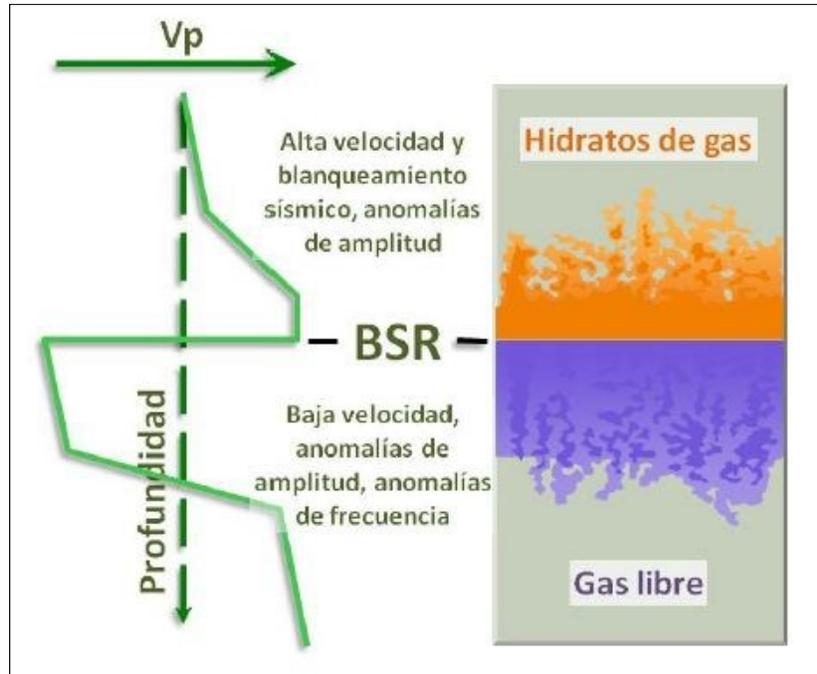


Figura 3.3 relación de velocidades de la onda P con respecto a sedimentos marinos que contienen hidratos de gas y sedimentos marinos que contienen solamente gas libre. Tomada de Caracterización sísmica de hidratos de metano y gas libre en el golfo de México, 2011.

Las acumulaciones de hidratos pueden existir a pesar de no existir BSR, cuando no existe una cantidad importante de gas libre, lo cual disminuye el contraste de impedancia acústica, o cuando la matriz del sedimento no es endurecida considerablemente por el hidrato y por lo tanto no existe una variación importante en la velocidad de onda. Algunos investigadores en Canadá han reportado haber identificado exitosamente zonas de hidratos marinos utilizando resonancia eléctrica remota en las áreas donde los BSR no eran visibles, por el contrario también se pueden generar BSR donde existan cantidades mínimas y un pequeño porcentaje de gas en el área de gas libre (Collet, 2000).

La formación de hidratos incorpora agua y reemplaza el líquido con hidrato sólido. Esto cambia la proporción de poros a volumen sólido de los sedimentos y altera el módulo de compresibilidad donde:

K es el módulo de sedimento grueso - la fuerza que se requiere para cambiar el volumen,

μ es el módulo de cizallamiento - la fuerza requerida para cambiar de forma,

ρ densidad, entonces:

$$Vp = \sqrt{\frac{K + 4\mu/3}{\rho}}$$

Como se mencionó con anterioridad el BSR es causado por el contraste o variación de impedancia acústica que existe entre los sedimentos que contienen y los que no contienen hidratos de gas. En el reflector BSR que aparece en la figura 3.4 se observa que atraviesa la estratificación y una falla, además representa la base de la zona de estabilidad de los hidratos, es decir, la profundidad y presión mínimas que requieren para formar un hidrato. La interfaz reflectora separa el material más rígido que se encuentra por encima del menos rígido, generando una reflexión sísmica de polaridad opuesta a la que existe en el piso oceánico. Las señales de gran amplitud que se observan en el lado derecho de la sección, podrían indicar la presencia de gas libre atrapado por debajo del hidrato.

Los indicadores de la zona de estabilidad se muestran en el mapa superpuesto, en color rojo.

Durante el programa JIP en 2009, científicos perforaron y registraron pozos en el área de Alaminos Canyon, Walker Ridge y Green Canyon, corroborando lo anteriormente expuesto.

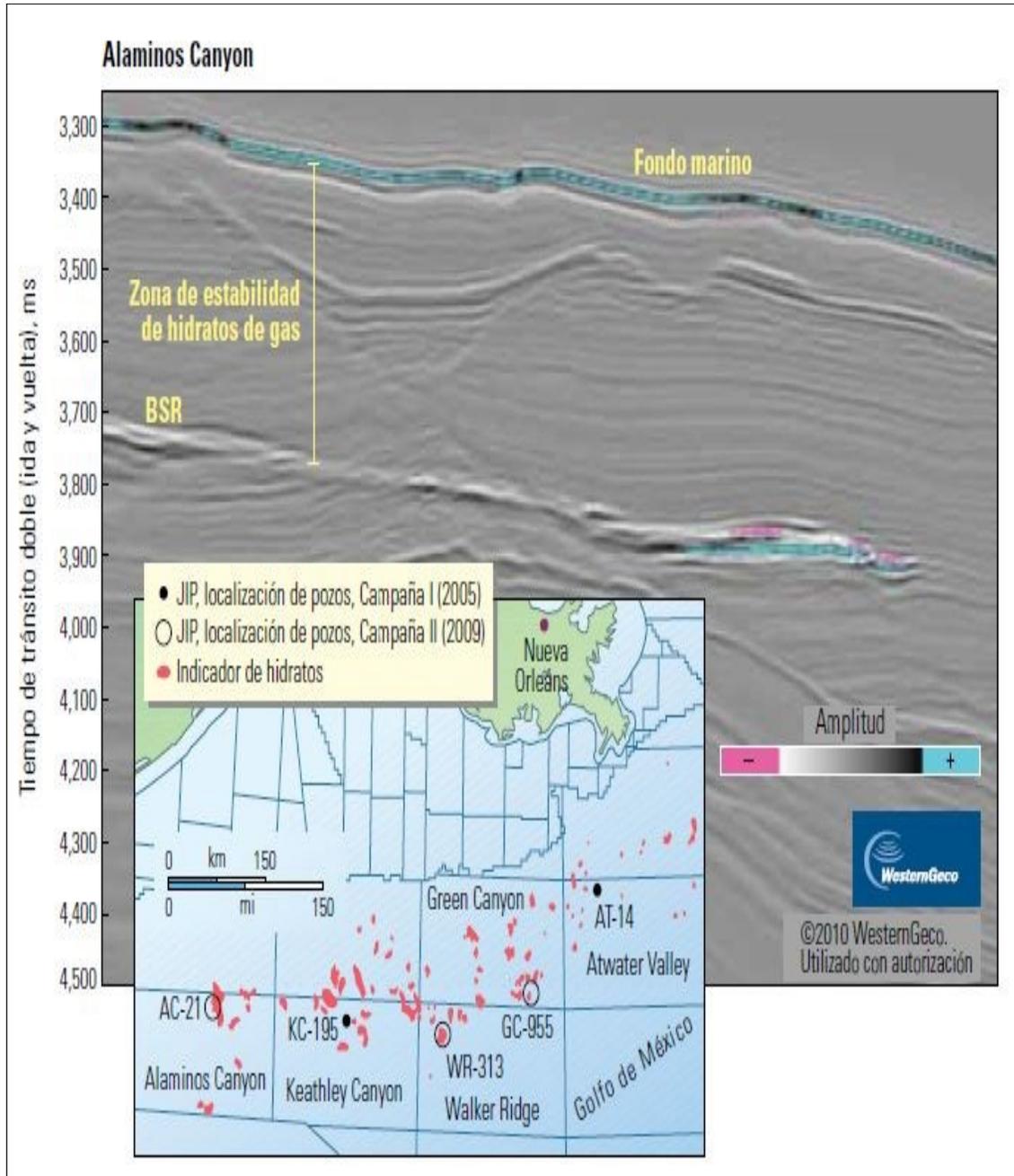


Fig. 3.4. Sección sísmica con un reflector simulador de fondo (BSR), del Golfo de México, Canyon of Alaminos, imagen tomada del artículo Desarrollo en Hidratos de Gas. Tomada de Ofield Review 2010.

3.5 Otros métodos Geofísicos para la detección de Hidratos de gas en ambientes marinos.

3.5.1 Imágenes acústicas.

El sistema de barrido lateral de sonar utiliza variaciones en la intensidad y en el tiempo de viaje de la energía acústica de retro dispersión, para producir imágenes acústicas del fondo marino. Estas imágenes son la principal herramienta para la identificación de las características del fondo marino formadas por gas y la ventilación de fluidos. Estas características incluyen montículos, volcanes de lodo y superficies irregulares, que se pueden identificar con los sistemas batimétricos de barrido lateral que son actualmente capaces de medir con gran precisión la topografía del fondo del mar (Miles, 2003) y puede proporcionar datos de fondo marino e incluso del sub-fondo marino. Estos sistemas se utilizan principalmente para la identificación de áreas de venteo en el fondo marino con presencia de gas natural, que por las condiciones del medio pueden formar acumulaciones de hidratos.

3.5.2 Identificación de la reducción del sulfato.

El hidrato a menudo se encuentra fuera de los sedimentos que se encuentran cerca del lecho marino, incluso en una forma dispersa, a causa de los efectos de la oxidación anaeróbica del metano producida por la reacción de sulfato considerando que en algunos sitios son abundantes las bacterias reductoras de sulfato que se alimentan del mismo en zonas donde se tienen hidratos en el piso oceánico. Los gradientes de sulfato suelen interpretarse como el resultado de un mayor flujo de metano y se han relacionado con la

abundancia de hidrato de subsuperficie en algunas regiones donde se ha realizado exploración de hidratos de gas (Pohlman et al 2004).

3.5.3 Flujo de calor-ventilación, características relacionadas con el fondo marino.

Los yacimientos de hidratos pueden inducir pequeñas variaciones en el flujo de calor, esto se debe debido a que la conductividad térmica es más alta en los sedimentos en que se producen, sobre todo cuando el efecto de desplazamiento de agua es considerable. Las mediciones detalladas de flujo de calor no pueden revelar directamente la ubicación de los sedimentos subyacentes ricos en hidratos, debido a que su distancia típica, por debajo del lecho marino, y por la falta de sensibilidad del método para distinguir un hidrato de una anomalía de flujo de calor causada por otros materiales, tales como tapones de sal. Sin embargo, pueden ser mapeadas donde existen altas anomalías de flujo de calor, que pueden indicar la ventilación del gas y líquidos derivados por debajo de la zona de estabilidad de hidratos de gas (GHSZ) por sus siglas en inglés.

Vanneste et al. (2002), Wood et al. (2004), y Hagen (2004) identifican el flujo de calor anormal cerca de las manifestaciones de gas en el fondo marino, donde las características físicas del medio son los indicadores de primer orden de gas natural subyacente. En la evacuación de metano, es casi seguro encontrarlo asociado con biohermos, ya que en esos sitios se tienen los nutrientes para la base de la cadena alimentaria. Henriot et al. (2001) encontraron montículos de carbonato que se asocian con la ventilación del fondo marino a lo largo de la vertiente oriental.

3.5.4 Métodos Electromagnéticos

Algunos métodos electromagnéticos que pueden ser utilizados en la identificación de las concentraciones de hidratos incluyen dominio de la frecuencia, la inducción, controlados magneto-telúricamente por una fuente de audio-frecuencia, además del dominio del tiempo (EM). EM es un método para mapear resistividad eléctrica, conductividad y campos de conductividad, lo que es de gran utilidad para la detección de capas de salmuera debajo de aceite en el espacio de poroso de los sedimentos (Duckworth y O'Neill, 1989).

El método Transitorio Electromagnético (TEM), es un tipo de estudio que se ha utilizado en conjunto con sísmica para caracterizar las resistividades en las proximidades de los posibles trampas de petróleo convencionales (Tarso et al., 2003), donde las resistividades de los fluidos en la trampa permiten diferenciar el agua del aceite. Estudios relacionados han identificado anomalías conductoras asociadas con halos de pirita de yacimientos de hidrocarburos que han sido producidos por la filtración de fluidos. El carácter eléctrico de los sedimentos del subsuelo está en gran medida relacionados con la porosidad y resistividad conductividad de los fluidos de los poros y los componentes de los sedimentos, debido a que la temperatura afecta a la respuesta, el modelado, es difícil en los sedimentos en los que existe una variación de gradientes geotérmicos como los que se tienen dónde existen hidratos. Estos métodos parecen ser de valor limitado en la exploración y caracterización de campos de hidratos cuando se usa como una técnica única, pero cuando se combinan con otras técnicas de exploración como la sísmica, proporcionan una mejor perspectiva de la estratigrafía del fondo marino.

3.6.1 Registros Geofísicos

Los registros geofísicos de pozo son técnicas geofísicas que se utilizan para medir las propiedades físicas de la subsuperficie y que a su vez nos indican las características de la formaciones alcanzadas por el pozo, en los registros se representa de manera gráfica las propiedades petrofísicas de la roca contra la profundidad, para ello hacen uso de herramientas especiales, las cuales son introducidas en el pozo con la finalidad de obtener valores de dichas propiedades, ya sea de forma directa o indirecta (Guillot Merchant, 2010).

En las regiones árticas el BSR raramente es visible, pero se tienen pozos perforados con fines de evaluar yacimientos convencionales, durante la exploración de hidratos en estas zonas se realiza con ayuda de registros geofísicos, como se hace en yacimientos convencionales. En los estudios de hidratos existen propiedades físicas del medio que tiene un especial interés y que son utilizadas para estimar la concentración de los hidratos, dentro de estas propiedades tenemos: la velocidad acústica, velocidad de corte, resistividad/conductividad eléctrica y la porosidad como se muestra en la figura 3.5.

Cabe destacar que un solo registro no es capaz de identificar zonas que contienen hidratos, puesto que varios estudios realizados revelan que para visualizar formaciones de hidratos es necesario utilizar una combinación de dos o más registros geofísicos, para obtener una mayor certidumbre de su existencia.

Estos recursos son observables gracias a las altas velocidades acústicas proporcionadas por el registro sónico, una alta resistividad obtenidas de registro eléctricos de pozos y una alta porosidad estimada mediante el

registro de neutrones, aunado, a esto una densidad relativamente baja debido a que el hielo tiene menor densidad que el agua (Baltazar Montes, 2002).

3.6.1.1 Rayos Gama

El registro de rayos gama es un registro radioactivo, se basa en el principio de que todas las formaciones geológicas contienen material radiactivo, producto de la desintegración natural de pequeñas cantidades de estos elementos radiactivos, los principales elementos radiactivos en la roca son el potasio, uranio y torio que tienden normalmente a concentrarse en arcillas y lutitas. La curva natural de rayos gama nos indica la diferencia de radioactividad entre formaciones que contienen elementos radioactivos de las que no los tienen, como pueden ser arenas, areniscas, calizas y dolomías.

De la curva de rayos gama podemos correlacionar e identificar la litología así como evaluar cuantitativamente la arcillosidad, evaluar la deposición de materiales radioactivos y correlacionar la profundidad entre otros.

Para la detección de hidratos el registro de rayos gama nos indica las secciones donde hay presencia de estratos de arenas, donde existe una mayor probabilidad de encontrar hidratos.

3.6.1.2 Resistividad.

La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al flujo de corriente eléctrica a través de ellas.

Este registro solo se pueden tomar en agujeros que contengan lodo o fluidos de control, de tal manera que se forme un medio conductor, el cual interconecta a un sistema de electrodos montados en una sonda que se ubica dentro del pozo, con la formación, los valores obtenidos por la sonda nos indican de forma indirecta la resistividad de la formación. El hidrato de gas como el hielo, actúan como un

aislante, que se oponen al paso de una corriente eléctrica, cuando existe presencia de hidratos de gas aumenta la resistividad de la roca, si se comparan zonas de gas con estratos saturados únicamente con agua se obtienen altas desviaciones en la resistividad que indicaran la presencia de hidratos en la zona. En 2009 Kumar presento un muy buen ejemplo de resistividad medida con registros de resistividad (Kumar Takur, 2011).

3.6.1.3 Sónico.

Este registro nos proporciona de forma indirecta la porosidad de la formación, para obtener este valor se envía todo un tren de ondas acústicas que viajan en diferentes frecuencias e intervalos de tiempo a través de la formación, de tal forma que se registren los tiempos de transito de estas ondas las cuales son directamente proporcionales a la porosidad con que cuenta la formación. Cuando estas ondas cruzan zonas que contienen hidratos, existe una disminución en el tiempo de tránsito en comparación con estratos que contienen agua o gas solamente. Sin embargo este registro no identifica hidratos de gas que se encuentren dentro de una sucesión de hielo en el permafrost, dado que el tiempo de transito de ondas en el hielo es similar al del hidrato de gas.

3.6.1.4 Neutrón

Este registro utiliza un bombardeo de neutrones hacia la formación o intervalo de interés, para cuantificar el espacio de poros en las formaciones permeables, mediante una sonda se emiten neutrones de alta energía que al encontrarse con núcleos del material contenido en la formación chocan elásticamente perdiendo parte de su energía, esta pérdida dependerá de la masa del núcleo con el cual impacten, la mayor pérdida ocurre cuando colisionan con hidrogeno , este tipo de

registro responde a la presencia de hidrogeno en la formación y nos proporciona valores aproximado del espacio poroso o el volumen de estos lleno con fluidos (Guillot Merchant, 2010). En combinación con otros registros producirá valores más exactos, que a su vez permitirán conocer con mayor precisión la litología.

Ante la presencia de hidratos de gas existirá un aumento relativo de la porosidad proporcionada por esta herramienta, mientras que en zonas donde exista gas libre se presentará una reducción aparente de este valor de porosidad en la formación (Baltazar Montes, 2002).

3.6.1.5 Densidad.

Este registro corresponde con una herramienta que emite radiación gama, los que se utilizan principalmente como registros de porosidad, aunque son muy comúnmente utilizados para la detección de gas, puede proporcionar valores de la porosidad en función de la densidad.

Es un registro de los llamados de pared y puede tomarse tanto en agujeros llenos con agua o vacíos, se basa en el efecto Compton de dispersión, donde los rayos gama emitidos por la sonda colisionan contra los electrones de la formación, en cada choque los rayos gama ceden una parte de su energía cinética, para continuar con su trayectoria con una menor energía, los rayos gama dispersados son evaluados como una medida de densidad de la formación, la intensidad de rayos gamma registrados por el detector será inversamente proporcional a la densidad de la formación.

La densidad decrece en los hidratos y puede distinguirse fácilmente del agua, por otra parte no se puede diferenciar del hielo, ya que su densidad del hidrato es aproximadamente igual a la del hielo, por lo tanto, no se puede identificar un hidrato de gas dentro del permafrost.

3.6.1.6 Calibrador.

Este registro proporciona una primera vista de las condiciones del pozo, se utiliza para medir el diámetro de la perforación y la rugosidad, así como localizar zonas de fracturas, evaluar la calidad y estabilidad del pozo, de esto último dependerá que se puedan tomar otros registros con la calidad necesaria.

EL registro de calibrador en la zona de hidratos por lo general indica un pozo de gran tamaño, como consecuencia del desprendimiento asociado con la disociación de hidratos de gas (Kumar Takur, 2011).

Para poder identificar satisfactoriamente una potencial zona de hidratos es indispensable utilizar más de un registro, cada uno de ellos tiene una respuesta típica en cuando existe presencia de hidratos como se observa en la figura 3.5, utilizando de manera simultánea los registros geofísicos se tiene mayor precisión y certidumbre para identificar zonas que contienen hidratos.

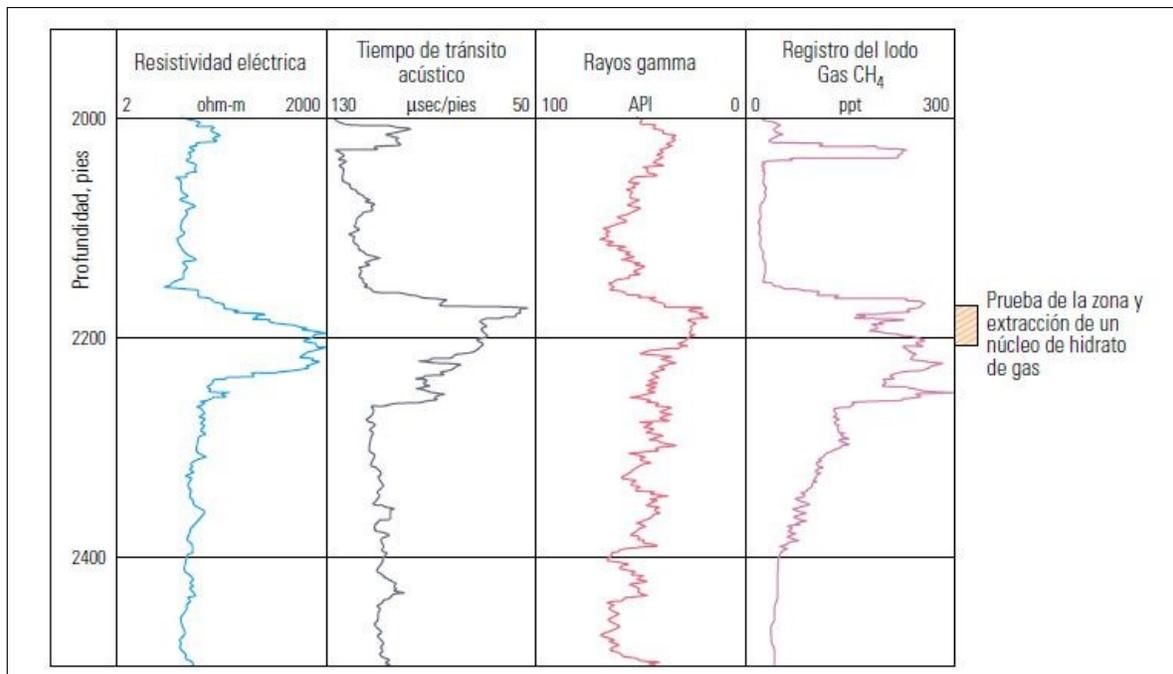


Figura 3.5 Respuestas típicas de registros de pozos en presencia de hidratos en el permafrost, la respuesta simultanea de los registros confirma la presencia de hidratos. Tomada de Oilfield Review 2000.

A continuación en la figura 3.6 se muestran los registros geofísicos obtenidos de un pozo de hidratos de gas en el área Green Canyon. En el Carril 1 registro de calibrador se muestra derrumbes en las zonas libres de hidratos, esto puede tener como consecuencia datos pobres o erróneos en la densidad, mostrada en el Carril 4; en el Carril 2 tenemos el registro de rayos gama que nos indica la presencia de arenas, en color rosa, donde es más probable que se generen hidratos; en el Carril 3 tenemos la mayor evidencia de la presencia de hidratos debido a la gran resistividad que presenta la formación, del Carril 5 sabemos que las saturaciones de hidratos oscilan entre 50 y 85%, estos valores dependen del exponente n , utilizado en la ley de Archie, que relaciona la porosidad con la saturación.

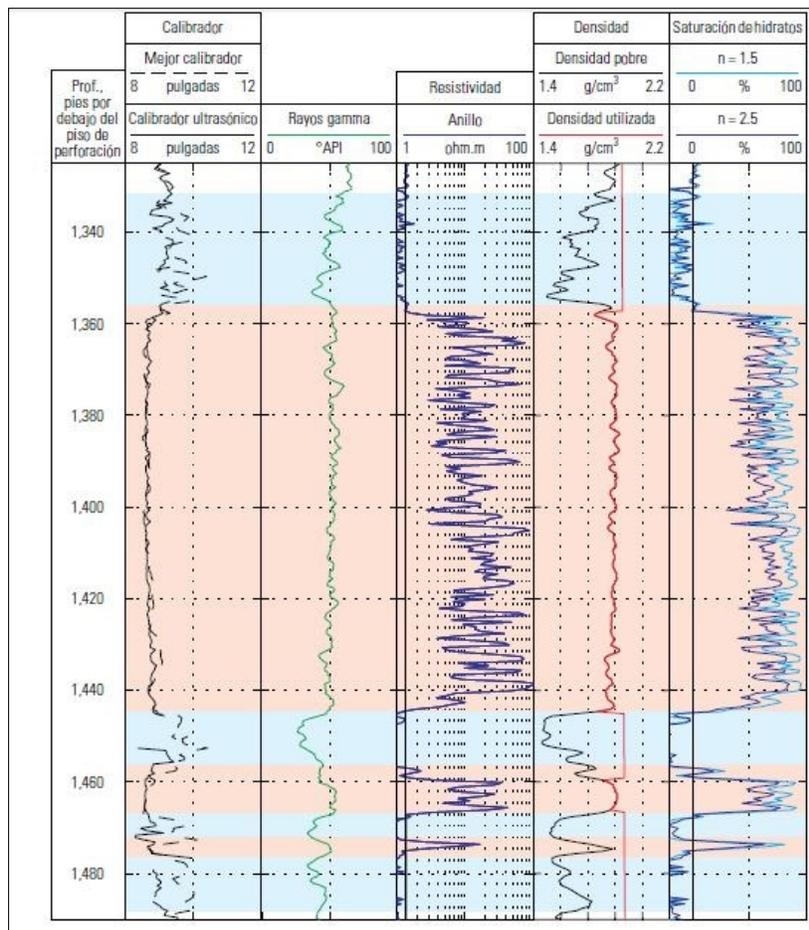


Figura 3.6 Registros adquiridos de un pozo de hidratos de gas en el área del Green Canyon.

Tomada de Oilfield Review 2010.

Para lograr identificar localizaciones que contengan cantidades económicamente rentables de hidratos, ya sea que se encuentren en ambientes marinos o de permafrost, es necesario hacer notar que ninguno los métodos mencionados en este capítulo utilizados como único método de exploración no pueden darnos la certeza de que existan acumulaciones de hidratos, de acuerdo con varios estudios realizados alrededor del mundo, en donde se extrae gas natural a partir de hidratos, se sabe que es necesario utilizar una combinación de estos métodos para obtener una mayor precisión en la predicción y exploración de campo de hidratos, sin embargo, se deben desarrollar nuevas técnicas de exploración y combinaciones de todas ellas, así como seguir documentado evidencias geológicas, geoquímicas, geofísicas etc., que puedan indicarnos la presencia de yacimientos de hidratos.

Capítulo 4 Explotación de hidratos de Metano.

Para poder producir gas natural a partir de hidratos, es indispensable conocer los mecanismos de disociación de éstos en los distintos ambientes donde se originan. Como se mencionó anteriormente, la forma más sencilla para extraer el metano contenido dentro de los clatratos es sacarlo de su zona de estabilidad, es decir, cambiar sus condiciones de presión o temperatura a las que se mantiene estable para poder separarlo, ya sea en agua y gas, o en hielo y gas, diluirlo o disociarlo respectivamente, aumentando la temperatura por encima de la temperatura de formación de hidratos o disminuyendo la presión del yacimiento por debajo de la presión de equilibrio. De nada sirve tener grandes acumulaciones de este energético alrededor del mundo si no es posible extraerlo a bajos costos y con las técnicas y tecnología adecuada. Aunque se trata de un combustible fósil, no es posible utilizar las mismas técnicas de explotación que en un campo de gas convencional, la complejidad de los hidratos radica en que son un combustible que de manera natural se encuentra en forma sólida.

Existen otros riesgos asociados a la producción de hidratos de gas, dado que ocupan un lugar en el espacio poroso constituyendo en muchos casos la matriz de los sedimentos, en este caso al extraerlos en forma de gas y agua o hielo se compromete la resistencia mecánica de la columna de sedimento, esto puede tener como consecuencia la compactación del sedimento en la zona de producción, o incluso causar fracturamiento y fallamiento, lo que representa inestabilidad y riesgo geológico.

Los especialistas coinciden en que la explotación de hidratos en sedimentos arenosos representa la mayor probabilidad de éxito, ya que se requiere una inversión más baja para el desarrollo de este tipo de campos. De no utilizarse los recursos y tecnologías apropiados, la extracción puede alterar el equilibrio ambiental, contribuyendo con enormes cantidades de gas metano que puede llegar directamente a la atmosfera, lo que significaría graves afectaciones al medio ambiente; contribuyendo de forma considerable al cambio climático (Grace, 2008).

4.1 Métodos de producción de Hidratos de Metano.

La producción de gas natural a partir de hidratos de metano es difícil, en su mayor parte debido a que se encuentra en forma sólida, los métodos propuestos de recuperación son generalmente por disociación o por fusión, considerando que un yacimiento de hidratos de gas se compone de gas natural y agua congelada, por lo que una vez que no están en fase sólida puede obtenerse la producción del gas a través de un pozo. Debido a que el hidrato de gas es estable sólo bajo ciertas condiciones de presión / temperatura, las dos técnicas más comúnmente propuestos para la producción de gas se basan en el cambio de la presión y temperatura de las condiciones ambientales donde se encuentran alojados (Sloan, 1998).

Con la estimulación térmica se trata de calentar el hidrato más allá de su zona de estabilidad, mientras que la despresurización disminuye la presión por debajo del punto de equilibrio del hidrato de gas a una temperatura constante. Pero existe una tercera técnica que se basa en el cambio de las condiciones de estabilidad de hidrato de gas mediante la inyección de un inhibidor que puede ser metanol, glicol u otro aditivo (Makogon, 1981). Aunque algunas evaluaciones económicas muestran que la recuperación de gas mediante la inyección de un inhibidor es probablemente el método más costoso (Grace, Collet, 2008).

4.1.1 Despresurización.

Este método consiste en inducir la disociación del hidrato mediante la despresurización, es decir, disminuir la presión a la que se encuentran los hidratos en la zona de estabilidad, esto implica la reducción de la presión dentro del pozo para desestabilizar el hidrato; su objetivo es reducir la presión en la zona de gas libre, inmediatamente debajo de la zona de estabilidad del hidrato, haciendo que el hidrato en la base de la zona de estabilidad se descomponga, esto solo se puede llevar a cabo cuando puede producirse gas libre de un yacimiento convencional y el

hidrato es el sello; al producir gas disminuye la presión en el yacimiento. En caso de que no exista una zona de gas libre se debe optar por utilizar alguna de las otras opciones para su explotación (Demirbas, 2009).

En este método, la producción se basa en la disociación inducida por la disminución de la presión en la capa de hidratos la despresurización se realiza en la sección de bombeo, en particular en el gas libre por debajo de la BSR.

Lo que busca este proceso, es reducir la presión en la zona de gas libre por debajo de la zona de estabilidad del hidrato, haciendo que el hidrato se descomponga para que se libere el gas y este se mueva hacia algún pozo próximo.

Durante este proceso, los hidratos se encuentran expuestos a una condición de baja presión, donde se vuelven inestables, lo que provoca que se descompongan en metano y agua; en este caso el metano que es liberado se puede recuperar usando la tecnología convencional. Esta forma de explotación de los hidratos de metano implica realizar una perforación horizontal en la zona de abajo del gas libre. A medida que el gas libre se produce, el hidrato que se encuentra arriba se despresuriza y libera el gas. La producción continua de gas mantiene la presión inducida para la disociación en la base de la zona de hidratos.

El método de despresurización es aplicable a yacimientos que se encuentran en las regiones polares cuando existe gas libre debajo de la acumulación de hidratos, en estas circunstancias al producir el gas libre que se encuentra debajo de los hidratos usando técnicas convencionales, lo que ocasiona que la presión disminuya; esta caída de presión provoca que la capa de hidratos que se encuentra arriba se vuelva inestable y se disocien progresivamente liberando gas y el agua, lo que aumenta el volumen de gas libre debajo de esta capa de hidratos.

En el proceso de despresurización, el yacimiento se comporta como un sistema cerrado sin límites, donde se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. La disociación del hidrato ocurre tan pronto como disminuye la presión del yacimiento por debajo de la presión de disociación, lo que ocasiona un flujo inmediato del gas hacia la zona de gas libre.
2. La descomposición del hidrato es proporcional al gasto de despresurización y sigue un modelo cinético de primer orden.
3. La expansión de la roca y la del agua durante la producción del gas son insignificantes.
4. El modelo no toma en cuenta la transferencia de calor entre el yacimiento y el entorno.
5. El yacimiento se produce desde un solo pozo o desde un conjunto de pozos localizados estratégicamente dentro del yacimiento de gas convencional.

Hay tres mecanismos importantes en la despresurización de los hidratos de gas: la disociación, la transferencia de calor, en la que se incluye la conducción y convección, y el flujo de los fluidos principalmente constituidos por agua y gas (Figura 4.1).

Aparte de estos factores, también se debe tener en cuenta que cuando se forma el hielo se produce una reducción de la permeabilidad al gas lo que afecta directamente el volumen de producción del mismo (Demirbas, 2009).

La despresurización tiene algunos inconvenientes, dado que se requieren grandes cantidades de energía para la disociación de los hidratos, considerando que se produce una disminución de la temperatura del yacimiento a medida que se baja la presión; en algunos casos se han registrado temperaturas de hasta 0°C , en estos casos los hidratos se disociarían en hielo y gas, lo cual es una situación negativa, ya que el hielo es impermeable y puede taponar la formación, que a su vez detendría el proceso de disociación (Gil Sánchez, 2008).

Por lo tanto no se recomienda utilizar la despresurización en yacimientos que tengan temperaturas iniciales cercanas a los 0°C .

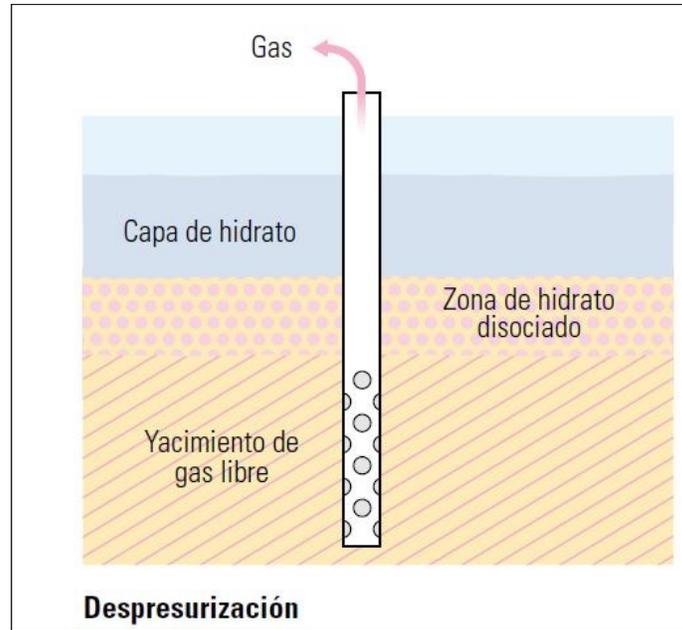


Figura 4.1 Método de despresurización de hidratos de metano. Tomada de Oilfield Review 2000.

4.1.2 Estimulación térmica.

El segundo método consiste en modificar las condiciones de temperatura para causar un cambio en la estabilidad térmica, en esta situación la fuente de calor es situada de forma directa como vapor inyectado, agua caliente o cualquier otro líquido caliente, o de manera indirecta a través de medios eléctricos o sónicos. La fuente de calor se aplica en la zona de estabilidad del hidrato, para que se eleve la temperatura, lo que origina la disociación del hidrato.

El principio básico en el proceso de producción por estimulación térmica, es liberar la energía en las capas donde están los hidratos de metano para disociar el gas.

Una forma simple de describir este proceso es la siguiente, se bombea por un pozo perforado vapor o agua caliente con el fin de modificar la estructura cristalina que encierra al gas, para que se pueda liberar el metano contenido en ella y que este gas sea bombeado desde el yacimiento hasta la superficie a través de otro pozo. Una vez en el pozo, este gas se puede producir de manera convencional, aplicando

las técnicas y sistemas apropiados, los cuales dependen de las condiciones del pozo y de las formaciones que atraviesa (Demirbas, 2009).

La estimulación térmica de hidratos de metano tiene desventajas, como la pérdida de una cantidad importante de la energía inyectada, ya que cerca del 75%, se puede ir por zonas que no contienen hidratos de metano. Para llevar a cabo esta intervención en el yacimiento se requiere que el horizonte productor tenga una buena porosidad, del orden de 15% o más, para que el calor inyectado sea eficiente y logre su objetivo (Gil Sánchez, 2008).

Este tipo de estimulación puede ser muy costoso debido a los inconvenientes que se pueden presentar al producir gas de hidratos usando este proceso, el que se muestra de manera esquemática en la figura 4.2.

En Japón, los hidratos de metano tienen un potencial importante como una fuente nueva de energía no convencional. Se han probado métodos de producción de gas natural a partir de yacimientos de hidratos de metano, utilizando un proceso de calentamiento o estimulación térmica combinado con despresurización; los resultados indican que este proceso es rentable. Esta combinación es mejor que utilizar un método por separado (Demirbas, 2009).

La mayoría de los esquemas térmicos para la recuperación de gas a partir de hidratos son solo propuestas teóricas que escasamente han sido probadas en laboratorio, aún no se conoce su uso en el campo y solo algunas se han evaluado mediante modelos matemáticos (Gil Sánchez, 2008).

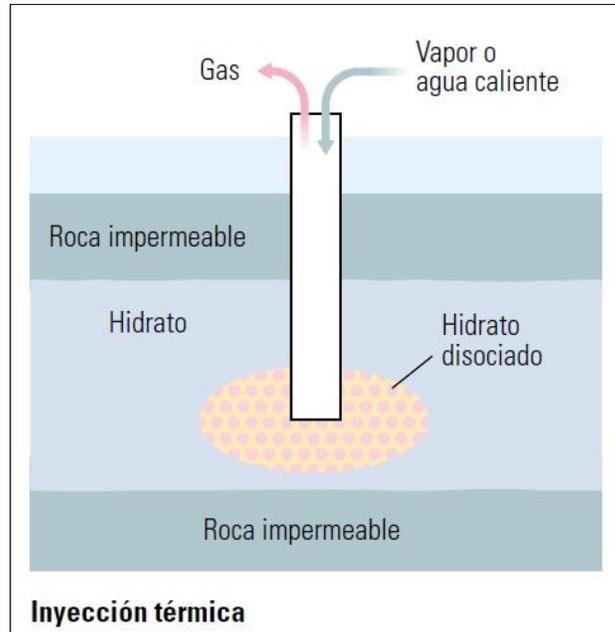


Figura 4.2 Método de estimulación térmica para la producción de gas a partir de hidratos. Tomada de Oilfield Review 2000.

4.1.3 Inyección de inhibidores.

Otro método para explotar el gas de los hidratos de metano es la inhibición química, el cual se puede comparar con los métodos usados para inhibir la formación de hielo en las tuberías que transportan gas. Este método se utiliza para desplazar el hidrato de gas natural a una condición de equilibrio más allá de la zona de estabilidad del hidrato, con la inyección de un inhibidor químico en estado líquido junto al hidrato. En este caso se requiere que el yacimiento tenga una buena porosidad, para llevar a cabo esta intervención dentro del yacimiento, se inyecta un inhibidor, como el metanol, en la zona de hidratos de gas, estos inhibidores químicos alteran el equilibrio de presión-temperatura, de modo tal que los hidratos se vuelven inestables, es decir se alteran las condiciones del yacimiento, lo que provoca la disociación en la zona de contacto del inhibidor con los hidratos.

Resultados de diversos estudios de investigación realizados por “Li” en 2007, sugiere que el proceso de producción de gas en hidratos con inhibidores se puede dividir en cuatro etapas:

- (1) La inyección inicial
- (2) La dilución del inhibidor
- (3) La disociación del hidrato
- (4) La salida de gas.

Durante la producción del gas, el gasto de agua que se produce junto con el gas se mantiene casi constante durante toda la explotación (Demirbas, 2009).

La producción de gas natural a partir de hidratos de metano independientemente del proceso que se utilice se ve afectada por una serie de factores geológicos y geofísicos que incluyen:

- Disponibilidad y el tipo de fluido libre (agua líquida o gas natural) en contacto con el hidrato de gas.
- Espesor de la fase de líquido libre.
- Temperatura, presión, composición del gas y salinidad (parámetros que determinan la estabilidad del hidrato de gas)
- Disponibilidad de un sello.
- Yacimiento con permeabilidad y porosidad
- Concentración del gas confinado dentro del hidrato de gas.
- Espesor y el volumen del intervalo de hidrato de gas.
- Litología (es decir, el tipo de roca, su carácter físico en términos de tamaño de grano).
- Heterogeneidad del yacimiento de hidratos de gas (con respecto a la distribución espacial de la concentración de hidrato, propiedades de las rocas, etc.).

Es indispensable conocer dichos factores para poder evaluar y categorizar que características tienen las acumulaciones de hidratos de gas, que permitan la

identificación de algunos puntos iniciales a partir de los cuales puede producirse un mayor aprendizaje sobre la caracterización de este tipo de yacimientos no convencionales (Grace, 2008).

El uso de inhibidores químicos representa excesivos costos, además se requieren de grandes cantidades de estos productos para asegurar una producción de gas económicamente rentable, por lo tanto, se convierte en un método que no es atractivo desde el punto de vista económico. En la figura 4.3 se muestra de forma esquemática el proceso de producción de metano a partir de hidratos utilizando un inhibidor (en este caso metanol).

Las salmueras también pueden ser utilizadas en este tipo de procesos, ya que representan una opción más económica además de tener un desempeño similar a inhibidores como el glicol y etanol, que son los más utilizados para este tipo de esquemas de producción (Gil Sánchez, 2008).

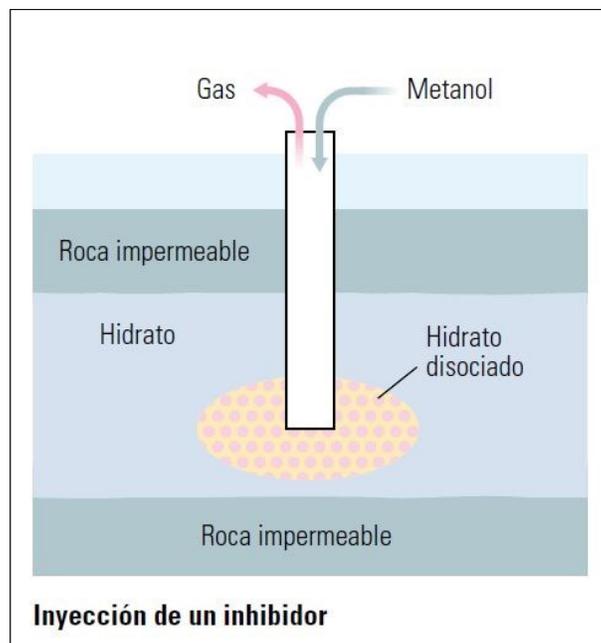


Figura 4.3 Método de inhibidores para la producción de gas a partir de hidratos de metano.

Tomada de Oilfield Review 2000.

4.2 Producción de Hidratos de gas: Campo Mallik

La localidad de Mallik está ubicada en el Delta del Río Mackenzie, en el Noreste de Canadá, en la zona ártica; debido al clima extremo que se presenta en esta zona solo se puede acceder a ella en invierno cuando el hielo forma una ruta de 200 kilómetros de longitud el cual proviene de Inuvik, como consecuencia es también la única época en que se pueden perforar los pozos (D. Max, 2006). En la figura 4.4 se muestra la ubicación geográfica del campo Mallik.

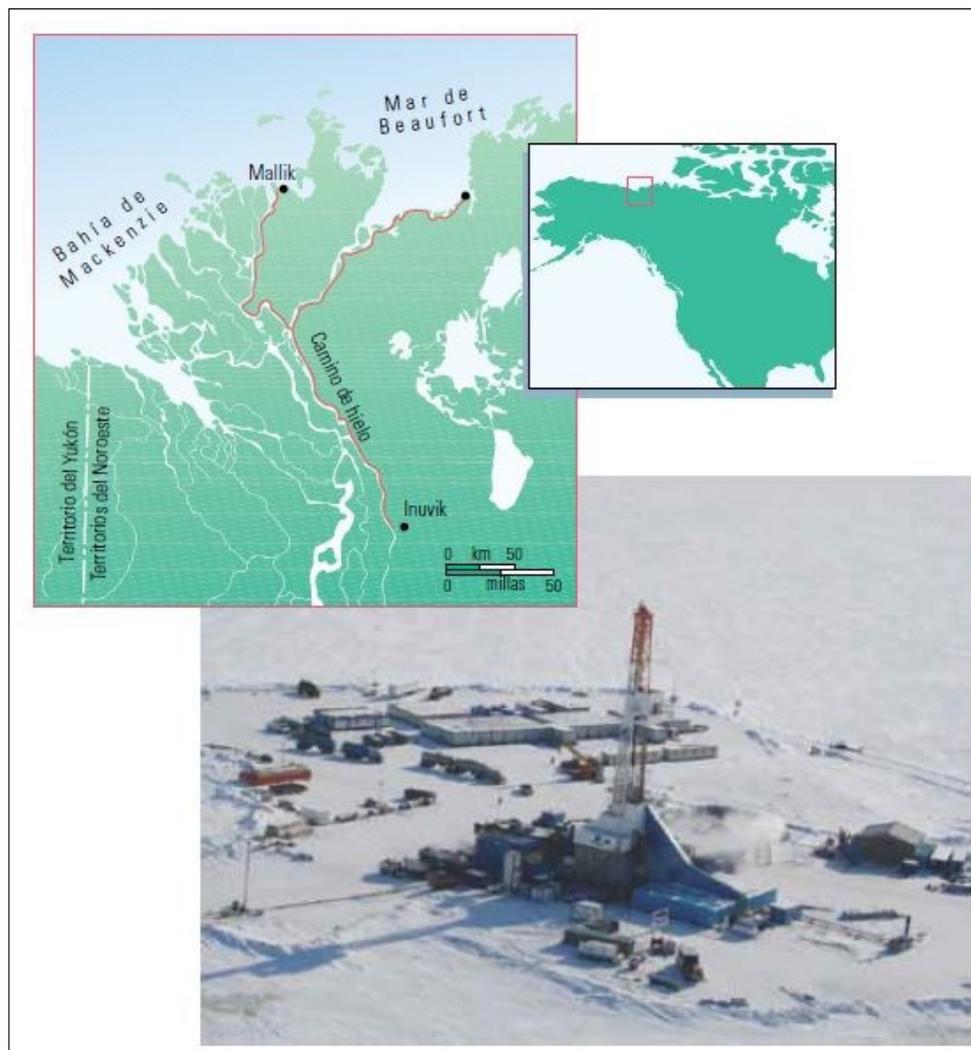


Figura 4.4. Campo Mallik, ubicado en el delta del Río Mackenzie. Tomada de Desarrollo en Hidratos de Gas, 2010.

Se sabe de la existencia de hidratos en este campo desde 1972, durante una operación de perforación realizada por Imperial Oil Ltd, sin embargo, no fue sino hasta 1990 en que el Servicio Geológico de Canadá comenzó a realizar evaluaciones sobre los hidratos de metano en la zona del Delta del Río Mackenzie (Birchwood, 2010).

Más tarde en 1998, Japan National Oil Corporation y el Servicio Geológico de Canadá junto con otras instituciones comenzaron con el Programa de Pozos de Investigación de Hidratos de Gas 2L-38, de los resultados obtenidos del programa se sabe ahora que el campo Mallik contiene una de las más grandes acumulaciones de hidratos de metano a nivel global (Grace, 2008).

4.2.1 Características del campo Mallik.

El campo Mallik se encuentra en una clásica estructura anticlinal de cuatro vías, ubicado por debajo de la Isla Richards en el delta del Mackenzie, en el noreste de Canadá, fue descubierto en 1972, cuando la Imperial Oil Ltd. perforó un pozo inicial (Mallik- L38), con lo que se conoció de la existencia de enormes cantidades de gas convencional y no convencional en el delta del Mackenzie y en el Mar de Beaufort, no obstante, se ha hecho muy poco trabajo de investigación, además de que no existe infraestructura para el desarrollo de campos.

En el año de 1998 los japoneses reconocieron que la ubicación Mallik tenía la ventaja de tener muchas similitudes con el mar de Japón, en términos de condiciones de temperatura, presión y tipos de rocas. Una perforación de colaboración y evaluación del programa de hidratos se llevó a cabo en 1998, con la perforación del pozo Mallik 2L-38; el que se llevó a cabo como un proyecto conjunto de la Compañía Petrolera Nacional de Japón (JNOC) y el Servicio Geológico de Canadá (GSC), con la participación técnica de Japan Petroleum Exploration Company LTD (JAPEX) y el Servicio Geológico de EE.UU. (USGS).

Los resultados obtenidos de este programa indican que existen secuencias interestratificadas de arenas ricas en hidratos profundidades que van desde 890

metros hasta 1,106 metros, algunas capas que exceden los 30 metros de espesor saturados de hidratos de metano.

El pozo se encuentra a 100 metros del pozo Mallik L-38, que se perforó a una profundidad total 1150 metros. El programa de investigación de campo incluyó con la recolección de muestras (núcleos), cuya ubicación fue apoyada por un estudio geofísico de sísmica.

Los estudios de campo fueron seguidos por el laboratorio de investigación y modelado geológico, considerándose a la sedimentología y las propiedades geoquímicas, geofísicas y petrofísicas en la acumulación de hidratos de gas en Mallik. El pozo Mallik 2L-38 valida la presencia de grandes cantidades de gas natural almacenados en la estructura como hidrato de gas, con total de gas en lugar de aproximadamente 3,9 TCF (110 MMMC).

Un resultado importante del programa fue la confirmación de que la mayor concentración de gas natural se encuentra dentro de arenas y gravas. En algunas zonas existe hasta 80% de saturación de los poros con el hidrato, como se muestra en la figura 4.5. En contraste, los sedimentos de grano más fino, tiene menos concentración, al contar con una menos porosidad.



Figura 4.5. Muestra de núcleo del campo Mallik recolectada en 2002, tomada de Desarrollo en Hidratos de Gas, 2010.

En la figura 4.6 se observan los registros geofísicos tomados antes y después de la prueba de producción por estimulación térmica, realizada en 2002 de un pozo dentro del campo Mallik, en conjunto nos indican un aumento en el volumen de disociación de hidratos (Collet, 2010).

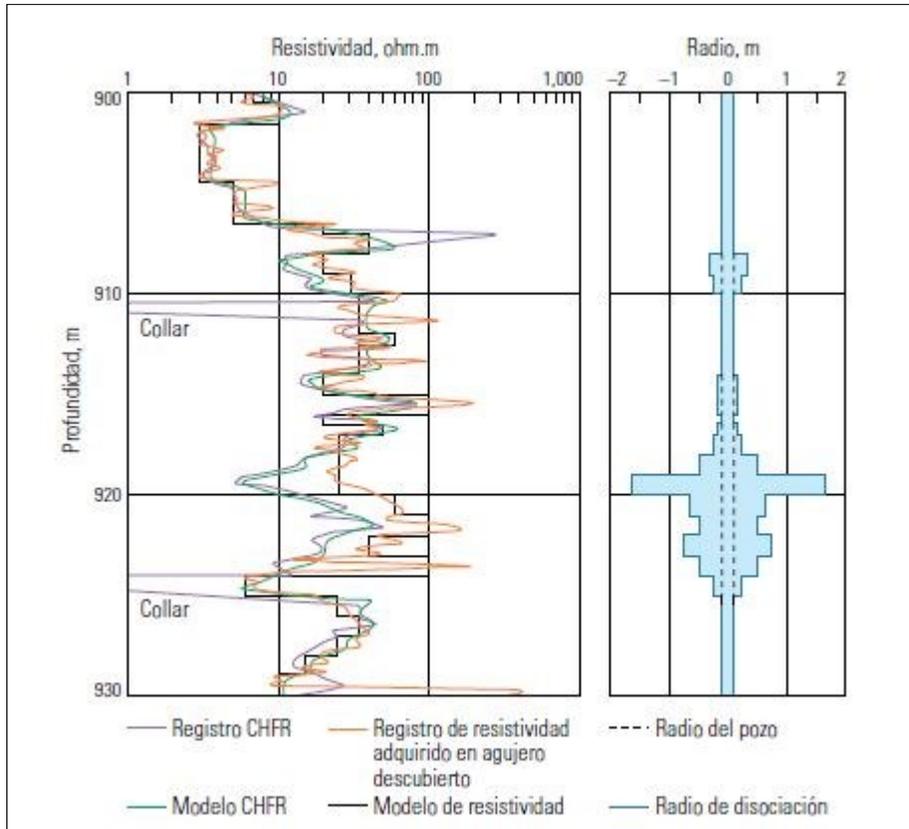


Figura 4.6. Registros de resistividad en agujero (color naranja), registro de resistividad en tubo (púrpura) campo Mallik recolectada en 2002, tomada de Desarrollo en Hidratos de Gas, 2010.

Fueron perforados tres pozos en el marco del "Programa de Investigación 2002 Mallik Well", de los cuales, dos fueron pozos de observación, Mallik 3L-38 y Mallik 4L-38. El tercer pozo en el programa fue un pozo de producción designado como Mallik 5L-38.

Con el programa de 2002 Mallik, se recuperaron más de 150 metros de núcleos de alta calidad. Estos núcleos contenían hidratos de en arenas y gravas en de varios intervalos, entre 880 y 1150 metros de profundidad. La preservación del hidrato dentro de los núcleos ha permitido una evaluación más detallada de la ocurrencia de hidrato en el sedimento, tanto a escala microscópica como macroscópica. Los análisis que se han realizados incluyen la cinética de disociación de hidratos de gas, propiedades petrofísicas, propiedades geotécnicas y moleculares. Al igual que con

los núcleos del pozo Mallik 2L-38, las mayores concentraciones de hidratos se encuentran en los sedimentos de grano grueso, ya que los horizontes de grano fino contienen poco o nada de hidratos (D. Max, 2006).

Uno de los objetivos del programa de 2002 fue el llevar a cabo estudios geofísicos para cuantificar la distribución de hidratos de gas. Se realizaron pruebas de fondo de pozo y se obtuvieron muestras de pared de pozo, la cuales se analizaron junto con estudios en superficie. Estas investigaciones han proporcionado datos detallados para los modelos geológicos y geofísicos que serán de gran valor para determinar futuros sitios de perforación comerciales.

Una prueba de producción ampliada podría haber sido óptima desde el punto de vista de la industria, pero las limitaciones logísticas y de presupuesto no lo permitieron. En su lugar se realizaron una serie de experimentos de producción cuidadosamente controlados, con estos trabajos se probó que existe una respuesta de los hidratos en los sedimentos al calentamiento y a la despresurización (D. Max, 2006). Las mediciones de alta precisión que se hicieron permiten realizar la calibración y el perfeccionamiento de los modelos de simulación de yacimientos. Estos, a su vez, son capaces de predecir la respuesta a largo plazo de los depósitos (Birchwood, 2010).

Los tres experimentos mostraron que la despresurización implica una reducción en la presión de formación por sí sola, esto podría favorecer la producción de gas. La producción puede ser mejorada artificialmente si se realiza fracturamiento. Un significativo conocimiento adquirido fue la observación de que el hidrato se encuentra en formaciones más permeables de lo que se pensaba (Mallik 2002, 2003).

Además del experimento, de despresurización, se realizó un experimento de cinco días de calentamiento térmico el que se llevó a cabo en un intervalo de 17 metros donde se tienen sedimentos con alto contenido de hidratos. El calentamiento se llevó a cabo mediante la circulación de fluido de perforación caliente de las perforaciones de pozos anteriores en la carcasa. La temperatura de fondo de pozo se mantuvo constante aproximadamente a 50 °C. El gas se produjo continuamente

durante el ensayo, con un gasto máximo de 53,000 pies cúbicos (1500 m³) por día. Este volumen es bastante pequeño en comparación de una prueba de gas natural convencional, sin embargo, este volumen refleja la naturaleza controlada, experimental de la prueba Mallik. Con una fuente de calor más alta, de mayor duración, el volumen de producción sin duda habría sido mucho mayor. Algunos autores se han planteado preocupaciones en relación con el grado en que las fracturas naturales y mejoradas pueden haber actuado como conductos que permitieron disociar el gas que fluyó desde el pozo (Mallik 2002 Socios, 2003).

El Mallik 2002 fue un programa de investigación enfocado a conocer como se podría obtener producción de gas a partir de hidrato de gas. Los datos obtenidos se han utilizado en los modelos para demostrar que la tasa de producción de gas puede ser lo suficientemente alta como para hacer del hidrato de gas un recurso técnicamente recuperable y económicamente rentable. Los modelos basados en las pruebas Mallik muestran que una combinación de calentamiento y despresurización proporcionan los índices de producción más altos (D. Max, 2006).

Los tres experimentos de despresurización mostraron que una reducción en la presión de formación podría producir gas por sí sola, sobre todo si se fractura artificialmente el yacimiento. Una observación adicional fue que las formaciones que contienen hidratos son más permeables de lo que se pensaba. A continuación en la figura 4.7 se muestra de manera esquemática la terminación realizada en uno de los pozos perforados en el campo Mallik.

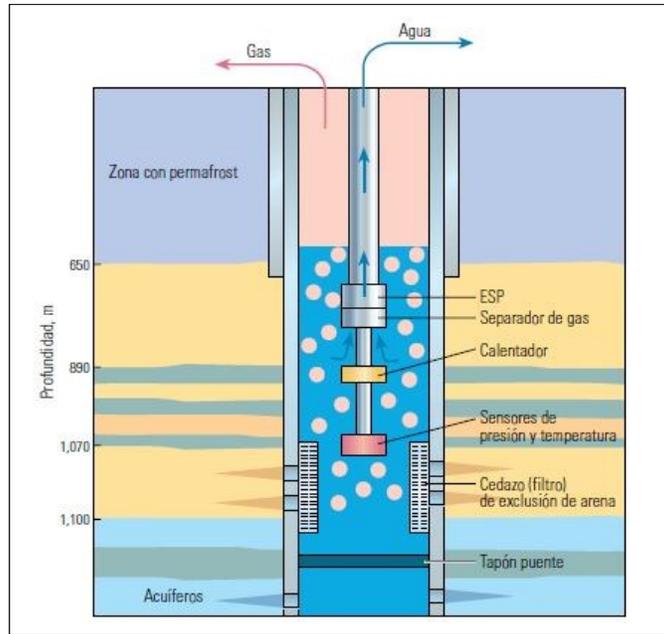


Figura 4.7, Terminación de pozo campo Mallik recolectada en 2002. Tomada de Desarrollo en Hidratos de Gas, 2010.

En la actualidad no hay planes confirmados para la perforación y pruebas adicionales de producción en la estructura Mallik. Una prueba de producción prolongada sería de gran valor. La construcción de un gasoducto que une el delta del Mackenzie a los mercados del gas en Norte América, se está desarrollando para llevar a los abundantes recursos de gas convencionales, esto debería proporcionar un incentivo para un mayor desarrollo dentro de unos años (D.Max, 2006). La producción de gas natural a partir de hidratos aumentaría el valor total de las inversiones en infraestructura de este y otros proyectos.

4.3 Producción de hidratos de gas: Campo Messoyakha.

El campo Messoyakha se encuentra en sedimentos del Norte de Siberia, sido descrito por algunos autores como un campo en el que hay grandes acumulaciones de hidratos de gas, las cuales se encuentra confinada en la Formación Dolgan. Las condiciones de presión y temperatura que se han medido en el campo confirman que existe una gran cantidad de hidratos dentro de la zona de estabilidad. (Vásquez Hernán, 1996). En la figura 4.8 se muestra la ubicación geográfica del campo.

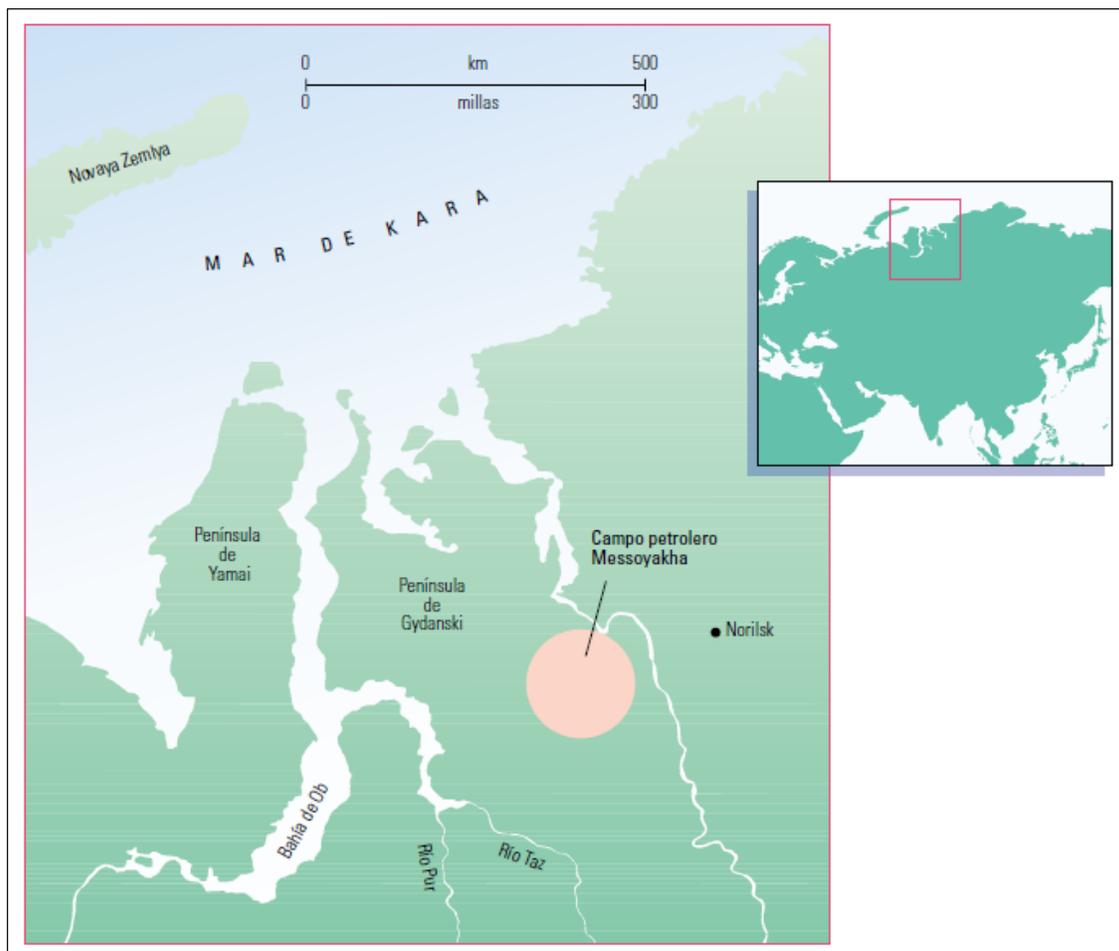


Figura 4.8. Campo petrolero Messoyakha en Siberia. Tomada de El creciente interés de los hidratos de metano, 2000.

4.3.1 Antecedentes del campo Messoyakha.

Se tienen datos de producción de gas atribuidos a hidratos en el campo Messoyakha en Siberia, como se observa en la figura 4.9, en la que se muestra un histórico de producción del campo en donde se observan presiones pronosticadas (líneas punteada en azul) y medidas reales (línea continua en azul) del yacimiento; además de volúmenes de gas producido (curvas en color negro).

Se han detectado cinco periodos de producción que se observan también en la gráfica: I. Producción de gas libre, II. Producción de la zona de gas libre y del yacimiento de hidratos de gas, III. Producción debida solo al yacimiento de hidratos de gas, IV. Cierre, V. Poca producción de gas a partir de hidratos. El volumen de gas debajo de las líneas negras punteadas se atribuyen a la disociación de hidratos (Collet, 2010).

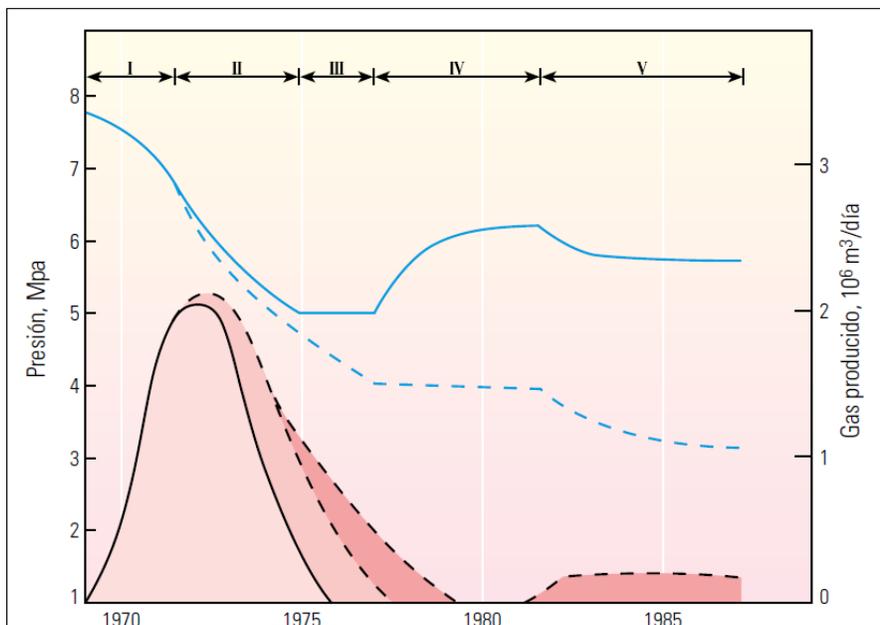


Figura 4.9. Historia de producción del campo Messoyakha tomada de artículo el creciente interés de los hidratos de metano 2000.

Este campo fue descubierto en 1968, siendo el primer campo productor reconocido por sus posibilidades comerciales en la zona noroeste de la cuenca siberiana (Collet, 2000).

El desarrollo del campo fue para explotar un yacimiento de gas convencional, pero al encontrar gas adicional que provenía de una capa de hidrato, ha hecho necesario analizar las variaciones de presión que se han registrado durante la explotación del campo.

En 1980 se descubrieron más de 60 campos de gas en esta cuenca de Siberia, según reportes hechos sobre los campos se tiene información de que estos contienen cerca de 22 trillones de metros cúbicos de gas aproximadamente, casi una tercera parte de las reservas mundiales de gas (Collet, 2000). De acuerdo con análisis realizados con estudios geológicos y geofísicos se caracterizó el yacimiento para conocer la distribución de la capa de hidratos, la cual se encuentra por encima de la capa de gas libre como se observa en la figura 4.10; la producción del campo proviene de profundidades entre los intervalos de 720 m y 820 m (Max, 2006).

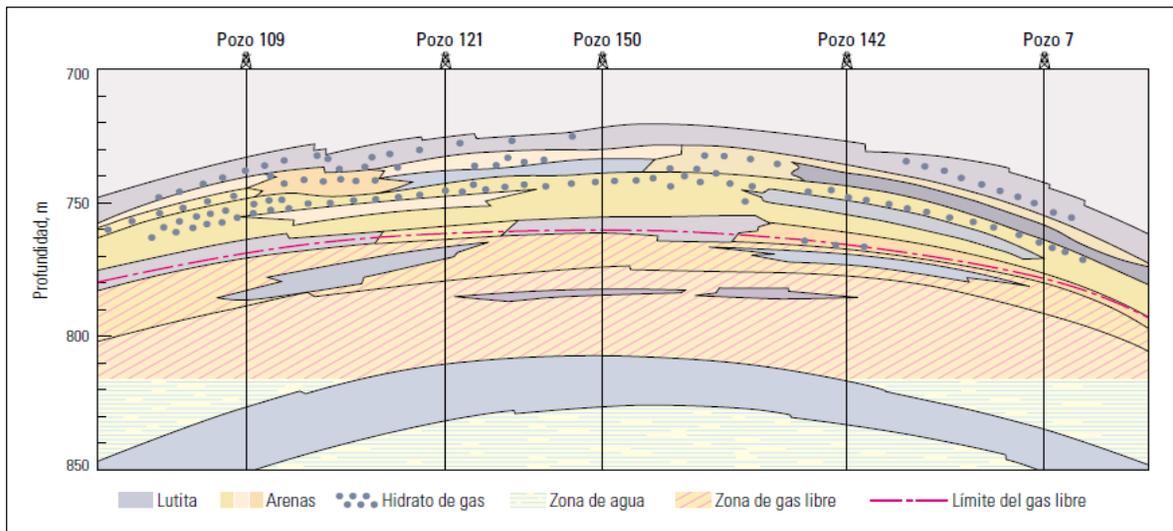


Figura 4.10. En el campo Messoyakha el yacimiento de hidratos de gas se encuentra por encima del gas libre. Tomada del artículo el creciente interés de los hidratos de metano, 2000.

Makogan (2005) estima que cerca del 53 % de gas provienen del yacimiento de hidratos debido a la caída de presión en la capa de gas libre del campo, aunque otros autores como Collet y Ginsburg (1997, 1998) en años anteriores consideraban que el gas proveniente de los hidratos era menor (Max, 2006).

En 1969 se inició la producción desde la zona de gas libre contenida en el yacimiento, la presión disminuyó de acuerdo a lo esperado en los años posteriores. Después en 1971 se hicieron pruebas de presión-producción de las cuales se obtuvieron producciones mayores a las esperadas. Al analizar todos los datos obtenidos se llegó a la conclusión de que la producción era debido a la capa de hidratos; conforme disminuyó la presión en la capa de gas libre, la capa de hidrato se despresurizó, lo que hizo que los hidratos se disociarán y que se liberará el gas de los hidratos. Cerca del 36% del gas producido en la zona de Messoyakha es atribuido a la disociación de hidratos de gas (Max, 2006).

La producción de gas que ha tenido el campo Messoyakha es una demostración de que los hidratos de gas pueden ser un recurso comercial en lugares que tienen características físicas similares. Se considera que este método de explotación puede funcionar también para otros campos como: el Río Kuparuk-Bahía de Prudhoe en Alaska en Estados Unidos.

4.4.1 Fosa de Nankai, Japón.

Otra importante área documentada sobre la existencia de hidratos de metano es en la zona marina del este de Japón, en la región de la Fosa de Nankai. El escenario tectónico de la isla de Japón está determinado por los límites convergentes de las placas Filipina, Europea, Pacífica y Norteamericana, particularmente en la trinchera de Nankai, se tiene la existencia de hidratos en una zona de subducción, entre la cuenca de Shikoku y el suroeste del Arco de Japón (Hernández Vite, 2009).

Los estudios de sísmica indican la existencia generalizada de reflectores BSR en la fosa de Nankai, como se muestra en la figura 4.11. En un proyecto financiado por

Japón en 1999, se recuperaron un gran número de muestras de hidratos y para 2001 el gobierno Japonés puso en marcha un proyecto que tendrá una duración de 18 años, en el cual se evaluará la distribución de reservas de hidratos y el desarrollo de campos.

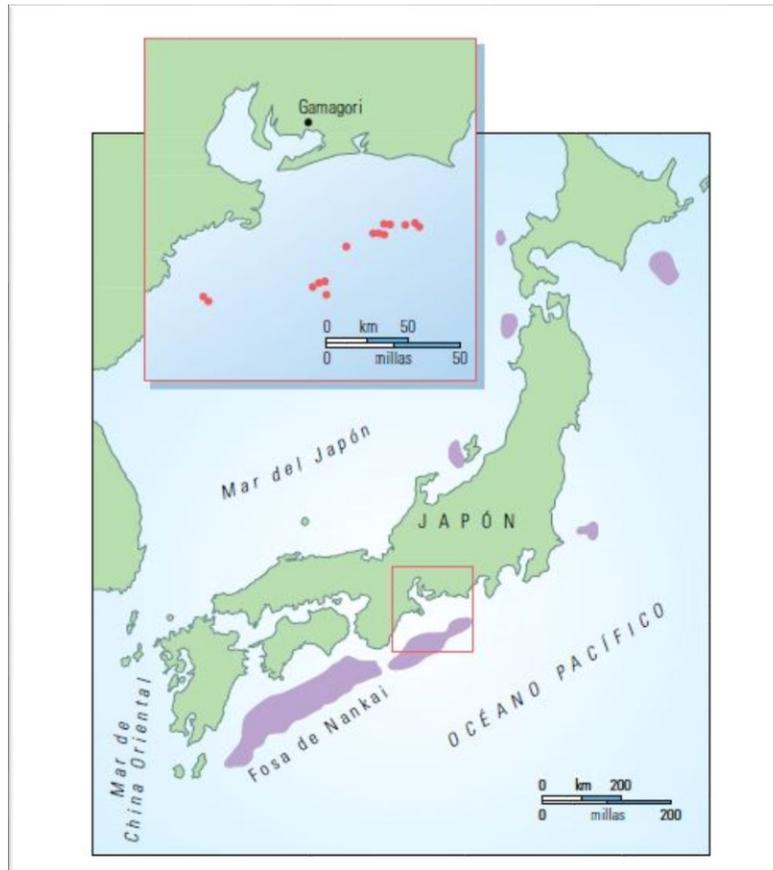


Figura 4.11, Región de la fosa de Nankai en el área marina de Japón, En color rojo se muestran las localizaciones que han sido perforadas y en color purpura se tienen a los reflectores sísmicos BSR, que muestran la existencia de hidratos en grandes áreas. Tomada de Oilfield Review, 2010.

Como parte del programa se han perforado 32 pozos a través del reflector BSR en profundidades que van de los 722 a los 2033 m, 16 de estos pozos fueron registrados con herramientas LWD, 12 extrajeron núcleos y 2 fueron registrados con herramientas operadas por cable y solamente en uno se utilizaron sensores de temperatura de largo plazo; también se han realizado levantamientos sísmicos 2D y 3D. Se infiere que la zona de estabilidad de los hidratos oscila entre 177 y 345 m

por debajo del fondo marino, los núcleos recuperados muestran una gran variedad de sedimentos que son ricos en metano, como se muestra en la figura 4.12.



Figura 4.12. Hidrato de gas (blanco) se encuentra dentro de una zona de limo-lodo. Tomada de Oilfield Review, 2010.

Para determinar la saturación de hidratos de gas se utilizaron registros de pozo, resultando que al igual que los sólidos, en el espacio poroso los hidratos de gas son invisibles para las herramientas de resonancia magnética nuclear (RMN), a pesar de que existen átomos de hidrogeno tanto en el agua como en el metano estos se encuentran inmovilizados en la estructura reticulada de los hidratos y sus espines no pueden ser manipulados con herramientas de resonancia magnética nuclear.

La ausencia de la medición de RMN se puede traducir en un valor de porosidad que es frecuentemente menor que el valor obtenido por otras herramientas, esta diferencia puede utilizarse para poder estimar el volumen de hidratos. Este método es análogo a la técnica que evalúa la diferencia entre el registro de densidad y el de resonancia magnética DMR desarrollada para determinar la saturación de gas en yacimientos convencionales de gas. Esta técnica ayudo a estimar la saturación a partir de los registros adquiridos con cable en un pozo en la fosa de Nankai.

Los registros en conjunto mostraron una alternancia entre capas que contienen hidratos y las que no contienen como se muestra en la figura 4.13, donde se puede observar zonas con altas resistencias en donde se tiene un alto contenido de hidratos; como se mencionó anteriormente con la diferencia de porosidades obtenidas del registro de densidad y de la resonancia magnética el sombreado dorado representa el volumen aproximado de hidratos contenidos en los sedimentos (Collet, 2010).

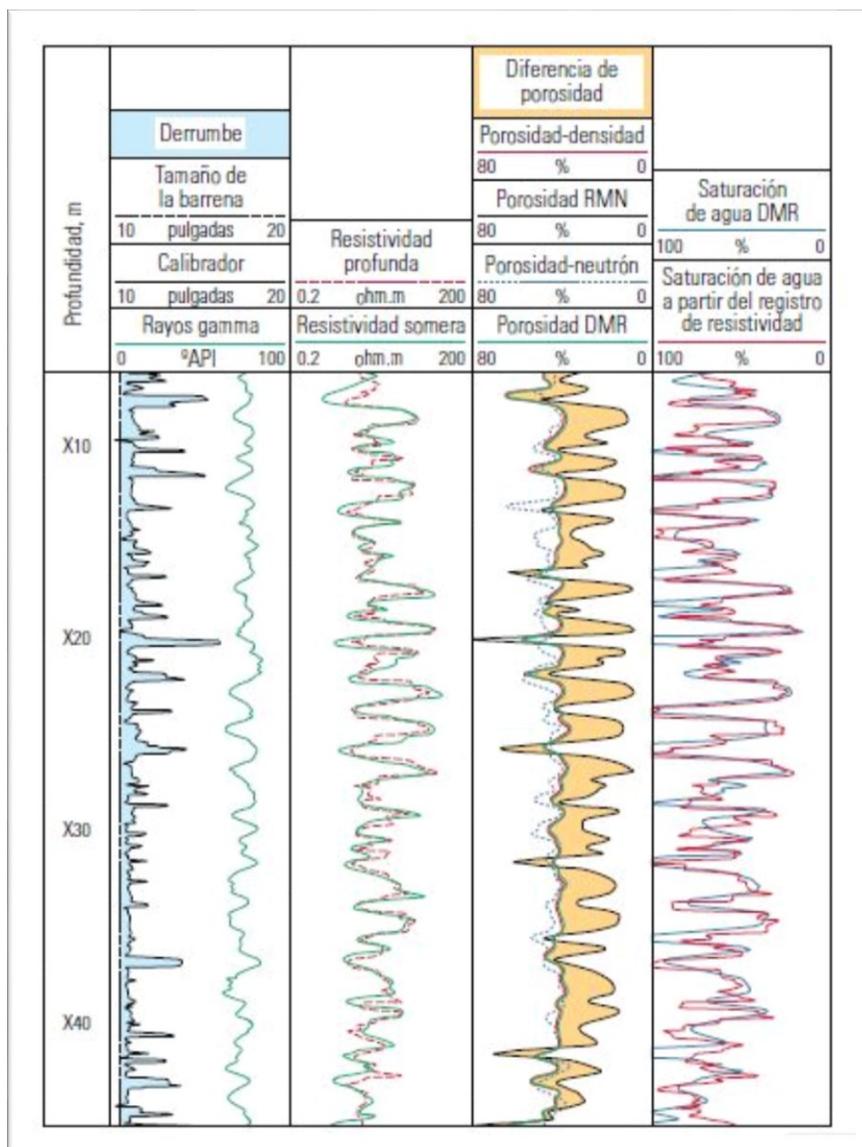


Figura 4.13, registros obtenidos de un pozo en la fosa de Nankai. Tomada de Oilfield Review 2010.

4.4.2 Desarrollos de Hidratos en la India

A partir de los análisis de datos sísmicos obtenidos se ha podido inferir, gracias a la visualización de reflectores BSR, la existencia de hidratos en los océanos de la India, donde se estima se cuenta con 1,894 trillones de m³ de este recurso. En el año de 1997 el gobierno de la India formó el Programa Nacional de Hidratos de Gas (NGHP) para explorar y desarrollar los recursos de hidratos de gas en ese país; la primera expedición realizada por el (NGHP) exploró cuatro áreas del Océano Indico en 2006, como se muestra en la figura 4.14 (círculos rojos), el objetivo principal de esta expedición fue el desarrollo de actividades analíticas, de perforación, de extracción de núcleos y adquisición de registros para evaluar la presencia de hidratos de gas a los largo de los márgenes continentales de ese país.

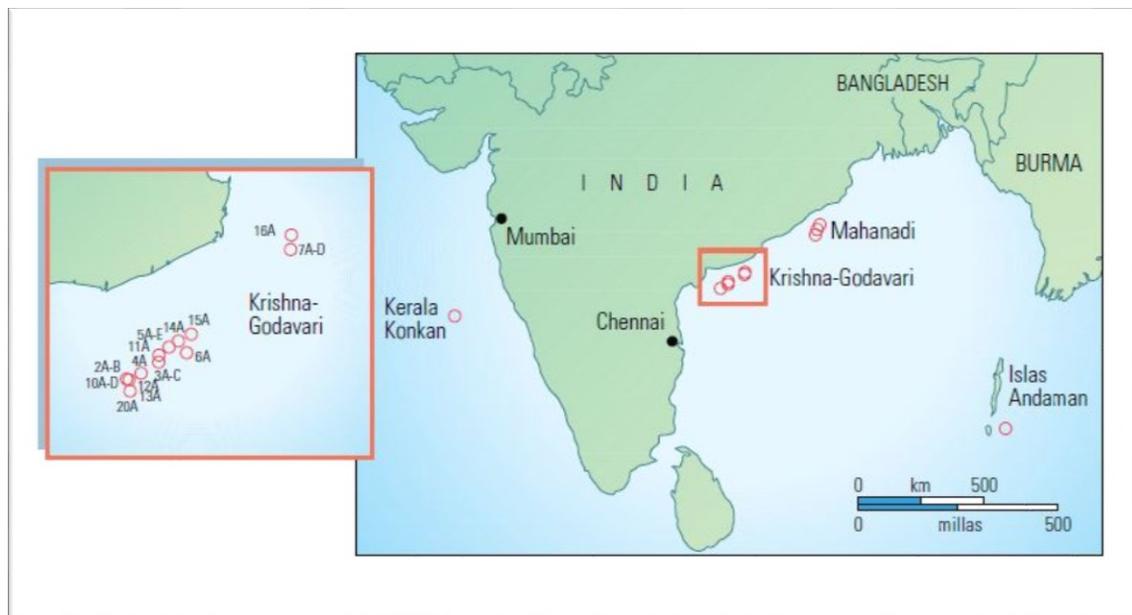


Figura 4.14 Ubicaciones de hidratos exploradas en la India. Tomada de Oilfield Review 2010.

4.5 Otras posibles técnicas de producción.

Inyección de CO₂

Hay otras posibilidades que se proponen para la explotación de los hidratos de gas como un recurso no convencional, aparte de las tres mencionadas con anterioridad, en una de las técnicas propuestas, se inyecta gas a través de un tubo perforado en una capa de hidratos de gas, las burbujas de gas que se forman por el gas inyectado generan un flujo hacia arriba por la reducción de la densidad del fluido producido, causando un efecto de vacío que succiona al hidrato de metano a la superficie como se muestra en la figura 4.15. Otro método consiste en la inyección de CO₂ en un yacimiento de hidratos, considerando que el CO₂ prefiere la fase de hidrato y el intercambio con el metano. Esto permite la producción simultánea de energía a partir del metano y que el CO₂ quede secuestrado en la capa de hidratos. (Giavarini, 2011).

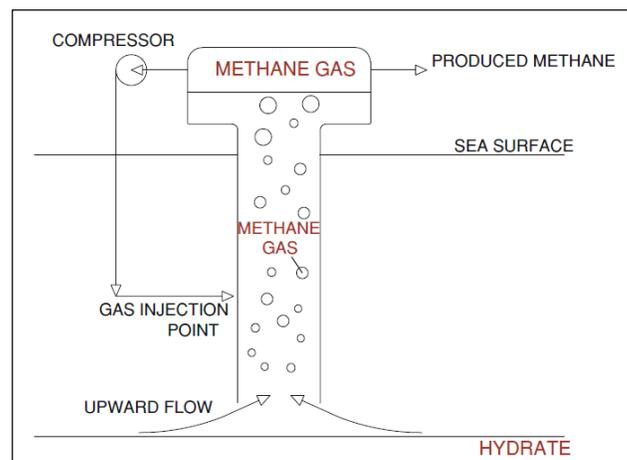


Figura 4.15. Recuperación de metano a partir de hidratos de gas por tecnología de bombeo neumático tomada de Giavarini 2011.

Inyección Cíclica de Vapor

Inicialmente este proceso se utilizó para recuperar crudos pesados pero se ha comprobado que también facilita la producción en hidratos de metano, en comparación con la inyección de agua caliente la inyección de vapor presenta un mejor factor de inyectabilidad, sin embargo, en este proceso se tienen mayores pérdidas de calor hacia las formaciones cercanas. La inyección de vapor se puede realizar de la siguiente forma:

Inyección Cíclica: en la cual existen tres periodos, en el primero de ellos se inyecta el vapor a en la zona de hidratos, después continua el periodo de remojo, en el cual se mantiene cerrado el pozo para permitir el intercambio de calor del vapor hacia los hidratos, para lograr la disociación cerca de la cara del pozo, después le sigue un periodo de producción del gas disociado, como se muestra en la figura 4.16.

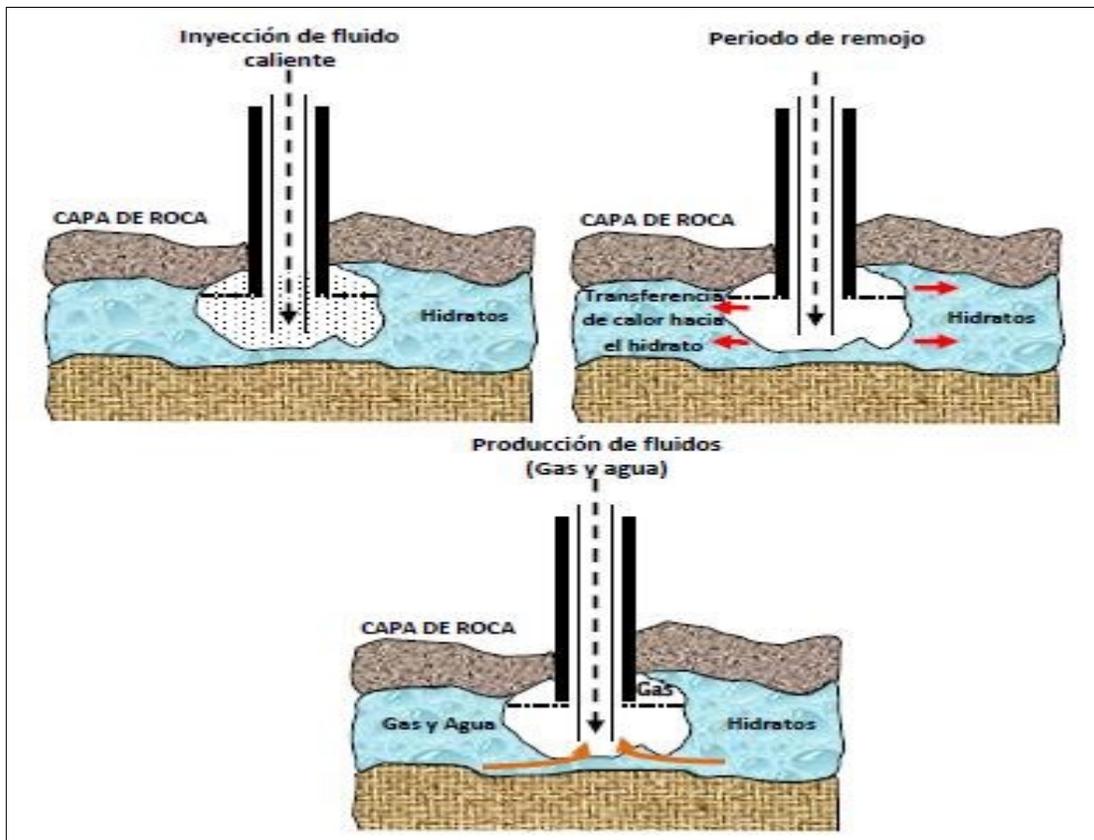


Figura 4.16, Inyección cíclica de vapor. Tomada de Gil Sánchez, 2008.

Inyección Continua: para este tipo de proceso se requiere de un arreglo determinado de pozos productores e inyectores, los cuales producirán el gas disociado e inyectarán el vapor respectivamente, como se muestra de forma esquemática en la figura 4.17, el vapor inyectado tiene la función de desestabilizar al hidrato para disociarlo, de esta forma se liberan grandes cantidades de gas contenidas dentro del hidrato (Gil Sánchez, 2008).

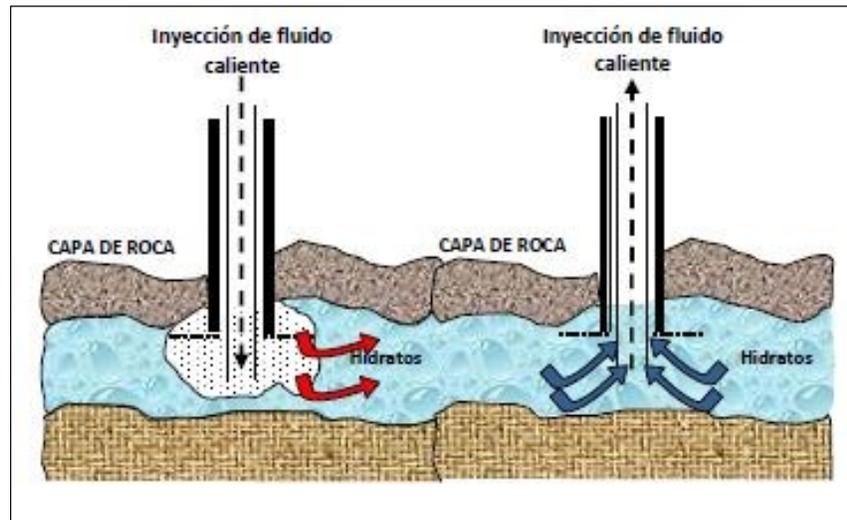


Figura 4.17, Inyección Continua de vapor Tomada de Gil Sanchez, 2008.

Fracturamiento Hidráulico Salino

Esta técnica para despresurizar los hidratos de metano es aplicable si y solo si el yacimiento se encuentra saturado con hidratos al 100%, ya que con el fracturamiento se logrará una disociación inicial, a continuación se retirarán los fluidos disociados para lograr la despresurización. Este procedimiento tendrá un buen desempeño siempre y cuando se logre mantener una alta permeabilidad en las fracturas cuando están expuestas a bajas temperaturas.

Mediante este proceso se asegura que el contenido de sal en la fractura sea el suficiente para medir el congelamiento y la formación del hidrato, además se logra una disociación en las vecindades de la fractura.

Se ha comprobado que el mejor fluido fracturante es una salmuera saturada, ya que a la vez de formar y apuntalar los canales de alta permeabilidad, que comunicarán el gas disociado de los hidratos con el pozo, pero además este tipo de fluido tiene un efecto inhibitor sobre los hidratos. Si no se utilizarán grandes cantidades de sal, el agua que se obtiene como producto de la disociación podría diluirla, lo que podría acarrear problemas como el congelamiento de los fluidos, la formación de nuevo de hidratos o el cierre de las fracturas, solo mediante el fracturamiento hidráulico salino es posible mantener las fracturas con un alta permeabilidad y temperatura. En la figura 4.16 se muestra de manera esquemática el proceso de despresurización utilizando el fracturamiento hidráulico salino.

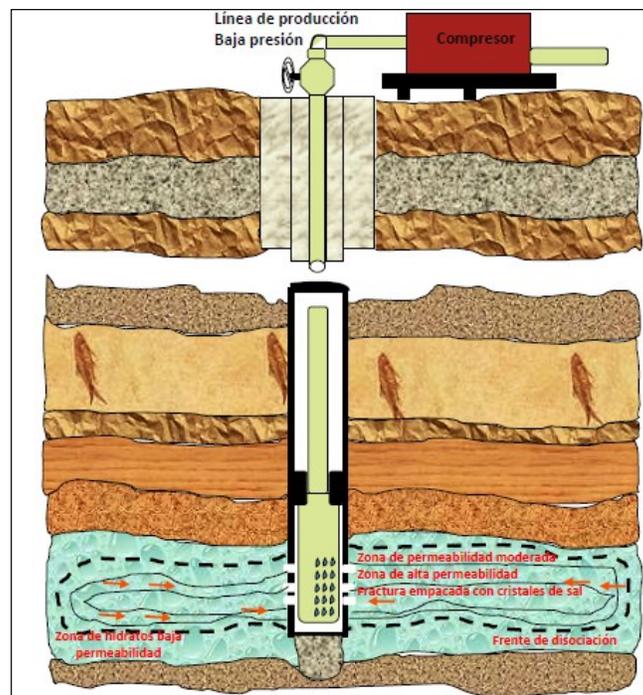


Figura 4.16. Fracturamiento hidráulico salino. Tomada de Gil Sánchez, 2008.

Inyección de salmueras.

Kamath y Godbole sugieren la inyección de agua con alta concentración de sal (NaCl) caliente como una alternativa a las técnicas de inyección de vapor o agua caliente, esta agua conocida salmuera actúa como un inhibidor de hidratos. La salmuera reduce la temperatura del hidrato, lo que hace posible la disociación con menores cantidades de calor, además también aminora las pérdidas hacia las formaciones adyacentes en el pozo.

El calentamiento con salmuera se realiza mediante la inyección continua de forma similar a la inyección de agua o vapor. Esta técnica es atractiva por varias razones:

1. Actúa como inhibidor de hidratos. La reducción de la temperatura de equilibrio depende del grado de salinidad de la salmuera. No se necesita alcanzar valores altos de temperatura del yacimiento como en los métodos de inyección de vapor o agua caliente.
2. Las temperaturas bajas de disociación hacen que se requiera menos calor sensible.
3. Las pérdidas de calor son menores que en las de inyección de vapor o agua. De este modo se obtiene una mejor eficiencia térmica.
4. Es posible encontrar salmueras calientes en yacimientos geotermales cercanos a los de hidratos de gas, con temperaturas que van de los 150°C a los 370°C y entre 1000 y 1500 metros de profundidad y con salinidades entre 0.5 y 2% en peso.

En este método es posible realizar fracturamiento hidráulico para mejorar la inyectabilidad, Kamath y Godbole recomiendan utilizar cristales salinos como material de soporte, los cuáles evitan que se vuelva a formar el hidrato y que el agua se congele durante la producción. También se puede inyectar directamente el agua del mar, la salmuera desciende hasta el fondo del pozo y entra en contacto con los hidratos, esto hace que se disocie el gas y el agua, después estos fluidos junto con la salmuera pueden ser retirados por el espacio anular del pozo. La salmuera es descargada nuevamente al mar y el gas es extraído a través de válvulas. Hay otra

forma de realizar este proceso con el uso de pozos cercanos, se utiliza un pozo como inyector y otro como productor.

Dragado del fondo marino.

El proceso de dragado consiste en retirar sedimentos del fondo marino con la finalidad de disminuir la presión de sobrecarga para con ello lograr desestabilizar los hidratos, este sistema consta de una plataforma que es anclada al fondo marino sobre el yacimiento de hidratos, está cubierta tiene como función recolectar el gas liberado tras el dragado y transportarlo a la superficie mediante una tubería (Gil Sánchez, 2008).

Otros factores que influyen productividad.

Hay varios factores que pueden afectar de forma directa la producción técnica y económica de gas en los depósitos de hidratos de metano. Mientras que en las acumulaciones de hidrocarburos convencionales se requieren un sello superior, para poder evitar que los fluidos migren hacia la superficie, en los hidratos de gas, debido a su baja permeabilidad, en algunas ocasiones puede crear su propio sello en ciertas áreas. Aún no se entiende por completo cómo la ausencia de un sello externo afecta la productividad técnica de una acumulación de hidratos de gas, pero de acuerdo a pruebas piloto pueden existir fugas que permiten que el gas llegue a la superficie, generando problemas que entorpecen la producción.

Otro factor importante que afecta al gasto de producción de gas es la temperatura de la zona en que se desarrollan y encuentran las acumulaciones de clatratos. Si esta zona se encuentra por encima del punto de congelación del agua y además está cerca de la temperatura de equilibrio, es decir, se encuentra dentro de la zona de estabilidad de los hidratos, y a presión constante, la cual corresponde a la presión de estabilidad de los hidratos, se necesita mayor cantidad de calor para disociar el hidratos que a la vez tendrá menos posibilidades de congelamiento en el agua

intersticial en donde se puede provocar un taponamiento evitando que el gas fluya de manera libre hacia los pozos.

La saturación, el grosor y la heterogeneidad, son otros factores que afectan a la productividad de hidrocarburos convencionales, estos también afectan al flujo de producción de los hidratos de gas. Estos factores se estudian tradicionalmente sobre una base caso por caso, por lo que es importante evaluar la viabilidad económica de una acumulación de hidratos de gas, así como la disponibilidad de tecnologías establecidas para la producción de yacimientos convencionales (tales como pozos horizontales, fracturamiento, etc) que puedan ser aplicadas a estos yacimientos no convencionales.

Capítulo 5 Hidratos y Medio Ambiente.

En la búsqueda de nuevas formas de generación y de restitución de reservas energéticas, es muy importante no dejar de lado conceptos como sustentabilidad ambiental, medio ambiente y cambio climático, ya que no tiene sentido obtener energía de forma fácil de cualquier tipo de fuente, que en el futuro genere costos mayores, como problemas ambientales, de salud e incluso disminuya nuestra calidad de vida y de las siguientes generaciones. Se debe tener en cuenta las implicaciones que puede traer consigo el resolver los problemas de desabasto energético con soluciones que no sean integrales, es decir, que solo generen bienestar a corto plazo y a unos pocos inversionistas. Las fuentes de energía que se piensa son las más óptimas a utilizar en el futuro según los expertos, tienen que contar con ciertas características, o al menos estar cerca de ellas, tales como, ser energías más limpias, que se cuenten con grandes reservas, sean de fácil acceso, que se pueda disponer de ellas a bajo costo, que no impacten negativamente al medio ambiente, etc.

Existe una razón por la cual es indispensable explorar y explotar eficientemente los yacimientos que contienen enormes cantidades económicamente explotables de hidratos de metano, sin impactar negativamente al medio ambiente, ya que si hay un aumento en la temperatura promedio en zonas donde hay hidratos, estos pueden disociarse y esparcir a la atmosfera enormes cantidades de gas metano, que es considerado un gas de efecto invernadero, pues el metano puede contribuir en gran medida al calentamiento global, ya que se sabe es 20 veces más nocivo que el dióxido de carbono. Por lo tanto, distintas organizaciones gubernamentales y no gubernamentales están realizando acciones en pro del ambiente; actualmente ya existen leyes en esta materia. En distintos ámbitos se está tomando conciencia de la importancia que tiene el cuidado y preservación del ambiente, por ejemplo, como caso particular, dentro de la descripción de la carrera de Ingeniero Petrolero se establece lo siguiente: *El Ingeniero Petrolero es el profesionalista que posee los conocimientos que le permiten llevar a cabo, con excelencia técnica, la programación, la ejecución y la dirección de los procesos de explotación de*

hidrocarburos, de agua y de energía geotérmica, a fin de redituar beneficios económicos al país y prever los posibles daños ecológicos al medio ambiente.

5.1 Contaminación del Aire.

La contaminación del aire es un tema que se debe abordar con gran seriedad, y no es para menos, ya que durante los últimos 30 años, diversos estudios han revelado los efectos nocivos que tiene sobre la salud, particularmente y en mayor medida sobre niños y adultos mayores. De acuerdo con cifras de la Organización Mundial de la Salud, se estima que más de un millón de personas que viven en áreas urbanas mueren al año debido a este fenómeno.

La contaminación en el aire es generada principalmente por la combustión que realizan los vehículos automotores, a partir de combustibles fósiles, plantas industriales y generadoras de energía, entre otros; esta contaminación genera problemas de salud tales como, neumonía, asma e incluso cáncer de pulmón. Las afecciones generadas por los contaminantes que existen en el aire tienen un impacto distinto sobre las diferentes formas de vida que existe en la Tierra, dependiendo de varios factores, como pueden ser la cantidad de contaminación a la que estén expuestas, el tiempo de exposición y la potencia del contaminante.

5.1.1 Contaminantes criterio del aire.

Se llaman contaminantes criterio a aquellos que son perjudiciales para la salud y bienestar de los humanos, así como efectos adversos en plantas y animales; en consecuencia se han establecido concentraciones límite aceptable para proteger la salud, el medio ambiente y el bienestar de la población.

Los contaminantes criterio establecidos por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos son:

1. Bióxido de azufre (SO₂)
2. Bióxido de nitrógeno (NO₂)
3. Partículas de Materiales (PM)
4. Plomo (Pb)
5. Monóxido de carbono (CO)
6. Ozono (O₃)

5.1.2 Contaminantes Tóxicos de Aire.

De acuerdo con la agencia de protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA), hasta el día de hoy se considera que existen 187 sustancias tóxicas que contaminan el aire, las cuales son mitigadas y monitoreadas por esta agencia; a estas sustancias también se le conoce como contaminantes peligrosos del aire (CPA). Los contaminantes antes señalados son compuestos cancerígenos y no cancerígenos, los cuales pueden causar efectos serios e irreversibles en la salud humana, en su mayoría se trata de compuestos orgánicos que son volátiles (EPA, s/f).

Se sabe que el aire de la atmósfera es una mezcla de compuestos que varían en espacio y tiempo, por lo cual es complicado tener una definición exacta de lo que es la contaminación del mismo; podemos aproximar que la contaminación en el aire es la presencia de una sustancia extraña o un cambio drástico en la proporción normal de esta mezcla, cuyos efectos pueden provocar afectaciones a la salud y bienestar de las personas (Jimenez Cisneros, 2001).

Según la Ley Federal de Equilibrio Ecológico y Protección al medio Ambiente de 1988 *“la contaminación es la presencia de uno o más contaminantes o cualquier*

combinación de ellos que cause desequilibrio ecológico” (LGEEPA, 2012); este desequilibrio lleva años presente en nuestro país.

5.2 Sustentabilidad Ambiental

En el pasado, las sociedades hacían uso los recursos naturales para satisfacer sus necesidades básicas así como las energéticas, sin tener en cuenta que las generaciones futuras pudiesen disfrutar de estos mismos beneficios con un medio ambiente limpio. El uso de combustibles fósiles de manera irracional ha generado lo conocemos hoy como Cambio Climático. Hasta hace unos años se ha tomado gran interés en hacer un uso apropiado de los recursos naturales, para poder gozar de sus beneficios y que las generaciones posteriores tengan estos mismos beneficios como un derecho, de igual forma, el cuidado del medio ambiente es otro tema de interés mundial y que debe preocupar a todos.

Un concepto que generaliza al aprovechamiento adecuado de los recursos naturales y el medio ambiente es el de Sustentabilidad Ambiental, el cual se refiere a la administración eficiente y racional de los recursos naturales, de tal forma que sea posible mejorar el bienestar de la población actual sin comprometer la calidad de vida de los seres humanos que viven en la actualidad y de las generaciones futuras. Uno de los principales retos a corto plazo que enfrenta nuestro país, es incluir al medio ambiente como uno de los elementos de la competitividad, considerando un buen desarrollo económico y social. Solo de esta manera se puede alcanzar un crecimiento sustentable (Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012). No obstante, los esfuerzos de conservación y procuración de los recursos naturales, así como de los ecosistemas pueden verse limitados por otros factores como la pobreza, el crecimiento acelerado de la población, el agotamiento de los recursos naturales y el deterioro ambiental.

De acuerdo con las consideraciones anteriores, el sector de hidrocarburos también debe garantizar el suministro sustentable de petróleo crudo, gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos, minimizando el

impacto al medio ambiente y con estándares de calidad internacionales. Ello requerirá de medidas que permitan elevar la eficiencia y productividad en los distintos segmentos de la cadena productiva de hidrocarburos.

En el año de 1987, el desarrollo sustentable fue presentado formalmente por la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas, como una alternativa al desarrollo socioeconómico tradicional, causante de graves daños ambientales al planeta.

5.3 Cambio Climático.

La temperatura que tiene un planeta está influenciada por su masa, la distancia que existe con respecto al sol, así como los componentes que forman su atmosfera; en el caso de la Tierra está compuesta por 78% de nitrógeno, 21% de oxígeno y 1% de otros gases, entre ellos los gases conocidos como gases invernadero; estos tienen la capacidad de retener parte de la radiación infrarroja emitida por la superficie terrestre manteniéndola más caliente de lo que debería, estos gases son principalmente vapor de agua, dióxido de carbono, metano y óxido nitroso (Estrada Porrua, 2001).

El clima es un parámetro que indica cuales son las condiciones de la atmosfera que afecta a una cierta zona, depende de la influencia de un gran número de factores que se interrelacionan de una forma compleja. Cuando alguno de estos factores como la precipitación, presión, humedad o la temperatura cambian su valor promedio, se dice que se presenta un cambio climático.

Se entiende entonces por cambio climático a la variación del clima con respecto a los valores medios que se han registrado históricamente y que se atribuye a causas relacionadas directa o indirectamente a la actividad humana según la [Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático \(CMNUCC, 1992\)](#).

En el siglo XX, la superficie de la Tierra se ha calentó aproximadamente 0.74° C, de acuerdo con datos obtenidos por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el

Cambio Climático (IPCC). En el Cuarto Informe de evaluación del IPCC del 2007 se postula que el calentamiento global es una realidad, que es causada principalmente por el aumento de los gases de efecto invernadero en la atmosfera, provocado por las distintas actividades humanas.

5.3.1 Posibles Efectos del Cambio Climático.

- Se proyecta que en un futuro de un 20 a un 30% de las especies vegetales y animales se encontraran en un mayor peligro de extinción, por el aumento de la temperatura media mundial, si esta se incrementará en al menos 1°C, es decir que pase de 1,5° a 2,5° C.
- Se espera un aumento en las temperaturas medias mundiales de 2 °C a 11.5 °C para el año 2100, en función del nivel de las futuras emisiones de GEI, y los resultados de varios modelos climáticos.
- También para el año 2100 se espera que la temperatura media mundial a calentar por lo menos dos veces más que lo ha hecho durante los últimos 100 años.
- Se espera un aumento en la precipitación media anual global para finales de siglo, a pesar de los cambios en la cantidad e intensidad de las precipitaciones según la región.
- La intensidad de las precipitaciones es probable que aumente en promedio, lo cual será particularmente pronunciada en las regiones tropicales y de latitudes altas.
- Crecerá el riesgo de inundaciones repentinas debido al derretimiento de glaciares y las superficies nevadas.
- Siete de cada diez desastres que ocurren en la naturaleza tienen que ver con el clima.

- Se pronostica que unos 200 millones de personas serán desplazadas como resultado de los efectos del clima para 2050.
- Por cada 2 °C de calentamiento, se espera un deshielo del 15% en el promedio anual del hielo marino y de una disminución del 25% en de hielo marino del Ártico.
- El nivel de pH de los océanos se ha reducido en aproximadamente 0,1 unidades desde tiempos pre-industriales, lo que equivale a un aumento del 25% en la acidez. Se prevé que el nivel de pH de los océanos disminuya aún más a finales de siglo si las concentraciones CO₂ continúan aumentando como se tiene proyectado. (*Naciones Unidas, Stern Review 2006*)

5.4 El efecto invernadero.

El efecto invernadero es la retención de calor en la parte baja de la atmósfera debido a la absorción y a la re-radiación de las nubes y de algunos gases, considerando que la Tierra recibe su energía del sol en forma de radiaciones solares. Las más importantes son las de onda corta (visibles) recibidas del sol que pasan a través de la atmosfera con poca o casi ninguna interferencia y calientan la superficie terrestre. Las radiaciones térmicas de onda larga, emitidas por la superficie terrestre calentada, son absorbidas en parte por restos de elementos o por gases “de efecto invernadero”. Estos gases se encuentran en la atmósfera en pequeñas cantidades y reflejan hacia todas direcciones las radiaciones térmicas de onda larga (Ciesla, 1996), como se muestra de manera esquemática en la figura 5.1, donde también se observan los principales gases causantes de este efecto.

El incremento de los gases de efecto invernadero por encima de sus niveles naturales o concentraciones habituales, ocasiona efectos adversos a las distintas formas de vida. La atmósfera por si sola no opone ninguna resistencia a la radiación solar que impacta a la Tierra, permitiendo que se alcance una temperatura

adecuada para el desarrollo de la vida en ella, sin embargo, la atmosfera se muestra relativamente opaca ante la radiación infrarroja, que la superficie terrestre refleja hacia el espacio exterior. Esta opacidad que presenta por la radiación infrarroja se debe a la presencia natural de pequeñas cantidades de gases de efecto invernadero, dicha opacidad varia con la concentración de estos gases (Estrategia Nacional de Cambio Climático México, 2007).

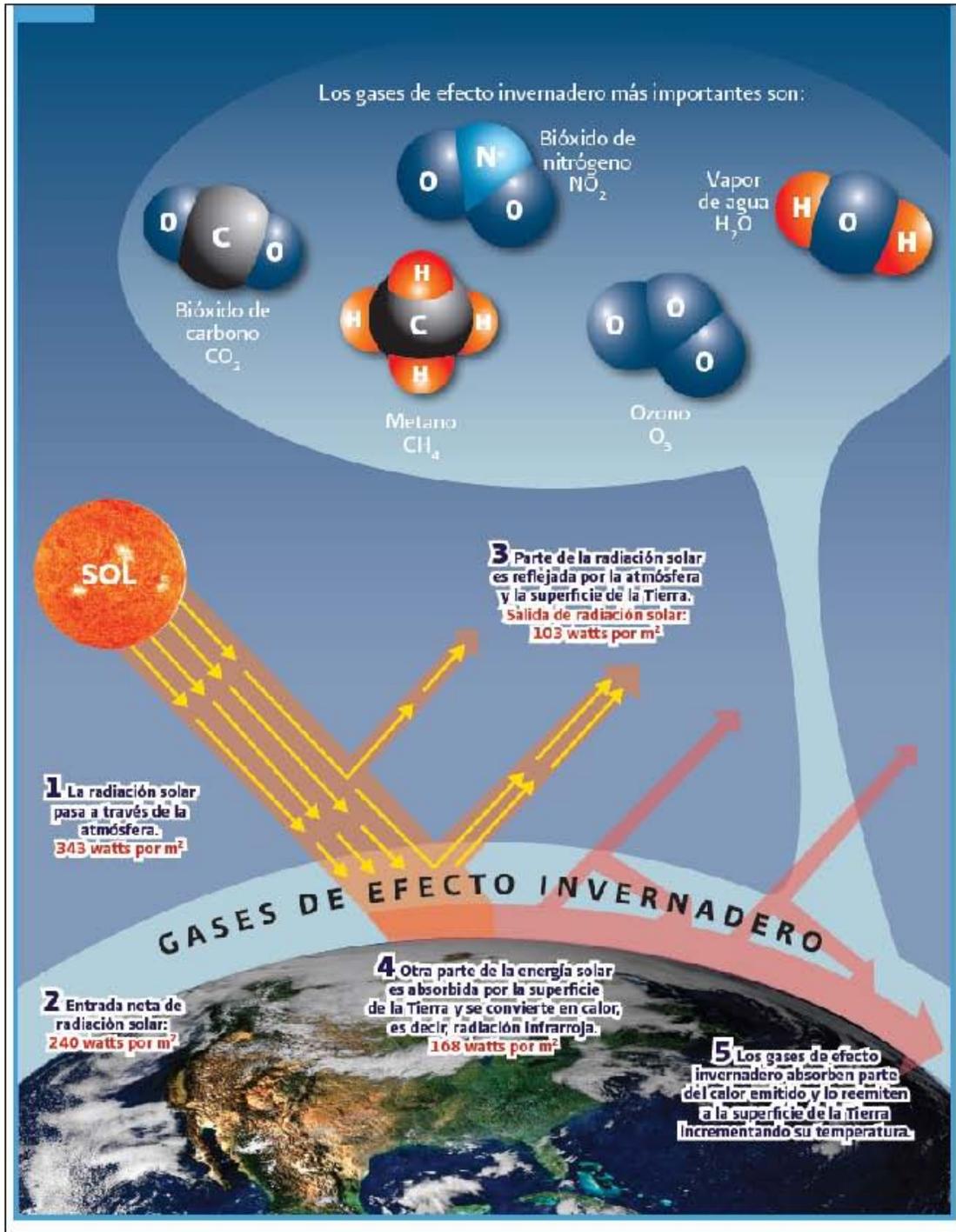


Figura 5.1 Principales gases de Efecto Invernadero y Efecto Invernadero. Tomada de Semarnat 2009.

El nombre “Efecto invernadero” proviene de su similitud con las instalaciones construidas para cultivar plantas en un ambiente con condiciones favorables y más controladas que en el exterior, dado que en un invernadero se tiene la propiedad de permitir el paso de la radiación solar y bloquear la radiación terrestre generada en su interior (Martínez y Fernández, 2004).

Las cantidades de gases de efecto invernadero en la atmosfera pueden influir en las temperaturas mundiales, si estos aumentan la temperatura sube, si disminuyen la temperatura baja.

Las mediciones realizadas en núcleos de hielos de hace 160, 000 años muestran que la temperatura de la Tierra tenía casi la misma cantidad de dióxido de carbono y metano, dos de los gases de efecto invernadero más importantes presentes en la atmósfera.

Los cambios en las cantidades de estos gases pueden ser una, pero no todas, la responsable de las causas de las grandes diferencias de las temperaturas mundiales (5-7°C) entre las épocas glaciales y los periodos interglaciares (Houghton 1991).

El metano es el más preocupante como agente responsable del calentamiento global, que el dióxido de carbono ya que tiene un potencial de calentamiento global 10 veces mayor que el dióxido de carbono. Actualmente el metano contribuye con el 15% del calentamiento global (Cornejo, 2006).

5.5 Gases de Efecto Invernadero.

Se considera que los gases de efecto invernadero (GEI) son aquellos cuya presencia hace posible el efecto invernadero, gracias al cual es posible que exista vida en la Tierra; las distintas actividades realizadas por la población global han hecho que se incremente la cantidad y proporción de estos gases en la atmosfera, esto se debe principalmente a la gran dependencia que existe de los combustibles

fósiles (Amestoy, 2010). Se sabe que estos gases son los causantes del aumento en la temperatura del planeta, es decir, son los que están generando el cambio climático. Las concentraciones de GEI se han incrementado por más de 150 años de manera global, pero hay que tener en cuenta que la vida media de estos gases va de decenas hasta miles de años, como consecuencia, algunas de las medidas que se están aplicando hoy en día para mitigar la presencia de esto en la atmósfera no verán resultados factibles sino hasta mucho tiempo después.

Se prevé que cuando se alcance un punto de equilibrio entre la captura de CO₂ de la biosfera y las emisiones de estos gases, se estará alcanzando una estabilidad las concentraciones de gases de efecto invernadero.

En el protocolo de Kioto inscrito en el Convenio Marco de la Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, aprobado en Nueva York el 9 de mayo de 1992, se establecen cuáles son los gases de efecto invernadero:

- Metano (CH₄)
- Dióxido de carbono (CO₂)
- Óxido nitroso (N₂O)
- Hidrofluorocarbonos (HFC)
- Perfluorocarbonos (PFC)
- Hexafluoruro de azufre (SF₆)

A pesar de que el principal contribuyente individual a la contaminación atmosférica es el CO₂, se ha encontrado que el metano es hasta 21 veces más eficiente para retener la radiación infrarroja emitida por la superficie terrestre, aumentando así la temperatura del planeta. En la Figura 5.2 se muestran las emisiones de GEI en México, se observa con facilidad que el metano ocupa el segundo lugar de emisiones en el país con un 22.3 % del total emisiones.

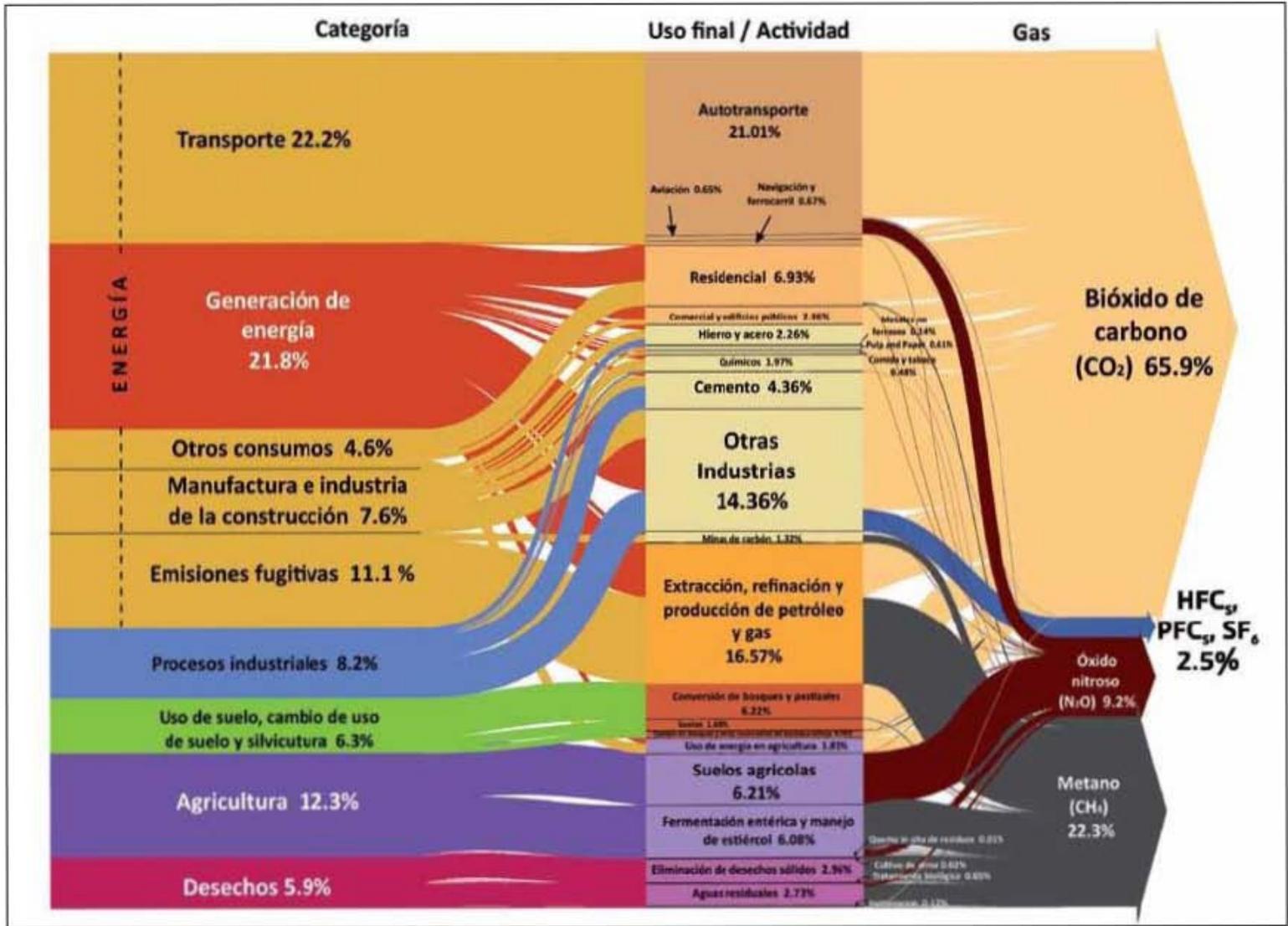


Figura 5.2, emisiones de GEI por sectores en México, tomada de Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, 2012.

Debido a los altos niveles de contaminación registrados durante las últimas décadas y a la influencia negativa que ejercen estos contaminantes sobre la salud se establece en el protocolo de Kioto, el cual fue adoptado el 11 de diciembre de 1997 en la ciudad de Kioto, Japón, un acuerdo internacional que tiene como fin la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en un 5% a nivel global dentro de un periodo que va del año 2008 al 2012, cabe destacar que el mayor emisor de este tipo de gases son los Estado Unidos mismo, que no se adhirió al protocolo.

5.6 Efectos de los hidratos de gas en cambio climático.

Los hidratos pueden afectar el clima porque cuando son calentados o despresurizados, se pueden descomponer y disociar en agua y gas metano, uno de los gases invernadero que están calentando al planeta Tierra; la descarga de grandes cantidades de metano a la atmósfera contribuirá al calentamiento global de forma significativa. Se han hecho investigaciones en las que se ha documentado que los niveles de metano en la atmósfera eran más bajos durante los periodos glaciales que durante los periodos interglaciares.

El efecto invernadero se está viendo acentuado en la Tierra por la emisión de ciertos gases, como el dióxido de carbono y el metano, siendo el metano más eficaz como un gas de efecto invernadero que el dióxido de carbono. Por lo tanto, si el flujo de metano a partir de la disociación de hidratos ocurre una cantidad suficiente, puede contribuir al calentamiento global.

Debido al calentamiento global el aumento de las temperaturas del agua del fondo marino podría causar la disociación de hidratos de gas en muchos lugares de los fondos oceánicos, por lo que se consideran de alto riesgo. La disociación de hidratos de gas puede causar un mayor calentamiento global, porque el gas se libera e incrementaría el efecto invernadero.

Otra forma en la el gas de los hidratos se puede liberar a la atmosfera es cuando el nivel del mar aumenta. Un aumento en el nivel del mar se traduciría en un agua más cálida, el efecto resultante sería la liberación de gas contenido en los hidratos a la atmosfera.

Un aspecto que se desconoce en gran medida de los hidratos, es su estabilidad, si los hidratos se descomponen, podría causar una liberación masiva de metano a la atmósfera. Según algunas estimaciones, hay 3,000 veces más la cantidad de metano en las formaciones de hidratos de gas que en forma libre en la atmósfera. Dado el tamaño de estos depósitos y la capacidad del metano para absorber la radiación infrarroja, se podría incrementar el efecto invernadero dramáticamente. Además, la descomposición de estos hidratos en el fondo del océano, se podrían originar deslizamientos masivos, lo que causaría problemas para su extracción. La falta de conocimientos de la estabilidad de las formaciones de hidratos es uno de los factores que limita su extracción en estos momentos en las zonas del talud, donde hay fuertes pendientes y el hidrato funciona como cementante en las arenas.

La disociación de los hidratos de gas durante la deglaciacion se ha relacionado con el final de las edades de hielo durante los últimos millones de años.

Varios autores sugieren que la presencia de grandes depósitos de oceánicos de hidratos de gas, son el factor determinante de la severidad de las edades de hielo (Paull, 1991). Durante la formación de grandes capas de hielo polares, el nivel del mar disminuye, reduciendo la presión sobre los hidratos de gas en el margen oceánico, lo que hace que los depósitos de hidratos de gas más someros sean inestables, y que liberen metano a la atmósfera, lo que provocaría el calentamiento global con un cambio importante en las regiones polares.

En los pozos de petróleo y gas perforados a través de las zonas del permafrost o en aguas profundas para llegar al petróleo convencional, en el transcurso de la perforación se pueden encontrar depósitos de hidratos de gas, los cuales, en la mayoría de los casos las compañías petroleras tratan de evitar debido a la falta de conocimientos precisos sobre las propiedades mecánicas y térmicas de los hidratos de gas en lo sedimentos. Para mitigar el riesgo, los pozos son protegidos de los

hidratos de gas, pero una vez que comienza la producción de petróleo, el pozo puede producir líquidos calientes que al fluir a través del pozo, también pueden calentar las zonas con hidratos de gas que con el cambio de temperatura pueden llegar a disociarse. El gas liberado de los depósitos de hidratos de gas puede acumularse y aumentar la presión contra el tubo del pozo y causar daños considerables.

Se ha observado que la explotación de los recursos de hidratos de gas por calentamiento intencional o por despresurización, plantea los mismos riesgos que perforar a través de los hidratos de gas para llegar más profundo a depósitos de aceite y gas convencionales (Demirbas, 2010).

Estos escapes de gas metano del subsuelo marino han provocado efectos catastróficos a través de la historia de la Tierra. Hay evidencias que sugieren que el Paleoceno que terminó hace unos 55 millones de años; fue provocado por un aumento de la temperatura a nivel mundial, que pudo deberse al aumento de gases invernadero contenidos en la atmósfera.

Se han realizado estudios en los que se ha visto que la disociación de los hidratos de gas es un factor determinante en la extinción de especies y en derrumbes en el lecho marino, como se muestra de manera esquemática 5.2 en la figura (Cornejo, 2006).

En la figura 5.2 se observa claramente que al extraer el gas contenido en los hidratos, el espacio poroso antes lleno por el gas natural congelado se colapsa, esto también ocurre cuando el hidrato sale de su zona de estabilidad y libera el gas contenido en él, lo cual genera derrumbes en el lecho marino, que a su vez pueden generar modificaciones o inestabilidad en la superficie.

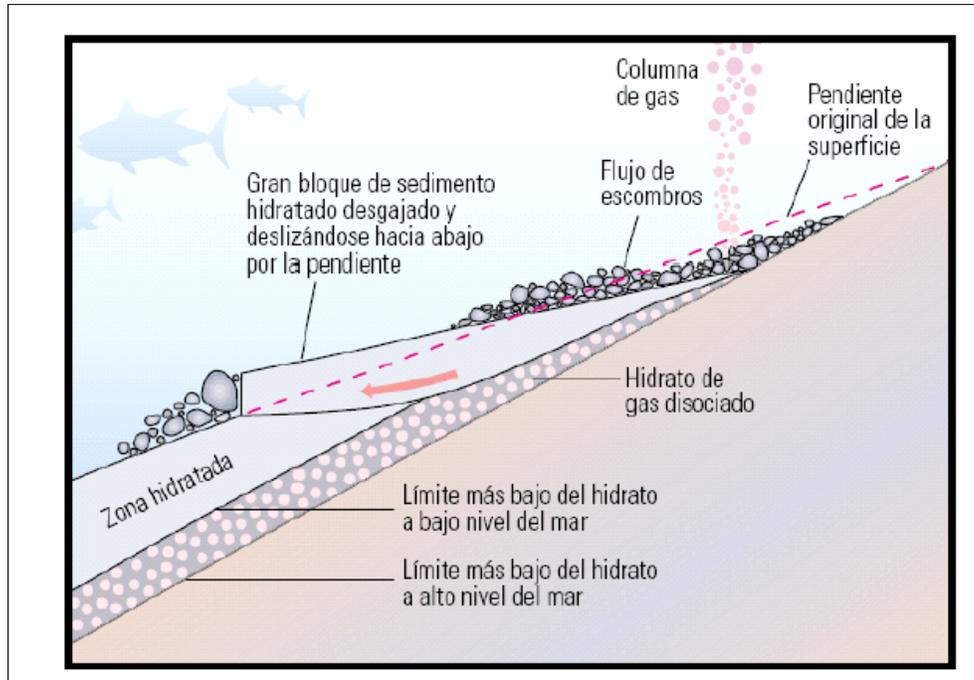


Figura 5.3 Deslizamiento de un bloque submarino, debido a la disociación de hidratos (tomada de Timothy S. Collett, 2000).

Algunos geólogos han propuesto a estos fenómenos como los culpables en la extinción de especies a finales del pérmico en el Paleozoico. El escape de gran cantidad de metano en todo el mundo provocó una reacción en cadena, lo que disminuyó el oxígeno alrededor del mundo, lo que implica un importante cambio climático al que muchas especies no se pueden adaptar, por lo que pueden ocurrir extinciones de formas de vida de manera masiva.

En las zonas donde existen hidratos de metano se están emitiendo a la atmosfera este gas como consecuencia de una desestabilización de los mismos, y a su vez estas emisiones aumentan el efecto invernadero, por lo tanto se debe hacer algo al respecto; en el caso de que estos depósitos lleguen a explotarse, estas áreas implican un alto riesgo, ya que el metano puede escaparse a la atmosfera.

5.7 Secuestro de CO₂.

Las grandes acumulaciones de CO₂ es un tema que preocupa a los expertos en cambio climático y energía pues prevén que tengan que transcurrir alrededor de 100, 000 000 años para que los océanos puedan absorber el exceso de CO₂ presente en la atmosfera, también indican que si las emisiones de este gas no disminuyen y se rebasa la cantidad de 450 partes por millón, se producirá un incremento en la temperatura media de la Tierra de aproximadamente 2°C lo que tendría como consecuencia daños irreversibles a nuestro planeta (Castells, 2012).

Como se menciona en el capítulo anterior, los hidratos o clatratos pueden formarse a partir de distintos gases por lo que en efecto se pueden formar hidratos de gas a partir de CO₂ y de CH₄ (metano).

A la fecha no existe un método de captura y secuestro de CO₂ que pueda considerarse totalmente eficiente y que a su vez pueda ser costeable. Si se piensa en un uso futuro de combustibles fósiles, será necesario eficientizar los métodos de captura y secuestro de CO₂. En algunos lugares ya ocurre esto, donde la extracción de petróleo de un yacimiento convencional es seguida de la inyección de CO₂, por ejemplo, la Organización Alemana de hidratos de gas (GGO) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos, están dedicando grandes esfuerzos en esta área.

Mientras que esto parece ser una solución que permite la captura de parte de las emisiones de CO₂ que pueden ser utilizados para que ocupe el espacio que dejen por sustitución, sin embargo para la producción de metano a partir de hidratos existen limitaciones cinéticas y de equilibrio para el proceso de intercambio, por lo cual no todo el metano puede ser sustituido por el CO₂ y viceversa (Grace, 2008). Se ha comprobado que adicionando Nitrógeno al CO₂ se obtiene una mayor eficiencia de recuperación de metano de acuerdo a pruebas de laboratorio, es preciso señalar que este tipo de secuestro de CO₂ en yacimientos de hidratos de gas es distinto al que se realiza en formaciones geológicas, donde el gas que sustituye al metano se inyecta de forma líquida.

Hasta el momento, esta parece ser una solución óptima, ya que se explotarían de forma eficiente los depósitos de hidratos de metano con la inyección de otro gas que se considera como uno de los gases más contaminantes, además esta técnica también ayudaría a prevenir los deslizamientos de bloques marinos en las zonas de fuertes pendientes.

Capítulo 6 Hidratos en el Golfo de México

La cuenca del Golfo de México es un mar intercontinental muy profundo, que tectónicamente hablando corresponde a una margen pasiva, en su parte más profunda alcanza una tirante de agua de 3.7 km, cuenta con un área de aproximadamente 1.5 millones de Km². Se trata de una compleja cuenca sedimentaria con grandes acumulaciones de sedimentos detríticos, así como carbonatos masivos que son afectados tectónicamente por intrusiones de sal.

La apertura del paleo-golfo de México inició en el Triásico Tardío al Jurásico Medio como consecuencia de un proceso de rift de la corteza. Grandes espesores de sal en el Calloviano fueron depositadas (Formación Louann) durante el proceso de rift, el cual jugó un papel importante durante las etapas tardías de la evolución de la cuenca del Golfo de México. La sedimentación post-rift construyó una secuencia sedimentaria compuesta principalmente de sedimentos siliciclásticos. El rápido depósito durante el Cenozoico causó una deformación masiva de la sal autóctona de la Formación Louann lo que tuvo como consecuencia la generación de domos, diapiros y cuerpos salinos de diversas geometrías.

Los cuerpos salinos aloctonos y las mini cuencas rellenas de sedimentos, son los rasgos más notables de la geomorfología regional. Su geometría, distribución y evolución estructural a través del tiempo han influenciado la ocurrencia de hidratos de metano en el Golfo, los cuales ocurren a lo largo de los rims de mini cuecas y asociados a domos salinos en los que la deformación salina y las fallas activas proveen conductos eficientes para la migración de fluidos desde el subsuelo al piso oceánico profundo donde se tiene la zona de estabilidad de los hidratos.

Se sabe que el Golfo de México es una provincia de hidratos de metano de origen biogénico y termogénico, que se presentan en el piso oceánico en forma de grandes montículos dominados por la baja temperatura y el régimen tectónico estructural provocado por las intrusiones salinas, así como relleno intersticial y de fracturas en los sedimentos someros (Hernández Vite, 2009).

6.1 Antecedentes.

Se han observado montículos de hidratos de gas cerca de las zonas de falla con fracturas en aguas profundas del Golfo de México, pero todavía no han sido reportados hidratos contenidos en arenas. Esta observación es muy importante, puesto que ya se han perforado más de 1000 pozos por la industria petrolera en aguas profundas, donde la zona de estabilidad de los hidratos de gas se extiende a una profundidad considerable por debajo del lecho marino. Además se sabe que los sistemas deposicionales en el Golfo de México formados durante el Neógeno y el Pleistoceno contienen abundantes cantidades de arena.

La aparente ausencia de hidratos en las arenas se puede explicar por la falta de una evaluación completa de los hidratos de gas en la subsuperficie del fondo marino. Las herramientas LWD (adquisición de registros durante la perforación) normalmente empleadas para secciones poco profundas no están diseñadas para la identificación de hidratos en las arenas, para poder identificarlos es necesario implementar e incluso desarrollar tecnología que sirva específicamente para tal fin, ya sea de manera directa o indirecta, apoyándose en los parámetros que interviene en su formación y estabilización; con ellos se tendría una mayor certidumbre de su existencia.

Afortunadamente los registros de rayos gamma son capaces de delinear y delimitar las arenas. Estas medidas de registro están disponibles y con una evaluación cuidadosa indican que las arenas son comunes en la zona de estabilidad de los hidratos de gas en el Golfo de México.

El desarrollo de un modelo válido para la aparición de hidratos de gas en el Golfo es difícil por la complejidad de la geología que existe en del Golfo de México. En relación con otras áreas de interés para los investigadores de hidratos de gas, la geología de aguas profundas del Golfo es mucho más complejo ya que implica diapirismo y la disolución de la sal, sedimentación reciente, fallas, y la migración de altos volúmenes de fluidos que se escapan. Estos factores se traducen en una alta

variación lateral en los gradientes de temperatura, flujo de fluidos y la química del agua.

Las predicciones de que el Golfo tenga acumulaciones de hidratos de gas son prematuras. Las investigaciones de hidratos de gas se ha centrado en los montículos de hidratos en el fondo marino asociados con las características de sal donde el flujo de las aguas salinas calientes es más alto, sin embargo, estos sitios no deben considerarse como típicos del Golfo de México en su conjunto. Además, la mayor parte del muestreo se ha llevado a cabo con muestras de núcleos poco profundos que no son capaces de evaluar directamente el potencial de recursos de arenas más profundas que podrían contener hidratos de gas.

6.2 Programa conjunto Chevron-Texaco.

Para las compañías de petróleo y gas con operaciones en el Golfo de México, el principal interés en los hidratos de gas es que representan alto riesgo geológico, pero con un bajo interés como una fuente de energía potencial y por ende tienen menor prioridad.

La industria offshore tiene un historial de seguridad excelente de operaciones en aguas profundas, también reconoce que los hidratos de gas podrían representar un peligro, lo cual ha dado lugar a la formación del Programa de la industria conjunta (JIP), encabezada por Chevron Texaco y financiado conjuntamente por el Departamento de Energía de EE.UU. y las empresas asociadas. Los miembros de la JIP son Chevron Texaco, Schlumberger Oilfield Services, Halliburton Energy Services, y otras empresas además de Reliance Industries de la India. Por otra parte el Servicio de Administración de Minerales de Estados Unidos es un miembro del JIP. El servicio geológico de Estados Unidos provee apoyo técnico para el proyecto.

El objetivo principal del proyecto conjunto del Golfo de México JIP es abordar las cuestiones de seguridad en aguas profundas relacionadas con la perforación convencional y las operaciones de producción mediante el desarrollo de técnicas para el uso de datos sísmicos para:

- (1) Cuantificar la magnitud de los depósitos de hidratos de gas.
- (2) Desarrollar protocolos para la perforación de forma segura y extracción de muestras a través de estratos de hidratos de gas y determinar como la presencia de hidratos de gas en los sedimentos afecta la estabilidad del pozo. Además, las investigaciones teóricas y de laboratorio se llevan a cabo para una mejor comprensión de las propiedades mecánicas de los sedimentos en que se encuentran los hidratos de gas.

El JIP es un programa multi-fase a realizar en varios años. La Fase I implica la recopilación y análisis de los datos existentes y la elaboración de modelos y protocolos para la detección y caracterización de los sedimentos de hidratos. Los resultados de la Fase I se utilizaron para diseñar la perforación, extracción de muestras, y un programa de registro que se inició en 2005 durante la Fase II.

En abril de 2005 se iniciaron las operaciones en el área de Atwater Valley en el Golfo de México, la primera de las dos áreas de investigación de la JIP en la Fase II. En Atwater Valley, se perforarán cuatro pozos, cada uno con una profundidad de aproximadamente 305 metros por debajo del fondo marino, un pozo será perforado y conectado con herramientas LWD, de los otros pozos se obtendrán núcleos por medio de muestreadores de núcleo a presión, en intervalos de interés determinados por el LWD. Atwater Valley se encuentra a 177 km, al sureste de Nueva Orleans, con profundidades de agua de aproximadamente 1.311 metros.

La segunda área que el JIP investigará está en Keathley Canyon, situado a 258 km al sureste de Galveston, también en aguas profundas de aproximadamente 1,311 m. Al igual que con Atwater Valley, se han previsto la perforación de pozos (Ray Boswell, 2009).

Si bien la evaluación de los recursos no está incluida en los objetivos de la JIP, la información recogida en el flujo de calor, estratigrafía y geoquímica tendrá una aplicación directa para la evaluación del potencial de recursos de hidrato de gas que se encuentran en el fondo marino. Los lugares explorados fueron elegidos en parte

debido a los respiraderos activos (escapes de gas) y por montículos con hidratos en cada área.

El flujo de calor, la salinidad y la litología en estos sitios pueden prevenir la formación significativa de hidratos, aunque los resultados de la Fase II (positivos o negativos) deben aplicarse con cuidado a todo el Golfo de México en su conjunto.

6.3 Evaluación de los hidratos de gas en el Golfo de México.

El proceso de evaluación hidratos del Servicio de Administración de Minería de EE.UU, es la integración de los datos sísmicos, registros de pozos, datos de temperatura, y perforaciones geotécnicas. Se consideraron cuatro posibles configuraciones de hidratos de gas (Collett, 2004): (1) vetas llenas de lodos junto a las áreas ventiladas, (2) hidratos en areniscas completamente dentro del GHSZ, (3) hidratos en arenas que se sitúan en el GHSZ con gas libre atrapado abajo, y (4) hidratos de gas asociados a una roca sello con domos de sal. Los modelos económicos se están desarrollando como parte de las evaluaciones.

En el futuro el JIP utilizará los resultados obtenidos de la perforación para calibrar aún más las técnicas sísmicas utilizadas para predecir acumulaciones de hidratos de gas y a su vez para ubicar y registrar localidades para futuras perforaciones (Rocha Legorreta, 2009).

6.4 Posibilidades en México

El instituto Mexicano del petrolero (IMP) ha llevado a cabo estudios de los datos geológicos y geofísicos para la evaluar la presencia de hidratos de gas en aguas profundas de México.

El programa de investigación de Hidratos en México se compone de dos etapas, la primera se ha centrado en identificar las características que sugieren la posible aparición de importantes ocurrencias de hidratos en el suroeste del Golfo de México, incluyendo el análisis de la magnitud de las anomalías BSR, pruebas de flujo de gas y la existencia de facies de yacimientos favorables; la segunda fase tiene como finalidad identificar la posible fuente de energía contenida en los hidratos, teniendo en consideración los riesgos geológicos asociados a las operaciones en aguas profundas.

El área de estudio en la cuenca de México consiste en una secuencia de sedimentos clásticos del pleistoceno superior y el plioceno, que cubre un largo bloque correspondiente a una estructura rollover, limitado por fallas sintéticas fusionadas en un sistema lístrico regional profundo; no se tiene más información geológica disponible, solo se utilizan los datos sísmicos para esta investigación.

Los datos sísmicos con que se cuentan cubren 4,100 km², el mapa del fondo del marino fue construido a través de sísmica lo que hizo posible la identificación de elevaciones estructurales paralelas capaces de almacenar estos recurso (Rocha, Javier, 2009), como se muestra en la figura 6.1.

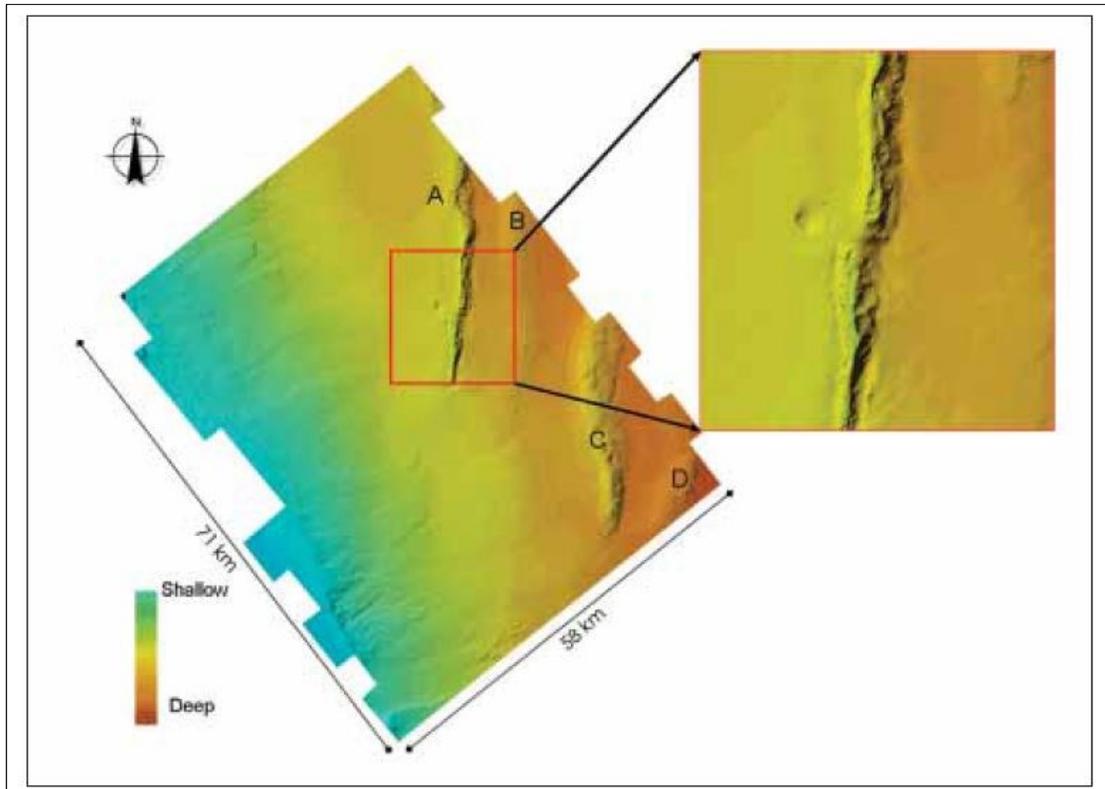


Figura 6.1 Topografía del fondo marino, en la imagen ampliada se observan las estructuras paralelas A, B, C y D, así como una función circular interpretada como un cráter de expulsión donde se tienen hidratos (Tomada de Rocha Legorreta, 2009).

Se cree que estas estructuras paralelas son una posible continuación de los elementos estructurales identificados por el Servicio Geológico de los Estados Unidos, USGS, por sus siglas en inglés, en el norte del Golfo de México, que podrían mantener la continuidad en estas latitudes del sur bajo las mismas condiciones, ya que la mayor parte de los depósitos de hidratos que se encuentran en el norte del Golfo están por debajo de la isobata 500 m.

El IMP prevé llevar a cabo nuevas investigaciones sobre este y otros sitios, para delimitar aún más el volumen y el potencial de los recursos de hidratos de metano con que contamos en México de hidratos de metano.

Por su parte el Instituto de Ciencias del Mar y Limnología de la UNAM, han encontraron depósitos de hidratos de metano a lo largo del Pacífico Norte y en el Golfo de México, mientras estaba realizando búsqueda de fauna marina.

Los hidratos de metano constituyen una potencial fuente de energía que cobra cada vez mayor importancia dado el agotamiento de los recursos energéticos convencionales alrededor del mundo. Pues se sabe que el gas es un combustible fósil más limpio con el medio ambiente y resulta una fuente confiable de bajo costo además existe un enorme volumen potencial disponible dentro de los hidratos de metano.

Tanto la Universidad de Texas A&M como la industria alemana (ARCOM) realizaron batimetrías en el Golfo de México que permitieron identificar más claramente estos depósitos, por lo que PEMEX tiene mapeados los distintos sitios donde se tiene potenciales depósitos de hidratos de metano, porque éstos representaban un riesgo para las tuberías de extracción.

El reto es hacer inversiones en tecnología para identificar los depósitos, evaluar las reservas y determinar la mejor forma de extracción, ya que el metano se expande en la medida de que se acerca a la superficie.

Conclusiones y Recomendaciones

- Los hidratos de metano constituyen compuestos químicos que se forman a partir de la presencia de un gas en un medio que se encuentra sometido a altas presiones y bajas temperaturas; estas características propician la formación de una estructura cristalina que acoge como huésped al gas, impidiendo su salida siempre y cuando se encuentre condiciones de estabilidad.
- Los hidratos de metano ocurren de manera natural en dos regiones de la Tierra: tanto en las zonas de permafrost y en los fondos oceánicos profundos.
- Todos los gases pueden formar hidratos bajo diferentes condiciones de presión y temperatura, pero los hidratos de mayor relevancia son los que contienen en un mayor porcentaje metano, ya que este gas es el más abundante, tiene un alto poder calorífico y es menos contaminante que otros hidrocarburos.
- Las reservas estimadas de hidratos a nivel mundial se presume representan más del doble de reservas actuales de gas natural de los yacimientos convencionales.
- Sobre los tres métodos usados comúnmente, despresurización, estimulación térmica e inhibidores químicos, ninguno por si solo ha dado resultados satisfactorios, que se traduzcan en bajos costos de producción. Se ha demostrado que se tienen mejores resultados utilizando una combinación de estos, no obstante es necesario desarrollar nuevos métodos específicos para la producción de hidratos en sus diversos ambientes.
- Hasta el momento el BSR es el método de identificación de hidratos más eficiente y capaz de identificar acumulaciones de hidratos generando un modelo del fondo marino por la diferencia de velocidades de las ondas

acústicas en sedimentos de los que contienen y de los que no contienen hidratos.

- Deben realizarse más estudios sobre los hidratos como una fuente no convencional de energía, ya que en muchos casos la industria petrolera los ha estudiado porque presentan problemas en su transporte, ya que taponan las tuberías de producción en ambientes fríos, lo que impide el flujo esperado, que en consecuencia deriva en un impacto económico negativo.
- Es recomendable estudiar a fondo los yacimientos de hidratos desde el punto de vista energético y económico, considerando la protección el medio ambiente. Durante su explotación es muy importante evitar que se tengan fugas a la atmosfera ya que este gas es 20 veces más contaminante que el CO₂ producido por la combustión de combustibles fósiles o por otras fuentes.
- De explotarse este tipo de yacimientos en nuestro país es necesario implementar técnicas que permitan un alto poder de recuperación del metano, pudiendo así aumentar la oferta y en consecuencia abaratar los costos de producción.
- Particularmente en nuestro país se necesita de mayor inversión en investigación y tecnología que permitan evaluar, en primer lugar la ocurrencia de hidratos dentro de nuestra zona económica exclusiva, estimando cual sería el volumen estimado recuperable y la viabilidad de explotar estos yacimientos como recurso energético.
- El gas contenido en los hidratos en el piso oceánico del Golfo de México puede tener un origen biogénico o termogénico.

- La cantidad de energía contenida en los hidratos de metano es muy importante, debido al arreglo de las moléculas que permite se puedan almacenar un gran porcentaje de gas por unidad de volumen. Cada metro cúbico de hidrato puro contiene aproximadamente 164 metros cúbicos de metano por 0.8 metros cúbicos de agua.
- Para la exploración de hidratos es fundamental la buena interpretación de líneas y cubos sísmicos, lo que permite localizar las acumulaciones de hidratos de metano.
- Es esencial elaborar un programa de energía que involucre a los centros de investigación nacionales como la UNAM, el IPN, el IMP, entre otros, con el cual se puedan explorar y determinar las posibilidades de explotación de este tipo de depósitos en México, donde se tome en consideración los factores de seguridad y evitar daños al medio ambiente, lo que permitiría a nuestro país asegurar el abastecimiento de gas natural.

Bibliografía

- Amestoy, J. (2010). El planeta Tierra en peligro: Calentamiento Global, Cambio Climático, Soluciones. España: Editorial Club Universitario.
- Baltazar Montes, M. E. (Noviembre de 2002). Apuntes del tema "Hidratos de metano". Tesis: Ingeniero Geólogo. Mexico, Distrito Federal: Facultad de Ingeniería (UNAM).
- Berger, D. B. (1980). Gas Handling and Field Processing. Tulsa, Oklahoma: Penwell Books.
- Camilo, G. S., & Iswar, R. P. (2008). Métodos utilizados en la recuperación de gas natural en formaciones de hidratos de lechos marinos. Tesis de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Carlo Giavarini, K. H. (2011). Gas Hydrates "Inmense Energy Potential and Environmental Challenges". London: Springer.
- Carroll, J. (2009). Natural Gas Hydrates "A Guide for Engineers" (Vol. Segunda Edición). Gulf Professional Publisher.
- Castells, J. E. (2012). Energía, Agua, Medio Ambiente, Territorialidad y Sostenibilidad. Madrid, España: Ediciones Diaz de Santos.
- Ciesla, W. M. (1996). Cambio climático, bosques y ordenación forestal. Una visión de conjunto. Roma, Italia: Estudio FAO Montes 126.
- CNH, C. N. (2011). Documento Técnico 2 La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación actual y Retos. México, D.F.
- Collett, T. S., 1993. "Natural gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, North Slope, Alaska", AAPG Bulletin 793.
- Collett T. S., Lewis R., Uchida T., 2000. "El Creciente Interés en los Hidratos de Gas", Oilfield Review, otoño 2000, pág 47-61
- Cornejo, V. O. (2006). Tesis Hidratos de Gas. Mexico D.F.: Facultad de Ingeniería.
- D. Max, M. a. (2006). Economic Geology of Natural Gas Hydrate. Netherlands: Springer.
- Demirbas, A. (2010). Methane Gas Hydrate. London: Springer.
- EPA. (s.f.). Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos. Obtenido de <http://www.epa.gov/espanol/>
- Estrada Porrúa, M. (2001). Cambio Climático Global: causas y consecuencias. Revista de Información y Análisis.

- García Potero, J. (2012). El gas natural no convencional. El gas natural como energía puente entre el presente energético y el deseable futuro sostenible. Colegio Oficial de Geólogos, CONAMA 2012.
- Geta, J. A. (2008). Investigación y Gestión de los Recursos del Subsuelo (Primera ed.). España, Madrid: Instituto Geológico y Minero de España.
- Guillot Merchand, G. (Junio de 2010). Manual básico para la interpretación de Registros Geofísicos de Pozo. Tesis: Ingeniero Petrolero. México: Facultad de Ingeniería (UNAM).
- Hernández Mendoza, A. (Septiembre de 2009). La creciente dependencia del gas natural en México. Los hidratos de metano. Tesis maestro en ciencias con especialidad en administración de la energía. Mexico, Distrito Federal: Instituto Politecnico Nacional.
- Hernández Vite, J. C. (2009). Los Hidratos de Metano una fuente de Gas Natural una fuente no Convencional. México, D.F.
- Ikoku, D. C. (1980). Natural Gas Engineering (Vol. 1). Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books.
- Jimenez Cisneros, B. E. (2001). La contaminación ambiental en México. México: Limusa.
- Kumar Thakur Naresh, R. S. (2011). Explorations of Gas Hydrates: Geophysical Techniques. Berlin: Springer.
- Kvenvolden K. 1993. "Gas Hydrates-Geological Perspective and Global Change", Reviews of Geophysics 31, número 2, p. 173-187.
- Ley Federal de Equilibrio Ecológico y Protección al medio Ambiente. (2012). LGEEPA. Mexico.
- Márquez D., M. (1989). La industria del Gas Natural en México, 1970-1985 (Primera ed.). México, D.F.: El Colegio de México.
- Martinez, J. F. (2004). Cambio Climático: una visión desde México. Instituto Nacional de Ecología.
- Makogon Y.F., 1981. Hydrates of Natural Gas. Penn Well Publishing Company. Tulsa, Oklahoma.
- Plan Nacional de Desarrollo. (2007-2012). México.
- Ray Boswell, T. C. (2009). Joint Industry Project Leg II Discovers Rich Gas Hydrate Accumulations in Sand Reservoirs in the Gulf of Mexico. NETL Fire in the ice, 1-5.
- Richard Birchwood, T. C. (2010). Desarrollos en Hidratos de gas. Oilfield Review, 19-35.

- Rocha Legorreta, F. J. (2009). Seismic evidence and geological distinctiveness related to gas. *The Leading Edge*, 714-717.
- Salas Mungia, J. (2008). Estudio de la formación de depósitos de hidratos en tuberías que transportan hidrocarburos. México, D.F.
- Timothy Collet, R. L. (2000). El creciente interés en los hidratos de gas. *Oilfield Review*, 47-61.
- Titiratsoo, E. N. (1979). *Natural Gas* (Vol. Tercera Edición). Houston, Texas: Gulf Publishing Company.