



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

“HIDRATOS DE GAS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

VÍCTOR OMAR SEGURA CORNEJO

DIRECTOR DE TESIS:

DR. VÍCTOR HUGO ARANA ORTIZ



MÉXICO, D.F.

NOVIEMBRE, 2006



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1162

SR. VÍCTOR OMAR SEGURA CORNELIO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Victor Hugo Arana Ortiz y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

HIDRATOS DE GAS

	CONTENIDO
	LISTA DE TABLAS Y FIGURAS
	RESUMEN
I	INTRODUCCIÓN
II	SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL
III	PROPIEDADES GENERALES DE LOS HIDRATOS DE GAS
IV	GEOLOGÍA DE LOS DEPÓSITOS
V	ACUMULACIONES DE HIDRATOS DE GAS EN EL MUNDO
VI	RESERVAS DE GAS CONTENIDAS EN HIDRATOS Y SU EXPLOTACIÓN
VII	IMPACTO AMBIENTAL
VIII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D.F. a 9 de octubre de 2006
EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB/JAGC/gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"HIDRATOS DE GAS"

TESIS PRESENTADA POR:

VÍCTOR OMAR SEGURA CORNEJO

DIRIGIDA POR:

DR. VICTOR HUGO ARANA ORTIZ

JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: DR. VICTOR HUGO ARANA ORTIZ

SECRETARIO: M. C. JOSE MANUEL REYES AGUIRRE

1ER SUPLENTE: ING. MARTIN CARLOS VELAZQUEZ FRANCO

2DO SUPLENTE: M. I. RUTH VIRGINIA WILSON LOPEZ

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	iii
LISTA DE TABLAS	v
RESUMEN	vi
I. INTRODUCCIÓN	1
II. SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL	5
II.1. RESERVAS DE GAS EN MÉXICO.	6
II.2. OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN MÉXICO.	8
II.3. IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL	11
II.3.1. VENTAJAS AMBIENTALES	12
III. PROPIEDADES GENERALES DE LOS HIDRATOS DE GAS	15
III.1. ¿QUÉ SON LOS HIDRATOS DE GAS?	15
III.2. PERSPECTIVA HISTÓRICA DE LOS HIDRATOS DE GAS.	17
III.3. ESTRUCTURAS CRISTALINAS DE LOS HIDRATOS DE GAS.	19
III.4. ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS CONTENIDOS EN LOS HIDRATOS DE GAS.	23
III.4.1. METANO BIOGÉNICO.	23
III.4.2. METANO TERMOGÉNICO.	24
III.5. PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS HIDRATOS DE GAS.	30
III.6. GENERACIÓN DE LOS HIDRATOS DE GAS.	32
IV. GEOLOGÍA DE LOS DEPÓSITOS	39
IV.1. LOCALIZACIÓN DE LOS DEPÓSITOS DE HIDRATOS DE GAS	39
IV.2. SECUENCIAS ALMACENADORAS DE HIDRATOS DE GAS	41
IV.3. TRAMPAS GEOLÓGICAS.	44

IV.4. MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA DETECCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.	49
V. ACUMULACIONES DE HIDRATOS DE GAS EN EL MUNDO	60
V.1. INVESTIGACIONES Y ESTADO ACTUAL	60
V.2. CASOS MÁS ESTUDIADOS EN EL MUNDO	66
V.2.1. BLAKE RIDGE (E. U. A.).	66
V.2.2. MARGEN CONTINENTAL CASCADIA (CANADÁ).	70
V.2.3. VALLE DE NANKAI (JAPON).	73
V.2.4. PENDIENTE NORTE DE ALASKA (ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA).	76
V.2.5. DELTA DEL RÍO MACKENZIE (CANADÁ).	78
VI. RESERVAS DE GAS CONTENIDAS EN HIDRATOS Y SU EXPLOTACION	82
VI.1. RESERVAS DE GAS CONTENIDAS EN HIDRATOS.	82
VI.2. FORMAS DE EXPLOTACIÓN PROPUESTAS.	87
VI.3. TRANSPORTE DEL GAS PROVENIENTE DE LOS HIDRATOS DE GAS A LA COSTA.	91
VI.4. POSIBLES USOS ALTERNATIVOS DE LOS HIDRATOS DE GAS.	91
VII. IMPACTO AMBIENTAL.	94
VII.1. INESTABILIDAD DE LOS HIDRATOS DE GAS	94
VII.2. IMPACTO EN EL CLIMA GLOBAL.	97
VII.3. EL EFECTO INVERNADERO	99
VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	104
REFERENCIAS	106

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Producción de gas natural por tipo de gas y actividad en México.	7
Figura 2. Estimados de la demanda y la producción nacional de gas natural.	9
Figura 3. Consumo de gas natural por sector y rama.	14
Figura 4. Composición proporcional del hidrato de metano.	15
Figura 5. Estructura de hidrato mostrando en el centro una molécula de metano, atrapado en una jaula de hielo.	16
Figura 6. Los tres tipos de cavidad presentes en los hidratos con estructuras I y II.	20
Figura 7. Los dos tipos de cavidad presentes en los hidratos con estructura H.	20
Figura 8. Tipos de cavidades y estructuras en los hidratos de gas.	22
Figura 9. Fuente de los hidrocarburos en situaciones geológicas, con respecto a la evolución de la materia orgánica.	28
Figura 10. Estabilidad del hidrato de metano en función de la presión y la temperatura.	36
Figura 11. Condiciones de presión y temperatura para la existencia de los hidratos de gas.	38
Figura 12. Localización de Hidratos de Gas en el mundo.	40
Figura 13. Distribución de los hidratos en los sedimentos.	41
Figura 14. Diagrama de situaciones geológicas en donde los hielos de metano funcionan como sello formando trampas de gas.	48
Figura 15. Sección sísmica que muestra la intensidad de la reflexión a lo largo de la costa del Atlántico en Blake Ridge, EUA.	53
Figura 16. Respuestas típicas de registros de pozos en permafrost ante la presencia de hidratos de gas.	55

Figura 17. Registro del Formation MicroImager (FMI) tomado en el pozo Mallik 2L-38.	62
Figura 18. Mapa del margen continental sureste de Estados Unidos.	67
Figura 19. Perfil sísmico de los sitios 994, 995 y 997.	68
Figura 20. a) Concentración de iones de cloro (Cl ⁻) en el agua de poro en los sitios 995, 995 y 997. b) Resistividad eléctrica tomada de los pozos en los sitios mencionados.	69
Figura 21. Mapa de la región del margen continental de Cascadia en Norteamérica.	71
Figura 22. Registros obtenidos en un pozo del sitio 889 por el ODP.	72
Figura 23. Localización de los pozos del MITI en el Valle de Nankai.	74
Figura 24. Perfil sísmico de los pozos del MITI en el Valle de Nankai.	75
Figura 25. Sección basada en registros de pozos de la zona mostrando la extensión vertical y horizontal de las unidades que contienen hidratos de gas.	77
Figura 26. Mapa de la localización de las unidades estratigráficas que contienen hidratos de gas (capas de la A a la F) de la zona de los campos bahía Prudhoe y río Kuparuk.	78
Figura 27. Mapa de una parte de la región del delta del río Mackenzie, mostrando los contornos de profundidad de la base de los hidratos de gas.	79
Figura 28. Reservas Globales de Carbono.	85
Figura 29. Propuestas para la explotación de hidratos de gas: (A) Inyección térmica; (B) Despresurización; y (C) Inyección de inhibidores.	88
Figura 30. Diagrama esquemático del principio de la desalinización del agua de mar utilizando el proceso de formación y disociación de los hidratos de gas.	92
Figura 31. Disociación de hidratos responsable del deslizamiento de un bloque submarino.	96

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de las cavidades en las estructuras I, II y H.	21
Tabla 2. Propiedades físicas de los hidratos de gas obtenidas de los registros de los pozos.	32
Tabla 3. Presencia de hidratos de gas en el mundo observado en núcleos.	39
Tabla 4. Volúmenes estimados de gas contenidos en las zonas de hidratos de gas inferidas por medio de registros.	84
Tabla 5. Cantidad de gas contenido en los Hidratos de Gas, preparado por la Potential Gas Comitee (Kvenvolden).	86
Tabla 6. Factores que afectan el balance existente entre la energía que llega del espacio (radiación solar), la pérdida de calor (enfriamiento) debida a la energía devuelta por la superficie terrestre y la atmósfera hacia el espacio y la cantidad de calor que es retenido en la atmósfera.	101

RESUMEN

Los hidratos de gas representan una gran fuente de energía y se considera que contienen más carbón que el resto de las fuentes fósiles de energía. Una unidad de volumen de hidrato de metano a presión de 1 atmósfera produce 160 unidades de gas. La reserva mundial de hidratos de gas (metano) es considerada de al menos 10^{16} Kilogramos de carbono. Esta cantidad es el doble de la cantidad de carbón en todas las fuentes fósiles de energía existentes en el mundo. Los hidratos de gas existen en grandes proporciones en áreas árticas y/o en pendientes continentales a profundidades mayores de 600 m. En el caso de México, estos se encuentran en los márgenes continentales, donde la profundidad y temperatura en el lecho marino permiten su formación, por ejemplo en el Golfo de Cortés, frente a las costas de Michoacán, Guerrero y en el Golfo de México.

El objetivo de este trabajo es presentar un estado del arte en el cual se encuentra las condiciones de una eventual explotación de hidratos de gas en México. Este trabajo consta de una breve introducción que trata de resaltar la importancia de encontrar nuevas alternativas energéticas y sobre todo, nuevos tipos de acumulaciones para explotar gas natural. El segundo capítulo describe la situación actual del gas natural en el país. El tercer capítulo está dedicado a la descripción de las propiedades generales de los hidratos de gas, desde su definición hasta los recursos y condiciones necesarios para su formación, pasando por una perspectiva histórica de su descubrimiento y evolución de las investigaciones acerca de estos, la descripción de las estructuras que se forman a nivel molecular, el origen del gas contenido en los hidratos y sus propiedades físicas. En el capítulo cuatro se describe la geología de los depósitos de hidratos de gas. Posteriormente se realiza una descripción de la situación actual a nivel mundial de los hidratos de gas y se explora las posibilidades de la explotación de los hidratos de metano. También se analiza el impacto ambiental y se establecen conclusiones y recomendaciones.

I. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo trata de exponer en forma amplia y clara la importancia de explorar el fondo oceánico en el margen continental de México para incorporar reservas de gas proveniente de los hidratos de metano (igualmente llamados hidratos de gas). También se analizan las posibilidades actuales que existen a nivel mundial para la explotación de los hidratos, provenientes de los dos distintos ambientes en donde se puede encontrar este recurso, es decir, de los márgenes continentales y de las zonas con hielo permanente o de permafrost, haciendo una evaluación de las reservas potenciales de este hidrocarburo, basándose en las investigaciones hechas tanto en otros países como en el nuestro.

Aunque la información acerca de la localización y explotación de este recurso natural que se puede obtener no está del todo desarrollada, ya que los avances de los países interesados no han llegado a ser tan importantes como debieran, la información obtenida de las investigaciones acerca de este tema es suficientemente aceptable para constituir esta tesis.

Es una realidad que en nuestro país se necesita tener una mayor inversión para poder desarrollar nuevas formas de energía o para explorar nuestro propio territorio en busca de combustibles fósiles como el gas natural. El gas natural ha ido alcanzando en los últimos años, un auge muy elevado, tanto en el ramo doméstico como en el industrial. Estos últimos años, México ha estado teniendo que importar este combustible, ya que su producción no alcanza a cubrir las necesidades de la nación. La energía obtenida de los combustibles fósiles, es la más importante en la actualidad y se prevé que esta condición siga así hasta que la tecnología pueda proveernos de una fuente de energía distinta y que sea rentable tanto económica como ecológicamente.

Bajo este panorama, el hombre en la búsqueda de nuevas formas de energía, para intentar mitigar la demanda energética actual, ha llegado a descubrir lo que nunca se hubiera pensado: hielos que arden. Lo que en realidad se ha descubierto, es una estructura conformada por dos sencillos elementos: agua y gas. El gas se atrapa en una especie de jaula que se forma cuando, en presencia de este gas y agua, existen las condiciones de presión y temperatura adecuadas para formar hidratos, o sea, que la temperatura sea baja y la presión alta para permitir la congelación del agua y así se puedan formar estos hielos.

En algunos países, las investigaciones relacionadas con este nuevo tipo de depósitos de gas ya están entrando en una fase avanzada, incluso se tienen datos de las zonas en donde se han detectado y se han comenzado a hacer estudios de explotación y toma de muestras.

Se ha estimado que en México existe un área de alrededor de 19,000 kilómetros cuadrados que potencialmente tienen depósitos de hidratos de gas con un alto índice de impregnación de metano, tanto en las aguas territoriales del Pacífico como en el Golfo de México.

Por lo anterior es necesario explorar el margen continental de nuestro país, como se ha hecho en muchos otros, para poder estimar las reservas, los tipos de depósitos y la factibilidad de proyectos de extracción, en cuanto a hidratos de gas se refiere.

Los hidratos de gas serán factibles de explotar cuando los precios del petróleo y gas aumenten sustancialmente y/o cuando las reservas de estos combustibles fósiles se reduzcan de igual forma. El cambiante costo de los hidrocarburos actualmente, inhibe las investigaciones de fuentes alternas a los yacimientos convencionales en México, como lo son los hidratos de gas. Los depósitos actuales de hidratos de gas pueden ser comerciales aún en este ambiente de energía de costo volátil, la producción de gas proveniente de los hidratos es económicamente factible.

La clave de la comercialización del gas proveniente de los hidratos, es probablemente el suministro y control de calor necesario para la disociación de hidratos, como se verá en el desarrollo de este trabajo. Se necesita tener controlado el calor suministrado para conservar el equilibrio termodinámico en la explotación de las acumulaciones de hidratos y tener seguridad industrial y protección al ambiente.

Tal como se podrá apreciar en las gráficas de predicciones de consumo nacional comparadas con las de producción nacional de gas natural en México, se prevé que nuestro país siga siendo deficitario entre lo que se produce y lo que se consume durante los próximos años, por lo que es fundamental el desarrollo de un programa de exploración del margen continental mexicano, que permita el desarrollo de campos de hidratos de gas, para así poder producir el gas natural contenido en ellos y poder satisfacer la demanda energética del país.

Cabe señalar que esta tesis estuvo planeada para hacer un cálculo tentativo de las reservas de gas natural que pudieran encontrarse en los hidratos de gas, ubicados en el margen continental de México, pero debido a la poca información disponible acerca de las escasas investigaciones hechas por otros países (Estados Unidos de América y Japón) en México, se decidió revisar las condiciones actuales de las reservas de gas natural y las propiedades de las acumulaciones de hidratos de gas, para así recalcar la importancia que este recurso representa para la nación.

La falta de información acerca de investigaciones de hidratos de gas en México, se debe al poco interés que las autoridades energéticas del país han puesto en este tema, tal vez porque se piensa que las reservas de hidrocarburos contenidas en yacimientos convencionales son suficientes para satisfacer la demanda en el mediano plazo y se tiene confianza en que la reactivación de la exploración llevada a cabo en los últimos años

rinda frutos, y así se tengan nuevos yacimientos que satisfagan la creciente demanda de combustibles fósiles en el futuro.

Hay que volver a mencionar que se debe establecer en México un programa de investigación para los hidratos de gas en nuestras aguas territoriales. Al parecer, en este año se estará formando un grupo de trabajo para recabar información acerca de este tema. El grupo estaría formado por investigadores de geociencias de Petróleos Mexicanos, Instituto Mexicano del Petróleo, Secretaría de Energía, Investigadores de la Universidad Nacional Autónoma de México y del Instituto Politécnico Nacional (**Fuente: Subdirección de Exploración de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía**). Desafortunadamente las políticas vigentes de difusión de información en México, no permiten que se conozcan los detalles acerca de este proyecto.

II. SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL

El 70% de las reservas de gas natural a nivel mundial se encuentran ubicadas, según la compañía petrolera **British Petroleum**, en oriente medio y la ex unión Soviética. La relación reservas probadas a producción para la región de América del Norte (EUA, Canadá y México) es de 10 años. Lo anterior ha contribuido al recrudescimiento en las presiones políticas con el objeto de mantener el control de las reservas de hidrocarburos y prolongar el abasto de energía a precios competitivos en los mercados de mayor crecimiento, como lo es el caso de Estados Unidos de América.

La importancia de Canadá para los Estados Unidos de América, en el aspecto de distribuidor de gas natural para este último, seguirá siendo muy importante en los próximos años e incluso será aun más importante, según el escenario de alto crecimiento económico de la **Agencia Internacional de Energía (IEA)**. Según esta misma agencia estadounidense, México seguirá siendo deficitario en gas natural en los siguientes 15 años.

Se proyecta por algunas instituciones norteamericanas, que la oferta bruta de gas natural en Estados Unidos de América, decline fuertemente a finales de la tercera década del siglo, generando una brecha entre la oferta y la demanda. Una alternativa es cubrir el déficit con gas natural extraído a partir de hidratos de gas. Vale la pena señalar que la reserva de gas natural en hidratos evaluada en los campos de Estados Unidos de América por algunos investigadores representa más de mil veces la reserva de Burgos en México.

II.1. RESERVAS DE GAS EN MÉXICO.

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

En caso de que no se produzcan inversiones muy altas en materia de yacimientos de gas no asociado, la producción seguirá decayendo y México tendrá que importar cantidades cada vez más grandes de gas en un futuro cercano.

El crecimiento de la demanda doméstica y la proximidad que existe con el mercado de Estados Unidos de América, servirá como incentivo para seguir aumentando la producción, como se ha hecho en los últimos años. Se prevé que bajo esta condición, la producción de gas de México aumente de 176 mil millones de pies cúbicos en 2005 a 522 mil millones de pies cúbicos en 2030, gracias a la incorporación de gas natural proveniente de hidratos. Entonces la producción interna gradualmente dejará atrás al consumo interno y en la segunda década del siglo, se espera que México se convierta en un exportador neto.

La actual apuesta en lo que a gas natural se refiere, se encuentra en acelerar la integración con el mercado de Estados Unidos de América, la posible construcción de plantas para importación de gas natural licuado y la ubicación y desarrollo acelerado de yacimientos de gas convencional que actualmente no se conocen (ver figura 1). Para esto último, se necesitarán inversiones de muchos millones de dólares, de los cuales se requiere destinar

una parte a la producción, tratamiento y distribución de gas natural; y otra parte a la exploración y producción de crudo.

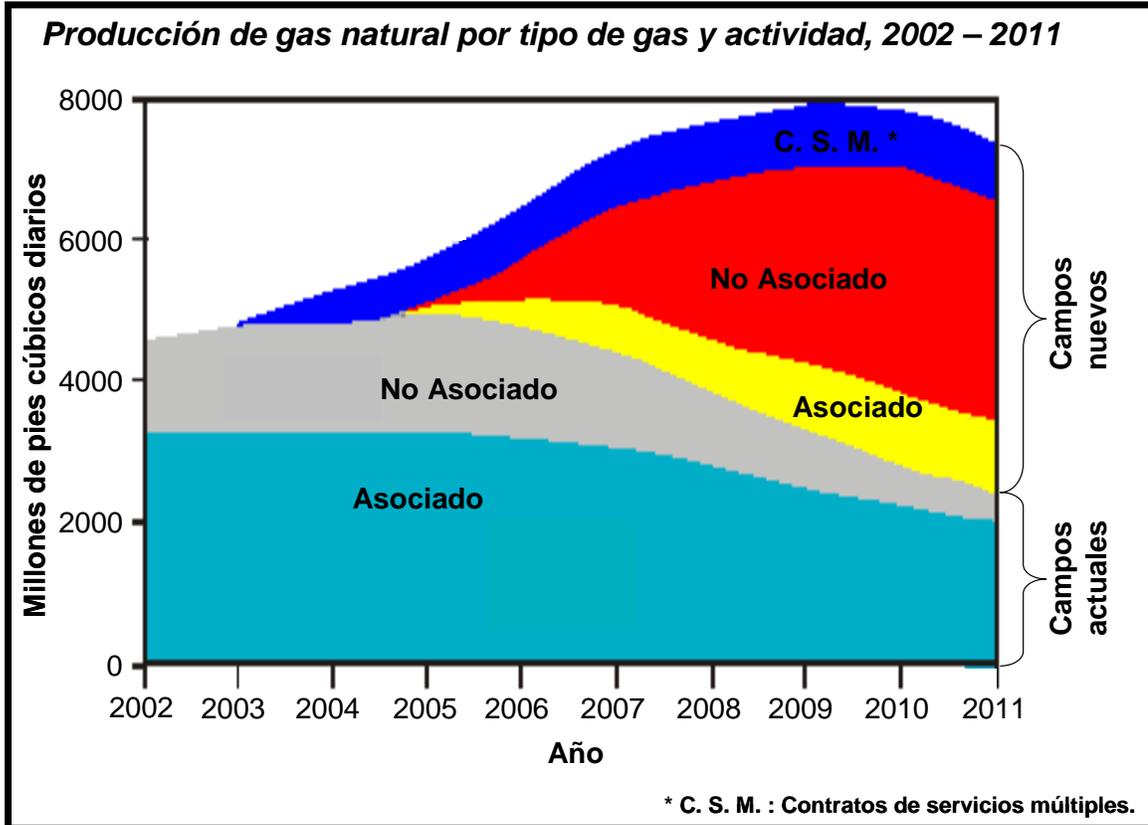


Figura 1. Producción de gas natural por tipo de gas y actividad en México, 2002 – 2011 (Fuente: Petróleos Mexicanos, 2003).

Se espera que las acciones tomadas en México respecto a exploración y producción de gas natural, sigan impactando de forma positiva la seguridad energética nacional, tal y como se ha ido dando en los últimos años. Además se espera que en el largo plazo se aumente la demanda de energéticos en Norteamérica, por lo que México debe estar preparado para cubrir esta brecha con gas proveniente tanto de los hidratos de gas como de los yacimientos de gas convencionales que se supone se descubrirán, si es que se hacen las inversiones necesarias. Con estas inversiones se evitará el desabasto de gas

natural y el aumento excesivo en el precio del mismo, tanto en nuestro país como en toda Norteamérica.

II.2. OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN MÉXICO.

Durante el año 2005 la economía mexicana creció 1.3%, mientras que el consumo de gas natural lo hizo en 8.6% en el mismo año, lo que confirma el rápido dinamismo que ha presentado este hidrocarburo, utilizándose como materia prima o como combustible en los sectores industriales, petroquímico, termoeléctrico, residencial, de servicios y en el transporte terrestre. En el 2005, el consumo nacional de gas natural alcanzó los 6,219 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd). El sector eléctrico casi cuadruplicó su consumo de gas entre 1995 (465 mmpcd) y 2005 (1,819 mmpcd), con una tasa de crecimiento anual del 14.6%, presentándose como el sector de mayor dinamismo. El sector industrial mostró una disminución en la demanda, ubicándose ésta en 1,208 mmpcd en el 2005. El sector residencial presentó un comportamiento positivo, principalmente por el incremento de número de usuarios debido a las inversiones realizadas por empresas permisionarias en nuestro país. La tasa media de crecimiento anual fue en este sector la más elevada con un 26.2%. En el sector petrolero, se registraron moderados incrementos en los consumos, alcanzando un volumen de 2,141 mmpcd en 2005. La tasa media de crecimiento anual total para el periodo 1995-2005, fue de 5.7% (5.1% sin considerar a Petróleos Mexicanos).

La tasa media de crecimiento anual total proyectado para el periodo 2005-2013 es de 5.8% (4.8% sin considerar a Petróleos Mexicanos). Durante este periodo, el crecimiento del mercado mexicano del gas natural será más dinámico respecto a otros combustibles. Se estima que la demanda del gas natural crecerá de 6,219 mmpcd en el 2005 a 9,303

mmpcd en el 2013. El sector eléctrico mantendrá el mayor porcentaje crecimiento en el mercado, al absorber más de las dos terceras partes del consumo en el 2013. Sus requerimientos ascenderán de 1,819 mmpcd en 2005 a 4,705 mmpcd en el 2013, es decir, una tasa media de crecimiento anual del 10%.

Aunque la producción de petróleo crudo ha seguido una tendencia de crecimiento en los últimos años, la de gas natural no ha manifestado el mismo comportamiento a pesar de que gran parte del gas natural obtenido es asociado al crudo. Lo anterior se debe a que la producción de crudos ligero y superligero ha venido declinando en las regiones Sur y Marina Suroeste durante los últimos años. Estos tipos de crudos poseen una alta relación gas/aceite, mientras que el crudo pesado, que ha venido sosteniendo el incremento de la producción nacional, contiene menores proporciones de gas natural.

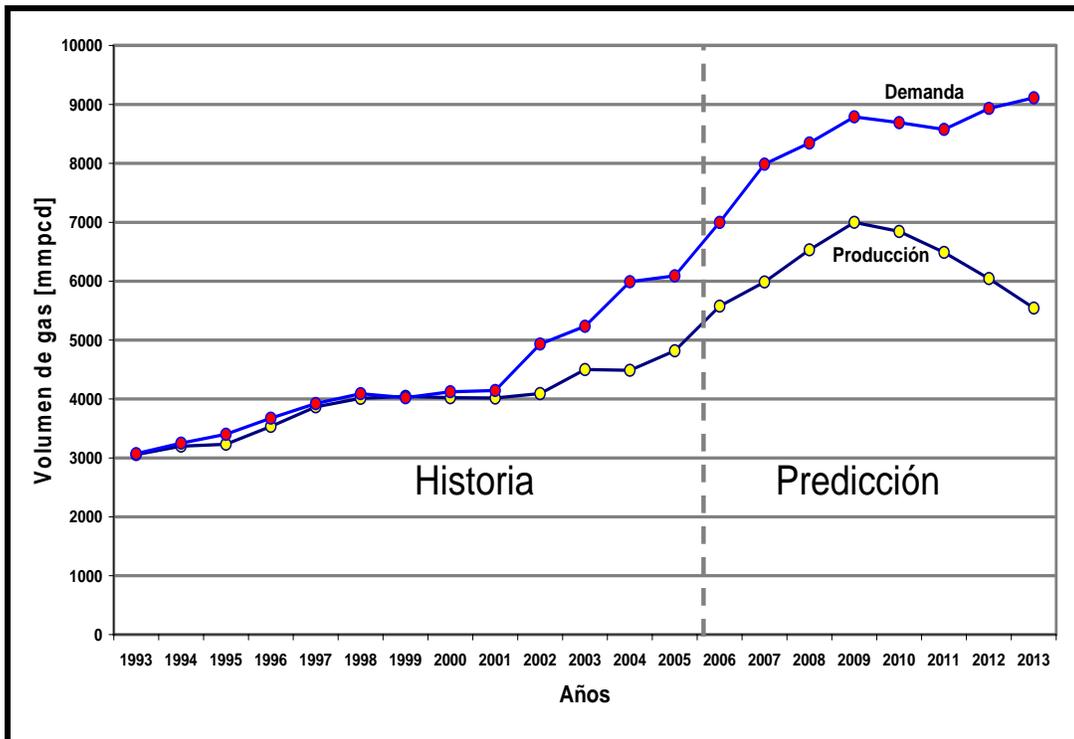


Figura 2. Estimados de la demanda y la producción nacional de gas natural (Fuente: Petróleos Mexicanos y Asociación Mexicana del Gas Natural, 2006).

Durante 2005, las entregas de Petróleos Mexicanos se ubicaron en 4,926 mmpcd y, en el periodo 1995-2005, registraron incrementos con una tasa promedio de 3.4% anual. Son cuatro los elementos principales en los que Petróleos Mexicanos está basando la estrategia para incrementar la oferta del gas natural:

- Reactivación de la exploración en las áreas de mayor potencial.
- Enfoque preferencial a las reservas de gas no asociado (aquí pueden entrar las acumulaciones de hidratos de gas).
- Aprovechamiento de la producción con niveles comparables con la práctica internacional.
- Implementación de los contratos de servicios múltiples.

La demanda de gas natural continuará extendiéndose rápidamente en los próximos años. Suministros insuficientes o infraestructura inadecuada ahogarían el desarrollo de México y aumentarían los costos económicos y el impacto al medio ambiente. México debe incrementar el suministro de gas natural, favoreciendo la exploración de nuevos yacimientos de gas natural, como lo son las acumulaciones de hidratos de gas existentes en el margen continental del país.

II.3. IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla gaseosa en condiciones normales de presión y temperatura. No tiene olor ni color, y por lo general se encuentra en forma natural mezclado con otros hidrocarburos fósiles. Al momento de su extracción, el gas natural contiene impurezas como agua, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y nitrógeno que tienen que ser removidas antes de su transporte y comercialización. Típicamente el gas natural comercial está compuesto en un 95% o más de metano y el 5% restante de una mezcla de etano, propano y otros componentes más pesados. Como medida de seguridad, en la regulación se estipula que los distribuidores deberán adicionar un odorizante al gas natural para que se pueda percibir su presencia en caso de posibles fugas durante su manejo y distribución al consumidor final.

El gas natural se encuentra generalmente en depósitos subterráneos profundos formados por roca porosa o en los domos de los depósitos naturales de petróleo crudo. Dependiendo de su origen, el gas natural se clasifica en dos tipos:

- Gas Asociado: Es el gas que se extrae junto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos que son susceptibles de licuarse, como etano, propano, butano y naftas.
- Gas no Asociado: Es el que se encuentra en depósitos que contienen únicamente este combustible.

El gas natural se transporta y distribuye hasta los usuarios finales por medio de ductos de acero de diámetros variables. Las estaciones de compresión proveen la energía necesaria para hacer llegar el gas natural a través del territorio nacional. Para que un consumidor

tenga acceso al gas natural es necesario que interconecte sus instalaciones al sistema de transporte existente, o a una red de distribución cercana.

La utilización del gas natural presenta diferentes ventajas:

II.3.1. VENTAJAS AMBIENTALES

- Tiene combustión muy limpia: no emite cenizas ni partículas sólidas a la atmósfera; genera una reducida emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2) e hidrocarburos reactivos, y virtualmente no genera dióxido de azufre (SO_2), características que le dan una mayor ventaja respecto de otros combustibles fósiles como el carbón y el combustóleo.
- Contribuye a abatir eficazmente el efecto invernadero.
- Es seguro de transportar.
- Es más ligero que el aire.
- No es absorbente.
- No es corrosivo.

II.3.2 VENTAJAS ECONÓMICAS

- Tiene un precio muy competitivo comparado con el de otros combustibles.

- Reduce costos de mantenimiento de equipos de combustión.
- Incrementa la eficiencia de los procesos de generación y cogeneración de energía.
- Es abundante.

El poder calorífico del gas natural depende de su composición química; entre mayor sea la cantidad de hidrocarburos más pesados que el metano que contenga, mayor será su poder calorífico. Existen diferentes unidades de energía para medir el gas natural, dependiendo del sistema de unidades que se esté utilizando. En los países que emplean el Sistema Inglés de Unidades, se utiliza la Unidad Térmica Británica ó BTU, que representa la cantidad de energía que se requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales. En México se utiliza la caloría, que es la cantidad de energía necesaria para elevar un grado Centígrado (14.5 a 15.5° C) la temperatura de un gramo de agua a condiciones normales de presión; un BTU equivale a 252 calorías. Debido a los órdenes de magnitud que se presentan, se utiliza comúnmente un múltiplo de la caloría: la Gigacaloría (Gcal), equivalente a mil millones (1×10^9) de calorías. Otras unidades de energía que se pueden utilizar para expresar cantidades de gas son las dekatherms (Dth), que equivalen a un millón de BTU's (mmBTU).

En la figura 3 se puede observar el consumo de gas natural por sector y rama, de acuerdo a la prospectiva del mercado de gas natural 2005 – 2014 de la Secretaría de Energía de México.

Dado que el gas natural se compra y se paga por unidad de energía entregada, es importante determinar con la mayor exactitud posible esta cantidad. El flujo de gas

natural es una medida dinámica, mientras que el poder calorífico es una medida estática. Para poder determinar la cantidad total de energía entregada y vendida, es necesario combinar las dos medidas anteriores. De esta manera, el usuario de gas tendrá la certeza de que está pagando por la energía que consume y no por el volumen de gas que atraviesa su medidor. La determinación de la cantidad de energía entregada requiere las lecturas de un medidor volumétrico (generalmente una placa de orificio como elemento primario, conectada a un graficador o un dispositivo electrónico), y de un medidor del poder calorífico del gas (calorímetro), que se combinan en una sola medida: la cantidad de energía efectivamente consumida.

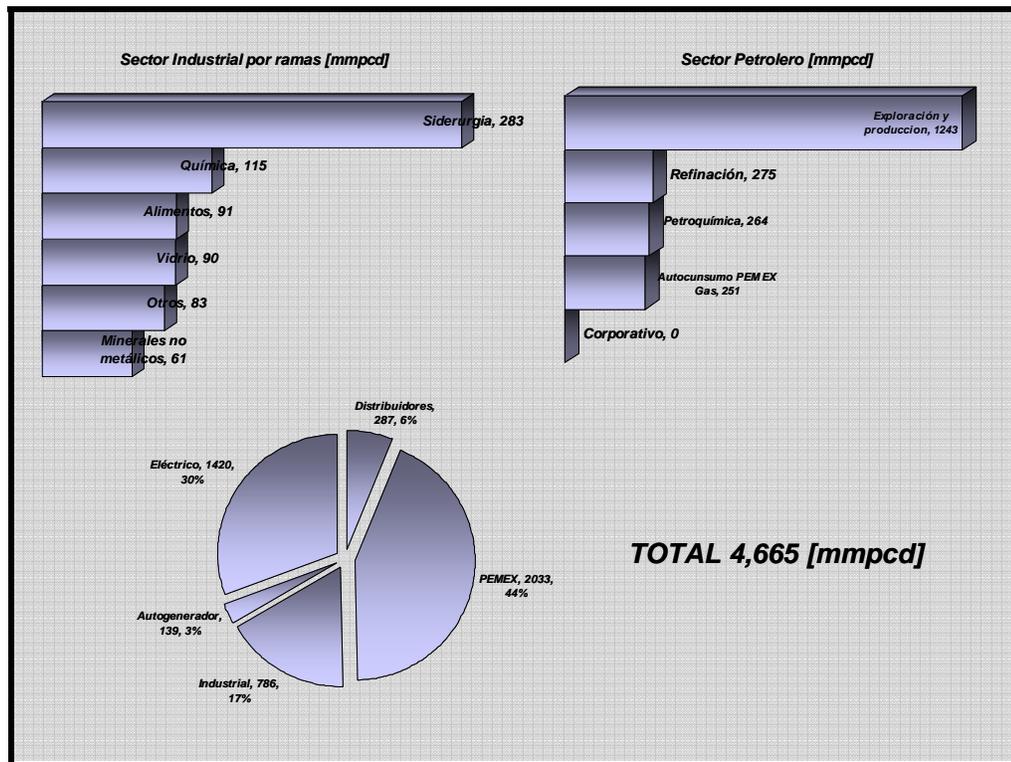


Figura 3. Consumo de gas natural por sector y rama. Estimado con base en la prospectiva del mercado de gas natural 2005 – 2014. (Fuente: Secretaría de Energía, 2005).

III. PROPIEDADES GENERALES DE LOS HIDRATOS DE GAS

III.1. ¿QUÉ SON LOS HIDRATOS DE GAS?

Los hidratos de gas son acumulaciones de hielo formados a partir de agua y gas natural. El bloque en el que se acumula el gas natural es una especie de jaula formada por las moléculas de agua, el interior de estas jaulas es ocupado por las moléculas de gas. Hay muchos gases con una masa molecular reducida para caber dentro de los hidratos, tales como el dióxido de carbono, el ácido sulfhídrico y algunos hidrocarburos ligeros (además del metano) como el etano y propano. Cuando existen moléculas de gas de un tamaño muy reducido, tales como el hidrógeno y el helio, los hidratos no se forman (a menos que exista una altísima presión, como se ha demostrado recientemente), ya que no existe el tamaño suficiente del gas huésped para ser atrapado dentro de las cavidades del hielo. En la mayoría de los casos los hidratos de gas en la naturaleza se forman con metano. Debido al arreglo de las moléculas de gas dentro de los hidratos, estos pueden almacenar un gran porcentaje de gas por unidad de volumen (alrededor de 164 unidades de gas por cada unidad de volumen de hidrato, figura 4).

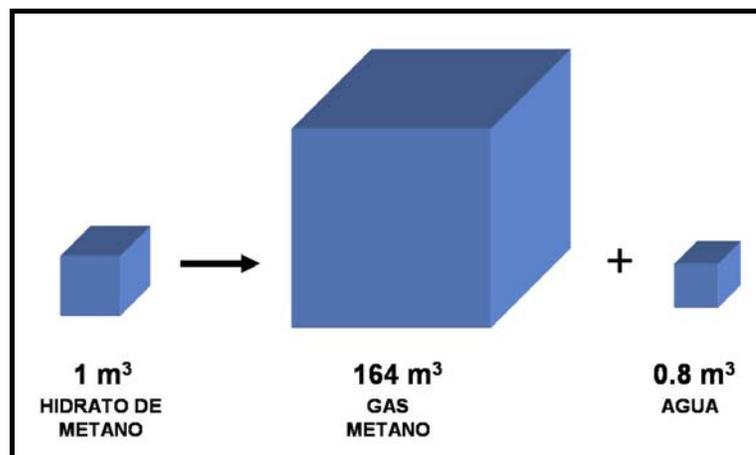


Figura 1. Composición proporcional del hidrato de metano (Erhlich Desa, et. al., 2003).

Los hidratos de gas son cristales de hielo con formas poco definidas, de transparentes a translúcidos, de cristales blancos a grises o amarillos. Los hidratos pueden servir de cementante a los sedimentos en donde se presentan, o estos pueden formarse dentro de los poros de los sedimentos no cementados. Los hidratos de gas ocupan un porcentaje muy significativo de los poros en los sedimentos con alta porosidad.

Los hidratos de gas son termodinámicamente estables dentro de un rango limitado de presión y de temperatura. Estos existen en los espacios porosos de los sedimentos solo si se presentan las condiciones de presión y temperatura adecuadas y se tienen cantidades suficientes de gas y agua. Este tipo de depósitos se encuentran asociados a regiones polares con hielos permanentes (permafrost) y en regiones marinas profundas con ambientes sedimentarios.

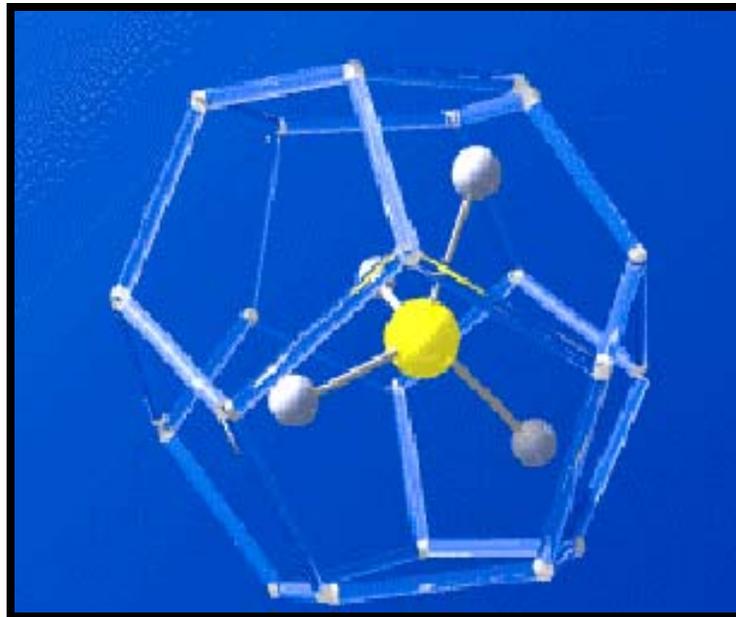


Figura 2. Estructura de hidrato mostrando en el centro una molécula de metano, atrapado en una jaula de hielo (Charles P. Thomas, 2001).

Además de constituir una acumulación de hidratos de gas, estas formaciones también son impermeables y permiten que se formen acumulaciones de gas libre bajo estos. Es por esto que se dice que hay dos formas en las que los hidratos pueden formar reservas energéticas de gas, la primera es por la acumulación de metano y otros hidrocarburos ligeros dentro de los mismos hidratos, y la segunda por la formación de trampas usando sedimentos cementados con hidratos como sello.

Los hidratos de gas no solo representan una alternativa como una fuente de obtención de gas natural, por el contrario, su explotación representa una alternativa negativa tanto en el clima global como en los ambientes geológicos. La clave, según los científicos especialistas en el tema, consiste en tener un correcto entendimiento del proceso de formación de los hidratos para poder desarrollar tecnología aplicable a la explotación de este recurso.

III.2. PERSPECTIVA HISTÓRICA DE LOS HIDRATOS DE GAS.

Los hidratos de gas fueron descubiertos por Sir Humphrey Davy en 1811, cuando se pudo observar que a ciertas condiciones de presión y temperatura, el agua y el cloro gaseoso formaban estructuras cristalinas en forma de hielo, los cuales llamó hidratos de cloro. En 1888 a través de experimentos científicos se demostró que estos hidratos también podían formarse con gases hidrocarburos con estructura molecular pequeña, tales como el metano y el etano. Sin embargo los hidratos de gas fueron considerados como una “curiosidad científica” y no se preveía un uso práctico hasta la década de 1930. A partir de esa década y, coincidiendo con el auge del transporte de hidrocarburos por medio de

tuberías muy largas, los hidratos de gas captaron la atención de la industria petrolera, no como un elemento con potencial almacenador de gas, sino como un gran problema, ya que las tuberías se tapaban y bloqueaba la producción por la formación de los hidratos. A partir de ahí los investigadores dedicaron un buen tiempo para estudiarlos y descubrir sus estructuras, características y gases que podían almacenar, para poder así dar solución a los problemas que se estaban presentando. La solución fue la adición de inhibidores en las líneas de producción y así evitar la formación de los hidratos de gas. A partir de este punto se dedicó más tiempo para la investigación de las características específicas de los hidratos de gas, constituyendo así la base para los estudios en la actualidad.

En los años sesenta, los científicos descubrieron que los hidratos de gas podían formarse en ambientes naturales. En 1972 se recuperó el primer núcleo presurizado de un hidrato de gas natural, el cual fue obtenido en un pozo del campo Prudhoe en el norte de Alaska. En esa misma década, los geofísicos del Observatorio de la Tierra Lamont Doherty de la Universidad de Columbia, encontraron evidencia de la existencia de hidratos de gas bajo el lecho marino, al hacer el análisis de información obtenida en Blake Ridge, ubicado a lo largo de la costa este de Estados Unidos de América.

A partir de las investigaciones hasta ahora descritas, se ha identificado la presencia de hidratos de gas en muchas partes del mundo. En 1997 se inició la primera campaña de perforación diseñada para hidratos de gas por el Ocean Drilling Program (ODP). Este esfuerzo ha contribuido mucho al entendimiento de los depósitos de hidratos de gas. Actualmente se tienen grandes esfuerzos para entender su distribución a nivel mundial en programas más específicos.

III.3. ESTRUCTURAS CRISTALINAS DE LOS HIDRATOS DE GAS.

Los hidratos de gas son comúnmente formados por moléculas de gas metano y agua. La formación de las estructuras cristalinas de los hidratos de gas se debe a las fuerzas de Van der Waals que actúan en los gases atrapados en el hidrato. Las fuerzas de Van der Waals son las fuerzas de atracción entre las moléculas de los gases, provenientes de multipolos eléctricos.

Existen dos estructuras básicas de hidratos de gas en la naturaleza llamadas simplemente estructura I y estructura II. Estas estructuras representan diferentes arreglos de las moléculas de agua que resultan en diferentes clasificaciones de cavidades en cuanto a formas y tamaños. Cada estructura se forma dependiendo del tipo de gas huésped disponible. Por ejemplo el metano forma por lo general hidratos con estructura I.

Una celda unitaria (que es la parte más pequeña de un hidrato de gas) de un hidrato con estructura I, consiste de 46 moléculas de agua, formando 2 cavidades de tamaño pequeño y 6 cavidades de tamaño mediano. La celda unitaria de un hidrato con estructura II, está formada por 136 moléculas de agua, las cuales forman 16 cavidades de tamaño pequeño y 8 de tamaño grande. Ambas estructuras, I y II, deben estar ocupadas en un 70% de sus cavidades por un solo gas huésped para estar estabilizadas. A estas estructuras se les conoce como hidratos simples.

Recientemente **(1987) Ripmeister y otros investigadores** han descubierto una tercera estructura, la estructura H. Esta estructura requiere la presencia de 2 gases huéspedes para ser estable, uno con masa molecular grande y otro con masa molecular pequeña. Una celda unitaria de esta estructura de “doble hidrato”, consiste en 34 moléculas de agua, que forman tres cavidades de tamaño pequeño, 12 cavidades de tamaño visiblemente grande y una cavidad de tamaño enorme. En esta ultima cavidad, el hidrato puede almacenar

moléculas de gas huésped de una masa molecular grande, por ejemplo, butano y otros hidrocarburos más grandes. Debe haber la presencia de gases más pequeños para que puedan llenar las otras cavidades pequeñas y así darle estabilidad al hidrato. Los hidratos con estructura H son raros, pero se sabe que existen en el Golfo de México, ya que ahí se encuentran reservas con hidrocarburos pesados que, por su migración natural a la superficie, dan lugar a la formación de los hidratos con estructura H.

En la figura 6 se muestran los tres tipos de cavidades que se forman en las estructuras I y II. La notación en cada una de las cavidades indica el número de formas pentagonales y hexagonales en cada tipo de cavidad, por ejemplo, 5^{12} nos indica que esa cavidad esta formada por 12 formas pentagonales. Los vértices de cada una de las cavidades, están formados por un átomo de oxígeno, los enlaces entre todos los vértices se forman por átomos de hidrógeno. Igualmente en la figura 7 se muestran los dos tipos de cavidades presentes en los hidratos con estructura H, con la misma notación explicada.

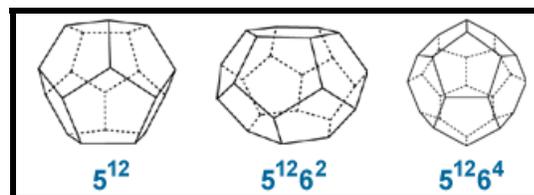


Figura 3. Los tres tipos de cavidad presentes en los hidratos con estructuras I y II (Centre for Gas Hydrate Research at Heriot-Watt University, 2001).

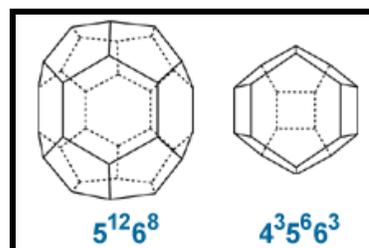


Figura 4. Los dos tipos de cavidad presentes en los hidratos con estructura H (Centre for Gas Hydrate Research at Heriot-Watt University, 2001).

En la figura 8 se puede observar la formación de las tres estructuras fundamentales existentes para hidratos de gas, es decir, se explica cuantas cavidades de cada tipo se incluyen en la formación de una estructura de hidrato de gas. Los números encerrados en un cuadro de color nos indican el número de cavidades de ese tipo existentes en la estructura, por ejemplo la estructura I esta compuesta por dos cavidades 5^{12} , seis cavidades $5^{12}6^2$ y 46 moléculas de agua.

A continuación se muestra una tabla donde se puede ver, para cada tipo de cavidad en los tres tipos de estructura, su tamaño promedio y su forma.

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

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

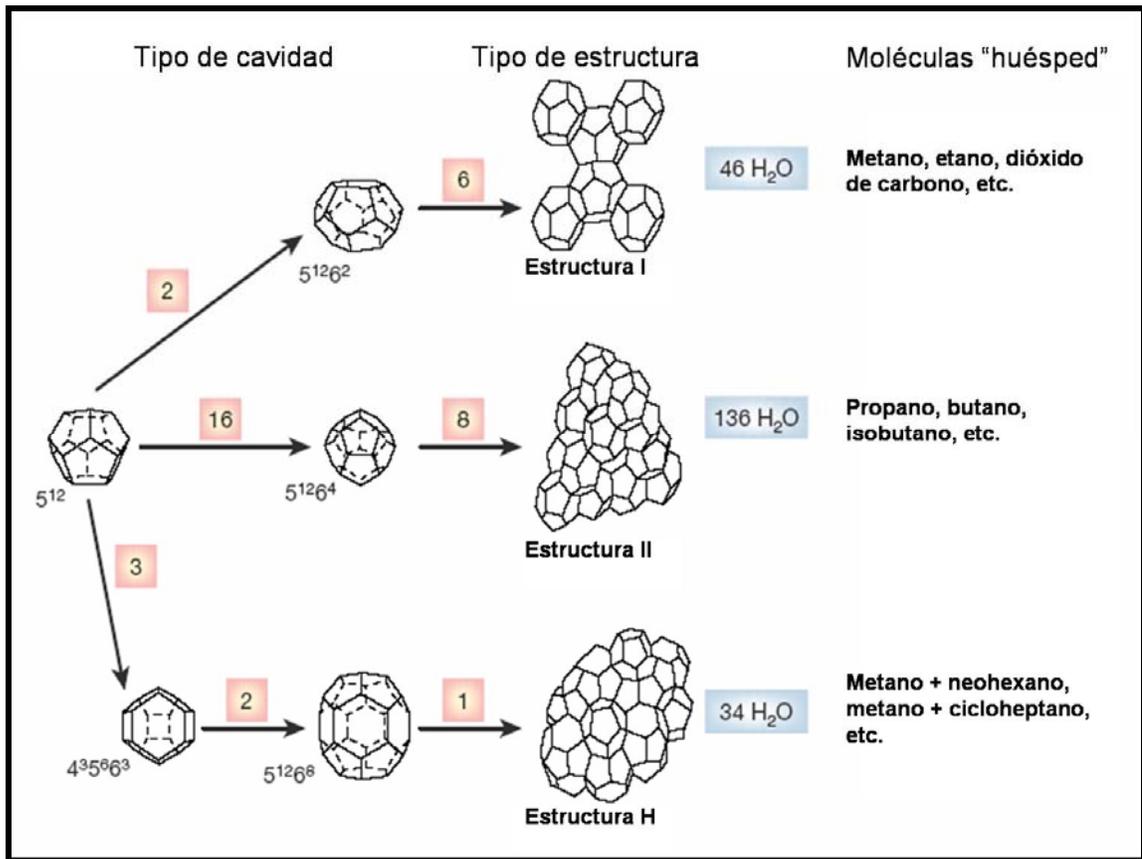


Figura 5. Tipos de cavidades y estructuras en los hidratos de gas (Dendy Sloan, 2003).

III.4. ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS CONTENIDOS EN LOS HIDRATOS DE GAS.

El metano contenido en los hidratos de gas, que es el gas con que comúnmente se forman, se puede clasificar en dos:

- Metano biogénico
- Metano termogénico

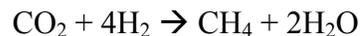
III.4.1. METANO BIOGÉNICO.

Este gas es formado a partir de materia orgánica descompuesta en ambientes anaeróbicos. Este proceso microbiano de descomposición de sedimentos con contenido orgánico complejo, se llama metanogénesis. Esta descomposición tiene lugar después de la fermentación de acetatos o por la reducción del dióxido de carbono de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

- a) Fermentación del acetato



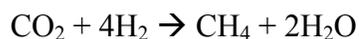
- b) Reducción del dióxido de carbono



La materia orgánica está compuesta por carbono, hidrógeno y fósforo en una relación de 106:16:1. La descomposición de materia orgánica que resulta en la producción de metano, se describe en la siguiente ecuación:



Además, el dióxido de carbono resultante es reducido de acuerdo a la siguiente ecuación:



III.4.2. METANO TERMOGÉNICO.

Hay diversas teorías acerca del origen de los hidrocarburos que datan de 1886. Las teorías más aceptadas actualmente son las teorías orgánicas, ya que por medio de la información química, geológica y bacteriológica se han logrado fortalecer en gran medida.

La teoría orgánica considera que organismos de vida marina y continental fueron sepultados en un medio ambiente anaeróbico y por cambios en la temperatura y presión (50 a 200° C y 310 a 1600 kg/cm²), estos organismos que contienen carbono e hidrógeno, fueron convertidos en hidrocarburos en un lapso relativamente grande.

El factor fundamental para aceptar las teorías orgánicas, es que a partir de estudios realizados en el laboratorio de rocas petrolíferas colectadas en campos productores, se encontraron ciertas propiedades ópticas únicas de las sustancias orgánicas. Estos resultados constatan el origen orgánico del petróleo. Las evidencias son las siguientes:

- El contenido de materia orgánica que tienen los sedimentos recientes.

- En los restos orgánicos predominan el hidrógeno y carbono, que son los componentes de los hidrocarburos.
- La presencia de nitrógeno y de porfirina en el pigmento del petróleo. El nitrógeno es un componente esencial en los aminoácidos y estos componen las proteínas, relacionándose las porfirinas con la clorofila.
- La actividad óptica que presenta el petróleo es una propiedad típica de las sustancias orgánicas.
- La presencia de fósiles geoquímicos. Estas son moléculas orgánicas sintetizadas, incorporadas en los hidrocarburos.
- En forma experimental se pueden generar hidrocarburos a partir de materia orgánica mediante rompimiento termal.
- En las cuencas sedimentarias se tienen la mayoría de los yacimientos petroleros.

Los hidrocarburos se originan de una pequeña fracción de la materia orgánica depositada en cuencas sedimentarias. La mayor parte de ésta proviene de los restos de plantas y animales que vivieron en el mar y el resto procede de la materia orgánica terrestre transportada a la cuenca por corrientes fluviales y por el viento, principalmente.

Tanto el petróleo y el gas, así como el carbón, son el producto de la transformación de la materia orgánica, la cual por efecto de la temperatura y de la profundidad, se transforma en petróleo, gas o carbón. Dependiendo del tipo de materia orgánica, tendremos el

producto oleoso o carbonoso; así cuando se trata de material vegetal superior, el producto final es el carbón y el gas; cuando la materia orgánica procede de restos de microorganismos marinos ricos en lípidos y proteínas, el resultado será la producción de petróleo.

La diagénesis es el proceso de alteración biológica, física y química de los fragmentos orgánicos debido al incremento de la presión y la temperatura. Uno de los principales agentes de la transformación durante la diagénesis temprana, es la actividad microbiana. Los microorganismos aeróbicos que viven en la capa superior consumen el oxígeno libre. Los anaeróbicos reducen los sulfatos para obtener el oxígeno requerido. La energía se suministra a través de la descomposición de la materia orgánica, la cual, durante el proceso, se convierte en dióxido de carbono, amoníaco y agua. Normalmente, la conversión se efectúa completamente en arenas y principalmente en los lodos. Algunos sólidos como el carbonato de calcio organodetrital y el óxido de silicio se disuelven, alcanzan una saturación y vuelven a precipitarse junto a los minerales autogénicos, como lo son sulfuros de hierro, cobre, zinc, siderita, etc.

En esta etapa se presenta generalmente la consolidación del sedimento, de tal manera que la materia orgánica se transforma en kerógeno y los sedimentos se litifican y forman las rocas sedimentarias.

El kerógeno es la fracción de la materia orgánica en las rocas sedimentarias que es insoluble en ácidos, bases y en solventes orgánicos, ya que está compuesto básicamente de grasas y ceras; el betumen es la parte soluble, ya que proviene de los demás compuestos orgánicos. El análisis del kerógeno (materia orgánica) sirve para determinar la calidad y el tipo de materia orgánica, y se puede obtener una clasificación en base a la relación H/C (hidrógeno – carbono) y O/C (oxígeno – carbono):

Kerógeno tipo I

Tiene una alta relación atómica H/C (cerca de 1.5), con una baja relación O/C inicial (generalmente menor a 0.1). Es poco común respecto a los otros tipos y probablemente es derivado de productos algáceos y de una biomasa de lípidos retransformados y otros lípidos microbiales. Son muestras de medios marinos con excelente calidad de materia orgánica y gran potencial generador de hidrocarburos líquidos. Se trata de un kerógeno difícil de encontrar.

Kerógeno tipo II

Presenta una relación atómica H/C relativamente alta y una O/C relativamente baja. En la catagénesis (siguiente paso en la formación de hidrocarburos, después de la diagénesis) este tipo de kerógeno produce aceite y gas; el azufre se encuentra presente en cantidades notables. El potencial generador es menor al de las muestras del tipo I. el kerógeno tipo II es el que generalmente produce aceite y gas al mismo tiempo.

Kerógeno tipo III

Contiene una relación atómica H/C relativamente baja (menos de 1.0) y una relación O/C relativamente alta (0.2 o 0.3). Este tipo de kerógeno es menos favorable para la generación de hidrocarburos líquidos que los dos anteriores, pero cuando está sepultado a una profundidad suficiente, es un buen productor de gas. Es un pobre generador de hidrocarburos líquidos, produciendo generalmente carbón o gas.

Kerógeno tipo IV

Se refiere a la materia orgánica rica en inertinita, por lo que no produce aceite o gas. Este tipo de kerógeno no es importante en la generación de hidrocarburos.

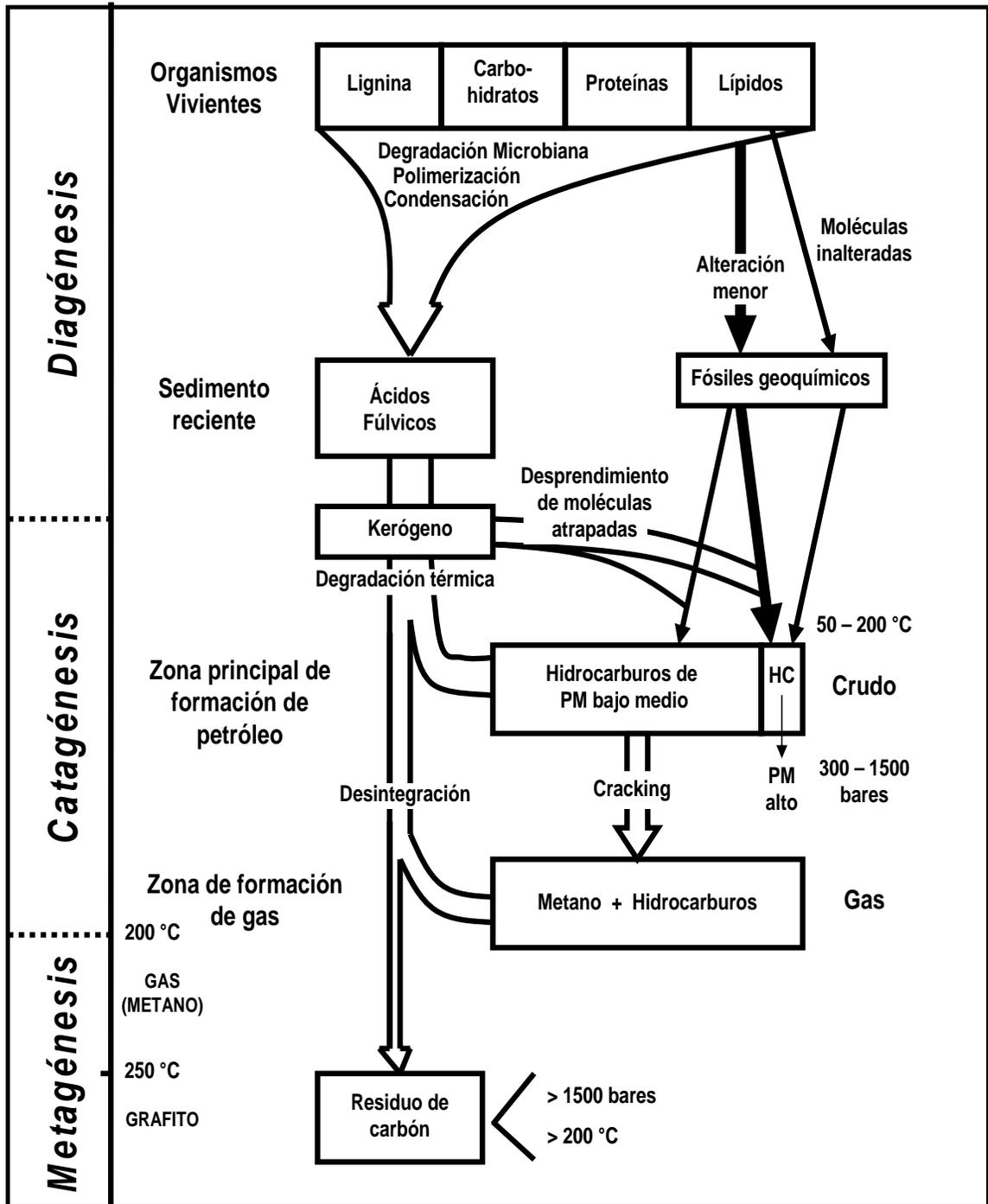


Figura 6. Fuente de los hidrocarburos en situaciones geológicas, con respecto a la evolución de la materia orgánica (C. R. Surdam, 1997).

Los procesos por los cuales la materia orgánica es alterada debido al efecto del aumento en la temperatura, se le llaman procesos de catagénesis. Una vez que se tienen los sedimentos consolidados, se entierran profundamente (profundidades mayores a 2000 metros), debido al depósito de nuevos sedimentos. Esto junto con los movimientos tectónicos, representa un aumento considerable en la temperatura y la presión.

La materia orgánica experimenta cambios mayores a través de evolución progresiva, el kerógeno produce inicialmente petróleo líquido; luego, en una etapa subsecuente, se obtiene el gas húmedo y condensado; tanto el aceite líquido como el condensado van acompañados de una cantidad considerable de metano, posteriormente los depósitos orgánicos masivos se modifican como diversas clases de carbón y producen también hidrocarburos. Se produce gas y aceite en los intervalos siguientes:

- Gas: de 50 a 225° C aproximadamente
- Aceite: de 60 a 175° C aproximadamente

La catagénesis es la etapa más importante en la formación de aceites, aunque la generación de aceite líquido va acompañada de la formación de una significativa cantidad de gas. A medida que la temperatura y el sepultamiento (presión) continúan aumentando, la ruptura de los enlaces carbono – carbono se presenta con más frecuencia y altera tanto a los hidrocarburos ya formados de la roca generadora como al kerógeno remanente. Los hidrocarburos ligeros se generan a través de esta desintegración, mientras que los hidrocarburos de la roca generadora y el petróleo aumentan su proporción rápidamente.

El final de la catagénesis se alcanza en el intervalo en donde se completa la desaparición de las cadenas asfálticas de carbono en el kerógeno, y en donde se inicia el desarrollo de un ordenamiento de sus unidades básicas.

La tercera etapa dentro del proceso, corresponde a la metagénesis, es la última etapa dentro de la transformación de la materia orgánica, considerada importante para la generación de gas. En esta etapa los minerales experimentan una transformación bajo condiciones de temperatura muy alta (entre 200 y 250° C).

Las rocas ricas en materia orgánica sufren bajo estas condiciones de temperatura la metagénesis de la materia orgánica. En este estado, los constituyentes orgánicos están compuestos solamente de metano y carbón residual, y entonces algunos cristales ordenan su desarrollo. El carbono se transforma en antracita. La producción, acumulación y preservación de la materia orgánica no degradada es un prerequisite para la existencia de rocas generadoras de petróleo.

III.5. PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS HIDRATOS DE GAS.

La determinación de las propiedades físicas de los hidratos de gas está basada en estudios de muestras recuperadas de perforaciones, de hidratos obtenidos en laboratorio, de datos grabados por herramientas de registros eléctricos, de secciones sísmicas y de estudios magnéticos en campos donde se tiene la presencia de hidratos de gas. Aunque se tienen muestras de hidratos de gas obtenidas a través de los núcleos de pozos perforados para ese fin, muchos de nuestros conocimientos acerca de los hidratos de gas, son de estudios indirectos obtenidos por medio de registros eléctricos y acústicos en los pozos.

Existen diversos factores geológicos que influyen en la formación y la estabilidad de los hidratos de gas ya formados, estos son:

- Temperatura de formación.
- Presión de formación.
- Salinidad del agua de formación.
- Propiedades químicas del gas.
- Disponibilidad del agua y del gas.
- Rutas de migración del gas y el agua.
- Presencia de rocas almacenadoras y rocas sello.

La velocidad del sonido en los hidratos es muy alta, por lo que la velocidad del sonido en la capa de la superficie de sedimentos con hidratos consolidados también es alta. Los hidratos de gas son buenos refractores y reflectores de las ondas sísmicas. Los hidratos pueden presentar diferentes coloraciones, debido a impurezas; los hidratos encontrados en el Golfo de México son de colores amarillos, naranja y verdosos, los de las Bahamas son de color azul. Las impurezas que causan esta coloración en los hidratos de gas, pueden ser bacterias, minerales y otros gases que también son incorporados a los hidratos.

En la tabla 2 se muestran los valores de las propiedades de los hidratos de gas con relación a las principales propiedades físicas obtenidas de los registros de pozos.

Propiedad	Hidratos de gas	Agua saturada (promedio)
Velocidad acústica:		
• Vp [km/s]		
• Tiempo de tránsito [μs/ft]	84.7	203 – 152
Resistividad [ohm–m]:		
• Aparente		1 – 3
• Corregida	175	
Densidad aparente [gr/cm³]	1.04 – 1.06	1.75
Porosidad neutrón [%]	50 – 60	70

Tabla 2. Propiedades físicas de los hidratos de gas obtenidas de los registros de los pozos (Stephen Prenskey, 1995).

III.6. GENERACIÓN DE LOS HIDRATOS DE GAS.

El metano contenido en los hidratos de gas, se puede clasificar según su procedencia: metano biogénico y termogénico. El metano biogénico se forma por la descomposición bacteriana de materia orgánica de los sedimentos marinos y el termogénico por la descomposición de hidrocarburos en profundidad (o la migración de gas de algún yacimiento). En condiciones de presión y temperatura adecuadas, el agua que llena los

poros de los sedimentos se solidifica y atrapa al metano, generando un compuesto altamente concentrado.

El mismo proceso que produce el metano en los pantanos, basureros, las plantaciones de arroz y los tractos digestivos de los mamíferos, ocurre dentro de los sedimentos enterrados en los ambientes geológicos alrededor del globo. Los procesos biogénicos son capaces de producir inmensas cantidades de metano, se considera que son la fuente primaria del metano contenido en las capas de hidratos dentro de los sedimentos del piso oceánico poco profundo.

Los hidratos también se forman cuando las discontinuidades de las rocas permiten que el gas natural (u otros gases) migren de gran profundidad dentro de la corteza terrestre a la superficie del fondo del mar en los lugares con los niveles apropiados de presión y temperatura. Los hidratos formados termogénicamente tienden a contener además del metano, muchos gases mezclados dentro, junto con los minerales y otros compuestos. Estos procesos pueden ocasionar la formación de hidratos en una capa fría que actúa de tal forma que previene que el gas escape hacia la atmósfera.

Según algunos investigadores, la mayoría de los hidratos naturales, se forman del metano biogénico, excretado por las bacterias que comen la materia orgánica que se ha llevado o se ha muerto en el océano. Cuando las bacterias digieren los residuos de plantas y animales del sedimento marino, liberan moléculas de metano y sometido a la enorme presión y bajas temperaturas del agua, estas moléculas acaban aprisionadas por cristales de agua, formando los hidratos, los cuales, al combinarse con limos y arcillas del fondo del océano, forman concentraciones de gas entre densas camas de barro. Los hidratos de gas se encuentran asociados principalmente a zonas donde ocurrió gran actividad microbiana en sedimentos de grano fino, ricos en materia orgánica. Este tipo de hidrato se concentra donde hay una acumulación rápida de sedimentos. Los hidratos producidos por

el proceso orgánico son generalmente muy puros; tienden a contener solamente agua y metano. Con este metano biogénico, se puede dar la formación de hidratos de gas “in situ”, es decir, en el mismo lugar en donde se está produciendo el gas biogénico a partir de materia orgánica, al estar en la zona de estabilidad del hidrato. Por el otro lado, el metano termogénico, tiene que migrar (a través de fallas u otros conductos, como los domos salinos, volcanes de lodo, etc.) hacia la superficie hasta llegar a la zona de estabilidad del hidrato. Como se dijo antes, se han hecho esfuerzos para identificar de forma más precisa el origen del metano dentro de las muestras de hidratos por parte de los científicos, pero no se han tenido resultados claros.

El hidrato de gas es un compuesto que requiere de condiciones muy específicas para formarse y ser estable. Quitándolo de esas condiciones, se disocia rápidamente, formando gas libre y agua. Un área importante de investigación del hidrato, es la descripción precisa de estas condiciones, para que puedan entenderse con precisión la presencia y abundancia de los hidratos en diferentes situaciones. Las condiciones fundamentales en la formación del hidrato y su estabilidad son:

- Suministro adecuado de agua y gas
- Temperaturas y presiones convenientes
- Condiciones geoquímicas
- Tipos de sedimento y texturas

Bajo condiciones adecuadas de presión y temperatura, los hidratos forman acumulaciones importantes solo cuando se tiene agua y metano suficiente, tal que un porcentaje mínimo necesario (alrededor de un 70% o más) de las cavidades estructurales dentro de la celosía

del hidrato, esté lleno. La presencia de agua generalmente no es un problema; sin embargo, el suministro de metano (incluso los volúmenes y proporciones de producción del metano y migración) es más irregular.

Con cantidades adecuadas de agua y metano, se necesitará en general, una combinación de temperatura baja y presión elevada para que se forme el hidrato de metano.

En la figura 10, se muestra la combinación de temperaturas y presiones (límite de la fase) que marca la transición de un sistema en el que coexisten el gas metano libre y el hidrato de metano sólido. Cuando las condiciones se presentan a la izquierda del límite de fase, se producirán hidratos de gas; a la derecha del límite de fase se producirá una disociación del hidrato, convirtiéndose en agua y gas libre.

Además de la temperatura y la presión, la composición del agua y el gas es extremadamente importante para poner a punto las condiciones de estabilidad de los hidratos de gas en distintos escenarios. La mayoría de los datos recolectados experimentalmente han sido para los sistemas de agua dulce o agua de mar. Sin embargo, los ambientes subsuperficiales naturales pueden exhibir variaciones significativas en la química del agua de formación y estas variaciones cambiarán los límites de fases (la salinidad más alta restringe la formación de hidrato, causando que el límite de la fase cambie a la izquierda). Similarmente, la presencia de cantidades pequeñas de otros gases naturales, como el bióxido de carbono, ácido sulfhídrico e hidrocarburos más grandes como el etano, aumentará la estabilidad del hidrato, cambiando la curva de límite de fase al lado derecho.

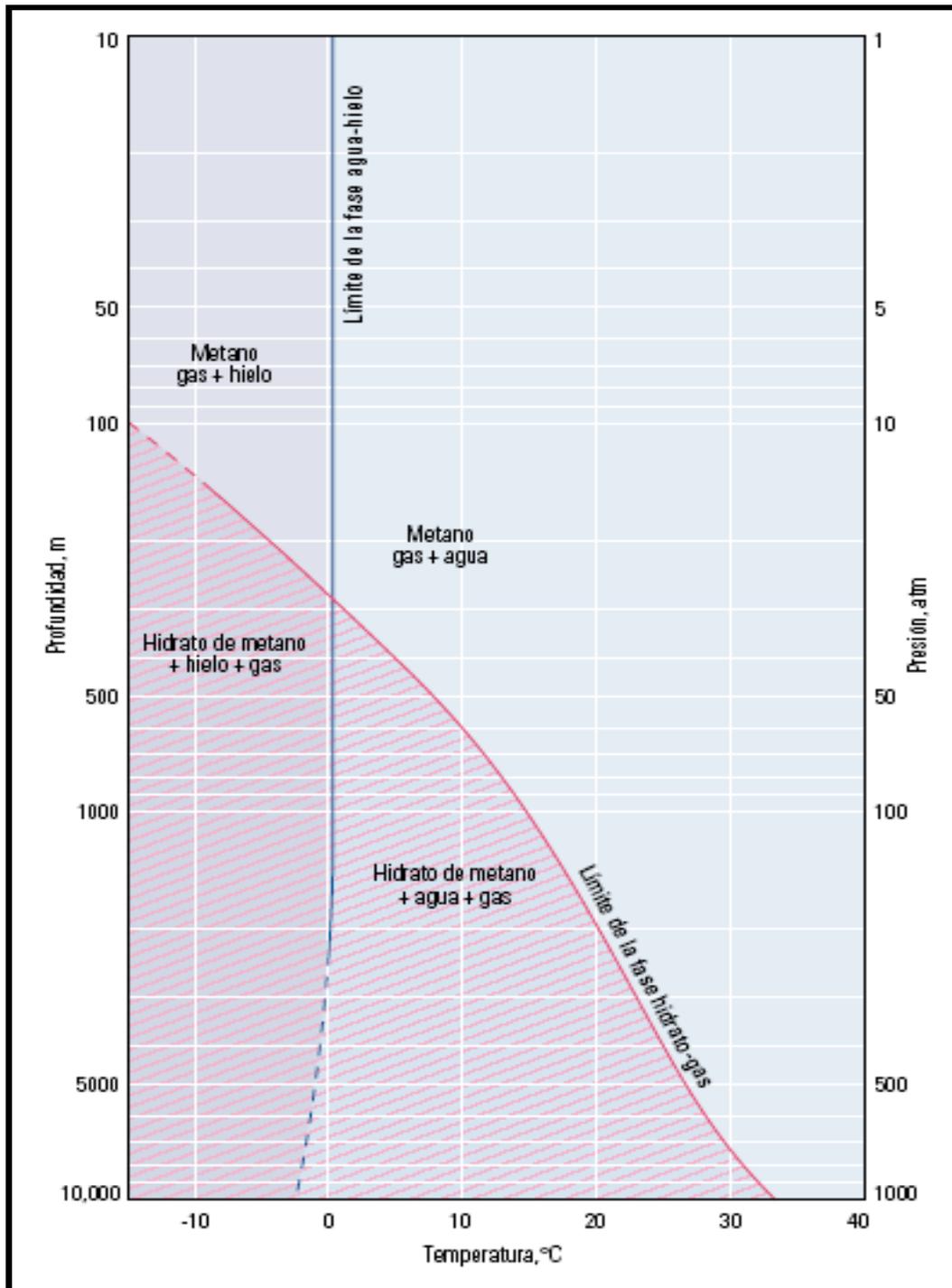


Figura 7. Estabilidad del hidrato de metano en función de la presión y la temperatura (Timothy S. Collett, et. al., 2000).

Los hidratos de gas se presentan en depósitos sedimentarios con condiciones de presión moderadamente alta y temperaturas moderadamente bajas, que pueden presentarse en regiones continentales de permafrost y en el suelo oceánico en los márgenes continentales. En la figura 11 se muestran estas condiciones en donde el eje vertical representa la profundidad por debajo del nivel del mar y del suelo (en regiones continentales), que representa el aumento de presión, en el eje horizontal se representa la temperatura en grados Celsius; la figura 11a ilustra una región de permafrost y la 11b una región marina.

Con la figura 11 se explica que hay fundamentalmente dos ambientes donde se encuentran hidratos en grandes cantidades: bajo la capa de suelo congelada permanente en el Ártico en condiciones de cierta presión (profundidades de algunos cientos de metros) y de temperaturas relativamente bajas, y en sedimentos marinos de los márgenes continentales bajo condiciones de mayor presión y mayor temperatura relativamente. La presencia de salinidad en el agua de formación es una de las condiciones por las cuales el límite de fases se puede mover a la izquierda en la gráfica, en cambio la presencia de gases como el dióxido de carbono, el ácido sulfhídrico y otros gases hidrocarburos diferentes al metano, harán que el límite de fases se mueva a la derecha. Una propiedad que puede hacer que la zona de estabilidad de los hidratos de gas cambie de profundidad, es el gradiente geotérmico.

Así como el hielo, los hidratos de gas tienen una densidad más baja que la del agua, así que si estos flotan, tienden a disociarse (se separan las moléculas de gas de las del agua) a menor presión y mayor temperatura. La zona de estabilidad de hidratos de gas puede estar (en ambientes marinos) a partir de unos cuantos centímetros debajo del lecho marino a varios cientos de pies por debajo de la misma referencia.

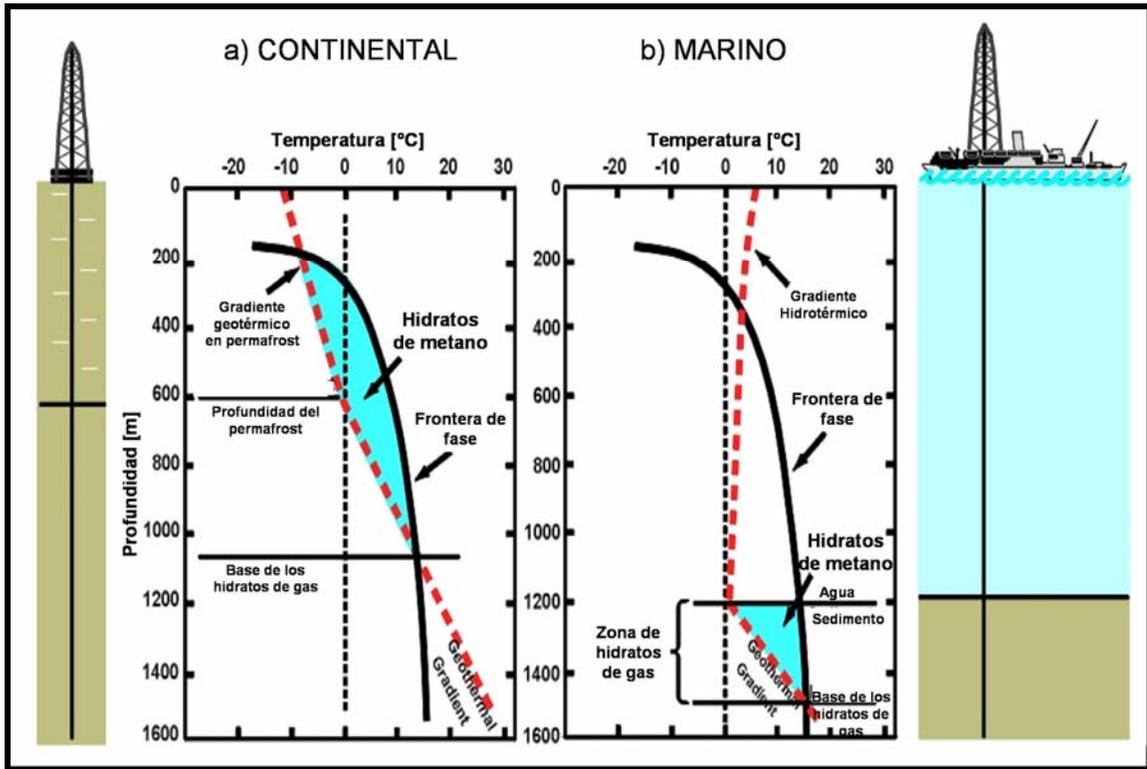


Figura 8. Condiciones de presión y temperatura para la existencia de los hidratos de gas (Petróleos Mexicanos, 2003).

IV. GEOLOGÍA DE LOS DEPÓSITOS

IV.1. LOCALIZACIÓN DE LOS DEPÓSITOS DE HIDRATOS DE GAS

Los hidratos de gas se encuentran localizados en el borde de la plataforma y el talud continental, así como en las regiones con hielos permanentes (permafrost), en donde las condiciones de presión y temperatura son las ideales para la formación de éstos. Las localizaciones en donde se encontró evidencia de su existencia en núcleos se encuentran enlistadas en la tabla 3.

Océano	Región
Pacífico	Trinchera de Centroamérica, Costa Rica
Pacífico	Trinchera de Centroamérica, Guatemala
Pacífico	Trinchera de Centroamérica, México
Pacífico	Costa norte de California, EUA
Pacífico	Costas de Oregon, EUA
Pacífico	Mar Okhotsk, Isla Paramushir
Pacífico	Mar Okhotsk, Isla Sakhalin
Pacífico	Dorsal de Okushiri, Mar de Japón
Pacífico	Valle de Nankai, Mar de Japón
Pacífico	Trinchera de Perú, Costas de Perú
Atlántico	Golfo de México, Costas de EUA y México
Atlántico	Blake Ridge, Costa sureste de EUA
-----	Mar Negro
-----	Mar Caspio

Tabla 1. Presencia de hidratos de gas en el mundo observado en núcleos. (Erhlich Desa, et. al., 2003).

En las regiones de permafrost, los hidratos de gas son estables a temperaturas entre los 12° C y los 14° C, a profundidades entre 200 y 1050 m. debajo de la superficie congelada. En el caso de los hidratos de gas en ambientes marinos, las condiciones de estabilidad van de 0° C a 16° C, a profundidades de 1200 a 1400 m. debajo del nivel medio del mar. En la figura 12 se muestra la localización geográfica de las zonas donde se tienen estas condiciones de presión y temperatura, además de que en algunas se tiene evidencia de la existencia de hidratos de gas a través de toma de muestras en pozos exploratorios y de estudios geológicos y geofísicos.

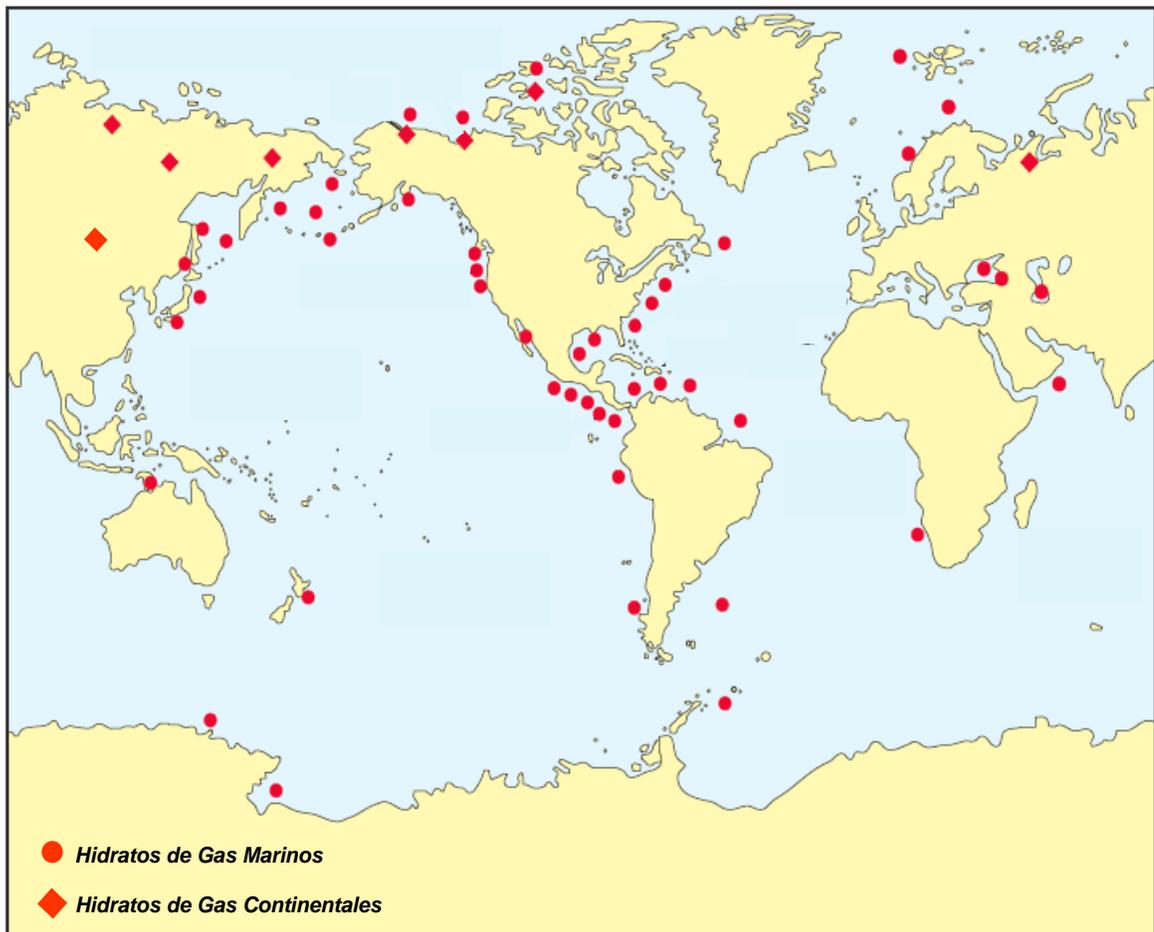


Figura 1. Localización de Hidratos de Gas en el mundo (Charles P. Thomas, 2001).

IV.2. SECUENCIAS ALMACENADORAS DE HIDRATOS DE GAS

Los hidratos de gas generalmente se presentan como granos diseminados, pero se han encontrado en diferentes formas como: cemento intergranular, nódulos, láminas, vetillas que llenan fracturas pequeñas, en capas delgadas a lo largo de láminas planas de cemento junto a los granos de sedimentos y capas masivas de hidratos puros de más de cuatro metros de espesor. En la figura 13 se encuentra un diagrama describiendo estas formas en que se presentan los hidratos de gas.

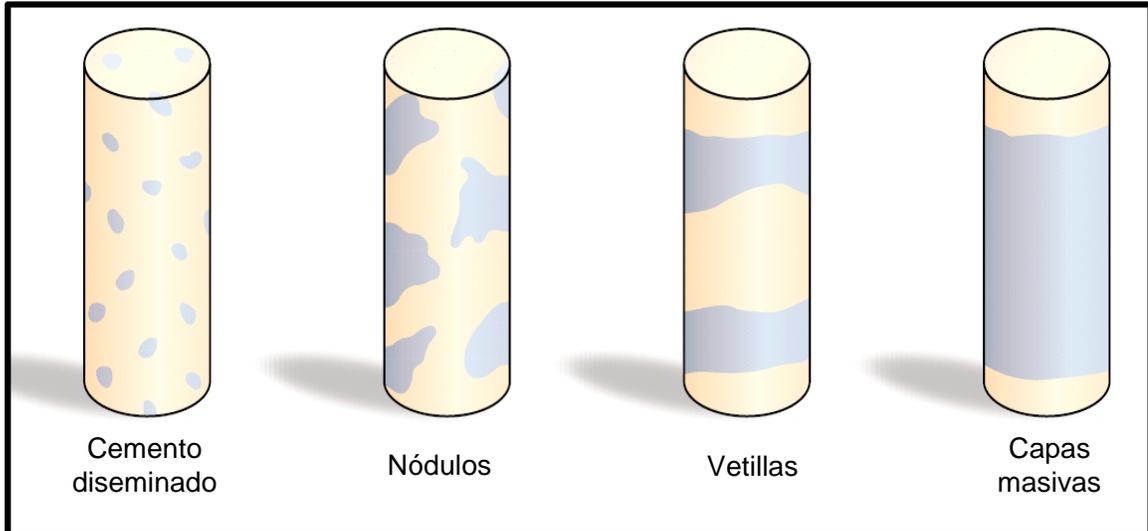


Figura 2. Distribución de los hidratos en los sedimentos (Timothy S. Collett, et. al., 2000).

Las secciones que contienen a los hidratos de gas, tanto las secuencias marinas como las continentales, varían en espesor de unos cuantos centímetros hasta unos treinta metros. Los hidratos se encuentran con distribución uniforme, mostrando claras tendencias verticales, pero sutiles cuando se aumenta o disminuye la abundancia de éstos. Aún así, son comunes los ejemplos con distribución heterogénea en zonas espaciadas o bien el hidrato esparcido en zonas de concentración alta.

Las características que dominan a los hidratos de gas en cuanto a distribución y cantidad son la porosidad y la permeabilidad de la roca almacenadora; y el grado de mitificación (solidificación) del sedimento. Si una roca tiene buena porosidad y buena permeabilidad, se le considera como una roca con potencial almacenador de hidratos de gas.

La clasificación general de ambientes geológico – geográficos donde se pueden almacenar los hidratos de gas son: en aguas profundas próximas a los márgenes continentales y en continentes en las regiones polares (permafrost).

Las aguas profundas se clasifican en:

- a) Mares de aguas profundas interiores y lagos.
- b) Márgenes continentales pasivos estables.
- c) Márgenes continentales pasivos inestables.
- d) Límites tectónicos activos.

Las aguas profundas en márgenes pasivas estables son aquellas que se ubican a lo largo de los márgenes continentales donde el tectonismo activo está ausente, lo que nos da como resultado un ordenamiento eficaz de sedimento. El sedimento que llega a estas aguas es de grano fino, es decir, limos y arcillas, por lo que en estas zonas se presenta lodo homogéneo formado por estas partículas. Aunque en este lodo homogéneo se presenta gran porosidad, la permeabilidad es baja, por lo que no admite la acumulación de hidratos de gas en gran medida (típicamente 2 a 6%). Las perspectivas de acumulación de hidratos de gas en estas zonas, se puede incrementar al existir domos salinos. Un

ejemplo de esto se presenta a lo largo del margen continental pasivo de las costas de Louisiana y Texas, donde la presencia de estos domos salinos propició la formación de fracturas que permitieron que gas termogénico migrara a la zona de estabilidad de los hidratos.

Las regiones tectónicamente activas pueden tener mejores perspectivas para la acumulación de hidratos de gas en ambientes marinos. Estas zonas se presentan a lo largo del límite de placas, donde una placa de la corteza oceánica se introduce por debajo de otra placa a lo largo de una trinchera oceánica profunda. La formación de montañas en la proximidad de esta zona, provocada por la actividad tectónica, produce un sedimento significativamente más grueso con granulometría variable. Como resultado de estos hechos las regiones tectónicamente activas contienen zonas con alta porosidad y permeabilidad moderada. Este sedimento además está siendo deformado lo que provoca que las vías de migración de fluidos aumenten, entre esos fluidos se encuentra el metano. Un ejemplo de este tipo de región, es Nankai, mar adentro de las costas de Japón, donde una capa de 16 metros de espesor con porosidad elevada, fue encontrada con 80% de saturación de hidrato. Otro ejemplo en una zona de actividad tectónica (en donde una placa se introduce por debajo de otra, también llamada zona de subducción), es la Trinchera de Guatemala en Centroamérica, donde un núcleo de un metro de espesor de hidrato de metano puro fue recuperado.

Regularmente este tipo de depósitos de hidratos, se describen insignificantes en relación con las presencias marinas en otras zonas, pero la producción en estas regiones marinas puede ser mejor económicamente hablando. Lo anterior es debido a que la presencia de fallas y sedimentos heterogéneos crean trampas y sellos que concentran el flujo de metano y agua. En estas márgenes activas se pueden tener numerosas zonas aisladas que presentan una alta concentración de hidratos de gas.

IV.3. TRAMPAS GEOLOGICAS.

Una trampa puede ser definida como aquella zona de la corteza terrestre favorable para la acumulación de hidrocarburos, es un receptáculo de características diversas, tales como: obturaciones de asfalto, capas lenticulares, variaciones locales de porosidad, truncamientos, traslapes, pliegues y fallas. Puesto que se ha confirmado reiteradas veces el hecho de que la deformación estructural es una de las múltiples formas en que puede formarse una trampa, y que un gran número de yacimientos se han acumulado en trampas formadas de otro modo, actualmente, es más frecuente el empleo del término “Teoría de las trampas” y suele denominarse trampa a la configuración geométrica que contiene el petróleo, cualquiera que sea su forma o causa. Su característica esencial es que tiene la posibilidad de acumular y retener en su interior al aceite y al gas.

La existencia de una variedad de trampas es consecuencia de los numerosos factores geológicos y sus interacciones. Debido a lo anterior, puede decirse que no se podrán encontrar dos trampas exactamente iguales, en general, toda anomalía geológica de origen tectónico, estratigráfico o litológico, puede constituir una trampa.

Las trampas estructurales son el resultado de deformación, la que causa las modificaciones en la forma de la roca almacenadora. Las trampas son resultado de plegamientos y fallamientos, son las más fácilmente identificables desde la superficie y las que pueden localizarse mejor en el subsuelo por los métodos geofísicos.

Las trampas que permiten que los hidrocarburos se acumulen en el subsuelo sin deformación estructural, se reúnen bajo el nombre de trampas por variación de permeabilidad. Son resultado de la presencia local de un cierto volumen de roca almacenadora que pueden estar separadas por formaciones impermeables tanto vertical

como lateralmente; se deben a anomalías en la repartición de sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones.

Las trampas estratigráficas son todas aquellas que permiten al aceite y gas acumularse sin haber una deformación estructural, es decir, la tectónica no interviene. Estas trampas son originadas por fenómenos del tipo litológico, sedimentario y por discordancias. Las trampas estratigráficas son una clasificación de las trampas por variación de permeabilidad y son las más comunes. Se dividen en trampas estratigráficas primarias y trampas estratigráficas secundarias.

Las trampas estratigráficas primarias están condicionadas por la presencia de un cuerpo rocoso, poroso, permeable de tamaño limitado. Existen debido al hecho de que un sedimento capaz de originar un almacén (buena porosidad y buena permeabilidad) se encuentra rodeado de rocas impermeables. A esta categoría pertenecen los cuerpos arenosos lenticulares y los arrecifes calcáreos. Son consecuencia del modo y medio de sedimentación, su tamaño su aspecto, su disposición relativa y posición en la cuenca, condicionan la naturaleza de la trampa. Las trampas estratigráficas primarias se subdividen en: trampas de la serie detrítica, trampas de la serie carbonatada y trampas combinadas.

Las trampas estratigráficas primarias de la serie detrítica, son resultado de la presencia de un cierto volumen de roca almacenadora con buena porosidad y permeabilidad, embalado en una formación impermeable, frecuentemente arcillosa, que asegura su cierre.

Para que en un cuerpo arenoso se forme una trampa, se debe evaluar:

- El volumen (longitud, anchura y potencia) del sedimento.

- La morfología en planta y corte del cuerpo arenoso.
- La composición litológica y caracteres petrográficos.
- La posición, repartición y orientación de la cuenca.
- La madurez textural y mineralógica del sedimento.
- Las relaciones con las rocas sello que lo cubren.

Todo lo anterior está condicionado por el medio de transporte, el ambiente sedimentario, la forma y tamaño de la cuenca.

Las trampas estratigráficas secundarias, se crean por fenómenos posteriores a la sedimentación y a veces se forman durante la diagénesis, las que resultan de una discordancia angular o una discordancia basal. Las trampas estratigráficas secundarias son un tránsito a las trampas mixtas.

Las trampas mixtas son una combinación de las deformaciones estructurales y de las variaciones estratigráficas o litológicas entre las trampas estratigráficas primarias y secundarias.

Como otra parte fundamental de una trampa están las rocas sello. Las rocas sello son aquellas que por su escasa permeabilidad o por contener poros de tamaño subcapilar, no permiten el paso de hidrocarburos, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento. Para que una roca sea considerada, desde el punto de vista práctico, como impermeable, esta no debe poseer fracturas interconectadas. Debido a que los

yacimientos petroleros aparecen normalmente tectonizados en mayor o menor grado, las rocas sello deben tener comportamiento plástico, de manera que respondan a los esfuerzos mecánicos deformándose en el campo dúctil, formando pliegues en lugar de fracturas en el campo frágil, si esto ocurre se abrirían las vías a la migración del petróleo.

Los hidratos de gas pueden actuar como un cemento, lo que endurecerá la matriz y al sedimento. Esto también puede ocurrir en el espacio intersticial, sin afectar en forma importante la rigidez del sedimento. Cuando los hidratos de gas se forman en los espacios intersticiales del sedimento consolidado, el hidrato sólido, en lugar del agua líquida, ocupa los espacios intersticiales y los procesos diagenéticos de consolidación y cementación mineral se inhiben en gran medida. Cualquier capa de hidrato puede atrapar el metano libre mientras la capa forma un sello a través del cual el gas no puede migrar. Estas capas de hidratos de gas pueden constituir también un tipo de roca sello en una trampa geológica. El metano libre puede ser gas termogénico que ha migrado de una gran profundidad de la corteza terrestre o puede ser gas biogénico de una capa previa de hidrato pero que ahora se ha dissociado. En la figura 14A, 14B y 14C se muestra en forma esquemática como los hidratos de gas pueden atrapar al metano libre, es decir, como pueden formarse sellos de los yacimientos de gas y este sello corresponde a importantes volúmenes de hidratos de gas.

Las trampas que contienen hidratos son muy variadas, su forma y geometría están controladas principalmente por la estructura geológica, el tipo de sedimento, la pendiente y forma del piso oceánico. Se puede tener una secuencia plegada con una capa de hidratos de gas en los sedimentos superiores (como se observa en la figura 14a); otro arreglo puede corresponder a una secuencia inclinada de sedimentos estratificados que estén cubiertos discordantemente por una capa de hidratos de gas inclinados en otra dirección (como se puede ver en la figura 14b); otra posibilidad puede corresponder con una secuencia deformada por la acción de una intrusión salina, donde los sedimentos

superiores estén cementados por los hidratos de gas (figura 14c). En los tres casos existe la posibilidad de encontrar yacimientos de gas inmediatamente debajo de la capa con hidratos de gas, ya que estos al cementar a los sedimentos se convierten en excelentes sellos.

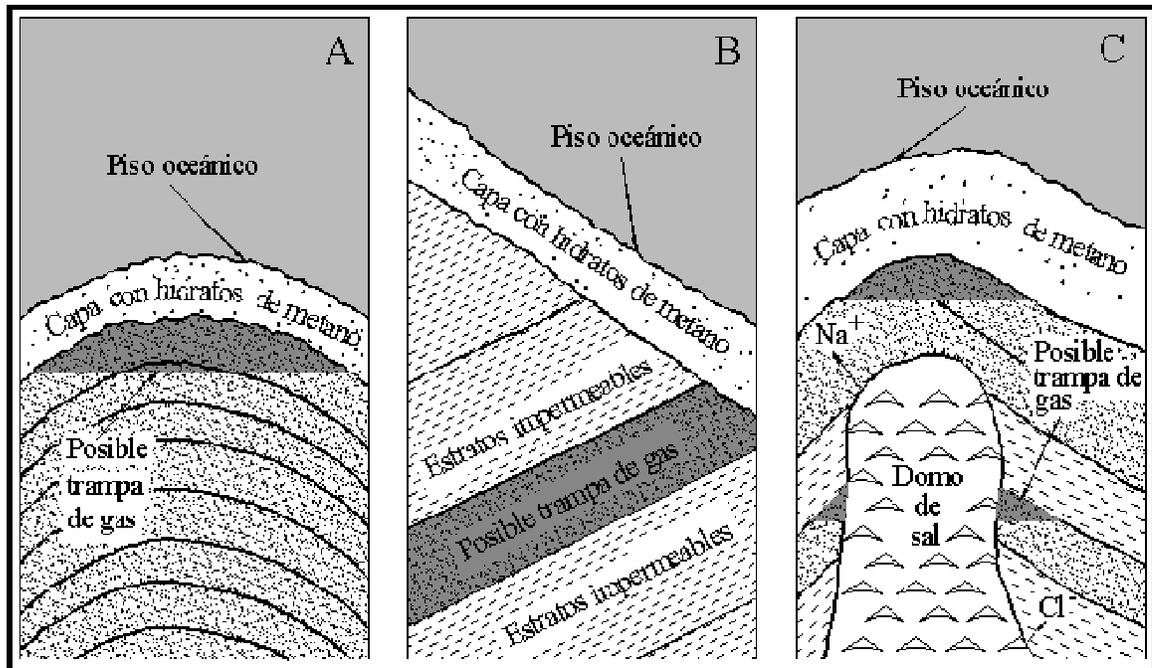


Figura 3. Diagrama de situaciones geológicas en donde los hielos de metano funcionan como sello formando trampas de gas (Erlich Desa, et. al., 2003).

La estructura del hidrato es compacta, las moléculas de gas se condensan más densamente que en las trampas de gas convencionales. Estas trampas proporcionan los recursos potenciales, pero ellas también pueden representar riesgos al perforar, y por consiguiente, deben estudiarse bien. La producción de gas de las trampas selladas por hidratos puede ser una manera fácil de extraer el gas del hidrato por que la reducción de presión causada por la producción puede comenzar una movilización de hidratos y recargar la trampa por el gas disociado proveniente de los hielos de metano.

IV.4. MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA DETECCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.

Los hidratos de gas se presentan solamente en ambientes apartados y hostiles del Ártico y en las profundidades de los océanos, en sitios muy inestables. Es difícil obtener muestras de éstos para ser estudiadas en el laboratorio más tarde. Por lo anterior los científicos utilizan una gran variedad de tecnologías y métodos para determinar su presencia y características.

Una tecnología usada en el estudio del suelo marino donde los hidratos se presentan, es el side – scan sonar. Este sonar inspecciona utilizando el eco sonoro para proporcionar información detallada sobre la topografía y reflectividad del piso oceánico. Estos datos pueden proporcionar los indicios de la presencia de hidratos cerca de la superficie a través de la identificación de rasgos anómalos del piso marino, incluyendo las depresiones y deslizamientos, cicatrices, diapiros de lodo y los volcanes de lodo.

Los estudios de reflexión sísmica son la tecnología más prometedora para una interpretación rápida y exacta de grandes áreas de los océanos profundos. Los científicos utilizan las ondas sonoras para interpretar las estructuras y propiedades del interior de la Tierra. Durante décadas, la industria ha utilizado los estudios sísmicos para identificar en el subsuelo estructuras geológicas prometedoras que puedan contener aceite y gas. Actualmente, algunos geofísicos están trabajando para obtener secciones sísmicas, proceso y técnicas de interpretación para la investigación de hidratos de gas.

Solo una pequeña proporción de la evidencia de las acumulaciones de hidratos alrededor del mundo proviene de muestreo directo; la mayoría proviene de otras fuentes, tales como reflexiones sísmicas, registros geofísicos de pozos, análisis geoquímicos, información sobre perforación y mediciones de la salinidad del agua intersticial.

Las técnicas sísmicas de exploración no detectan los hidratos mismos, sino el fondo de los depósitos de hidratos y el principio de una zona de gas metano libre. Los datos sísmicos tridimensionales proporcionan la identificación preliminar de algunos depósitos de hidratos en y por debajo del lecho marino. Otra manera de detectar los hidratos es por el muestreo de núcleos desde un barco de perforación: una barrena especial se baja al lecho marino y un núcleo de varias pulgadas de diámetro se perfora y se extrae.

En la superficie, donde los pozos están siendo perforados para investigar la presencia del hidrato o donde los pozos atraviesan las zonas del hidrato hacia objetivos más profundos, existe gran interés en evaluar el potencial de las zonas de hidratos como un recurso energético. Existe también preocupación acerca de los riesgos que implica el perforar zonas de hidratos de gas, y del impacto que los hidratos de gas puedan ocasionar en cambio climático global.

Para cuantificar el volumen probable de hidratos y su potencial como recurso, es importante entender tanto la distribución de hidratos en los sedimentos como las propiedades mecánicas de las formaciones que contienen hidratos.

Aunque los hidratos de gas se han reconocido por la perforación de pozos, su presencia sobre grandes áreas puede descubrirse más eficazmente por medio de los métodos acústicos usando los perfiles de reflexión sísmica. Los hidratos tienen un efecto muy fuerte en las reflexiones acústicas hechas dentro de los pozos, ya que la onda acústica en ellos es de alta velocidad, aproximadamente 3.3 km/s, dos veces más que los sedimentos del piso oceánico. Se cree que la velocidad del sonido en el hidrato puro es similar a la del hielo, pero el valor exacto no se ha determinado y probablemente depende de la composición química de los hidratos. La velocidad acústica en una capa de hidrato cementado también es alta, más alta que la de sedimentos llenos por líquido.

El contacto entre una capa rica en hidrato y una capa llena de gas puede actuar como un reflector sísmico prominente. A estos reflectores que ocurren en la base de la zona del hidrato, se les conoce como reflectores simuladores de fondo, BSR (por sus siglas en inglés: bottom simulating reflector). Su forma rastrea la forma del fondo del mar y la polaridad de su pulso sísmico se invierte. La profundidad del BSR por debajo del lecho marino, depende de las temperaturas y presiones requeridas para la estabilidad del hidrato. En zonas marinas se han cartografiado BSR que se encuentran a profundidades entre 100 y 500 metros por debajo del lecho marino.

La presencia de los BSR en los datos de reflexión sísmica es el indicador más importante de la existencia de hidratos en los sedimentos marinos. Sin embargo, los hidratos pueden existir sin crear un BSR si no existe una cantidad importante de gas libre o si el hidrato no endurece la matriz del sedimento apreciablemente. Algunos investigadores en Canadá han informado del éxito en la identificación de zonas marinas de hidratos utilizando resonancia eléctrica remota en áreas donde no es visible ningún BSR. Se han observado reflectores simuladores de fondo en muchas partes del mundo. Una de las regiones mejor estudiadas es Blake Ridge, en las costas de Carolina del Norte, EUA. Aquí los **científicos del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS)**, han dirigido estudios bidimensionales sobre la superficie marina y estudios sísmicos de pozo conjuntamente con perforaciones de investigación para conducir experimentos sobre las propiedades químicas e isotópicas de los hidratos.

En la figura 15 se observa un reflector simulador de fondo (BSR) siguiendo la base de la capa de hidratos de gas. El BSR se eleva en el centro del perfil, donde se produjo un domo salino (diapiro).

El contraste de la velocidad sísmica compresional y de cizallamiento en los BSR, pueden también dar lugar a una respuesta típica de la variación de la amplitud con el desplazamiento (AVO), que puede ayudar a determinar si el hidrato está actuando como un cemento o está llenando los espacios intersticiales sin cementar los granos del sedimento.

Además de los estudios sísmicos marinos que abarcan grandes áreas, las mediciones de la salinidad del agua intersticial pueden detectar la existencia, o reciente presencia, de hidratos cerca del fondo del mar. Los hidratos solo contienen agua pura y eliminan las sales y otros compuestos que pueden estar presentes en el agua de mar. Inmediatamente después de la cristalización de la molécula del hidrato, el agua marina circundante se enriquece con los componentes expulsados, tales como el cloruro. Las mediciones de la salinidad tomadas en este momento muestran altas concentraciones de cloruro. Posterior a la cristalización, la combinación provoca que la anomalía del cloruro desaparezca. En forma inversa, la disociación del hidrato purifica el agua reduciendo la salinidad del agua intersticial. La detección de agua pura durante la perforación puede iniciar la disociación del hidrato y en consecuencia su presencia reciente.

En 1970, fue cuando se detectaron hidratos de gas por primera vez utilizando métodos geofísicos dentro de los sedimentos marinos del fondo del Blake Outer Ridge en Estados Unidos de América. Este descubrimiento se presentó al observar sobre los perfiles sísmicos un “eco doble”, que era una copia del fondo marino y que estaba asociado con la presencia de hidratos. A este eco se le conoce como reflector simulador de fondo (BSR) o eco que simula el fondo, que se forma por reflexión cuando las ondas atraviesan la diferencia de densidad que existe en el fondo marino congelado y el que hay por debajo de este. El fondo marino helado con presencia de hidratos, a su vez, realiza las funciones de tapadera, impidiendo que los gases en estado libre lleguen a la superficie, a no ser que haya fisuras o fallas. Este “eco doble” permite conocer la profundidad y

espesor de los gases hidratados en el subsuelo marino, así como la presencia de gases en estado libre por debajo de ellos.

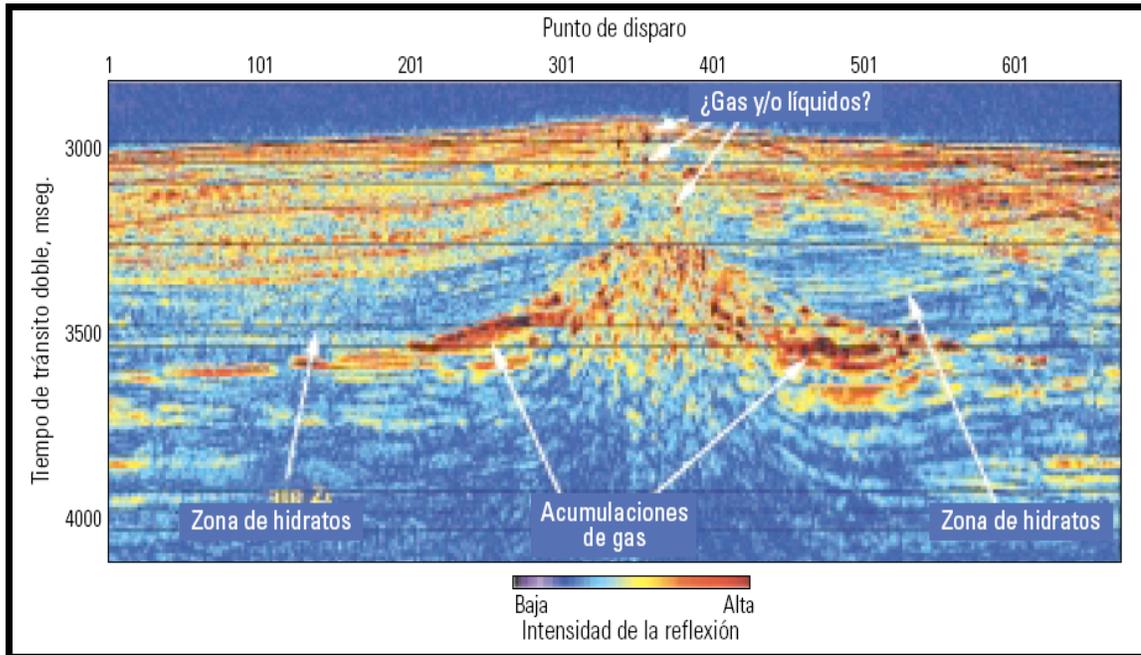


Figura 4. Sección sísmica que muestra la intensidad de la reflexión a lo largo de la costa del Atlántico en Blake Ridge, E. U. A. (Timothy S. Collett, et. al., 2000).

El método de exploración principal dentro de la zona de estabilidad de hidrato es un reflector que simula el fondo (BSR); estos son reflectores fuertes, resultado de contrastes de impedancia que se piensa que es causada por el gas libre atrapado debajo de los hidratos. Debido a que la formación de hidratos está en función de la presión, temperatura, agua y composición del gas, los BSR no siguen perfectamente los contornos del suelo oceánico. Sin embargo, como todos los indicadores de hidrocarburos, los BSR no son fiables. Se han recuperado los hidratos donde no se ha detectado ningún BSR y existen estudios mostrando BSR's en donde no existe ningún hidrato. El análisis de hidratos de gas muestra que la velocidad acústica es relativamente alta en los hidratos, y esto ayuda a identificarlos.

Con relación a los registros geofísicos de pozos, se usan en la investigación de hidratos de gas: los registros de resistividad, velocidad acústica y neutrón. Los hidratos de gas en el subsuelo muestran una resistividad eléctrica relativamente alta, una rápida velocidad acústica, porosidad neutrón alta y aparentemente baja densidad. El registro eléctrico de resistividad proporciona información sobre la saturación del agua intersticial y la salinidad. El agua salada tiene baja resistividad. La velocidad acústica elevada refleja la habilidad de material rígido (hielo o roca) para propagar fácilmente la energía compresiva. La alta porosidad del registro neutrón indica que muchos poros están llenos con hidratos de gas, y una baja densidad significa una densidad mas baja del hielo comparada con la del agua.

En **1998 Timothy Collett** demostró que la cantidad del hidrato puede calcularse utilizando un registro eléctrico de resistividad y el tiempo de tránsito acústico. El usa dos formas únicas de la ecuación de Archie, la cual muestra las relaciones empíricas entre la textura de la roca o sedimento, porosidad, saturación del agua y resistividad. En particular, la porosidad variable toma en cuenta las diferentes densidades de la matriz, hidrato y agua. La ecuación de Archie modificada se usa para calcular las saturaciones de agua, con la saturación de hidrato igual a uno menos la saturación de agua. La ecuación modificada usando los datos de las ondas compresionales acústicas ha sido también usada para calcular la saturación de hidratos de gas.

En **1983 Collett y otros investigadores** estudiaron los registros de 125 pozos en la región de la bahía de Prudhoe, determinando 102 presencias de hidratos en 32 pozos. El análisis de otros pozos en permafrost fue basado en los registros de un pozo conocido con hidratos, el Northwest Eileen 2 de ARCO y EXXON en la pendiente norte de Alaska, en el cual fueron recuperados núcleos con hidratos en 1972. En general, todos los estudios sobre los efectos de hidratos en registros de pozos indicaron la dificultad para distinguir a

los hidratos basados en un solo registro, particularmente en la región de permafrost. Para tener confianza cuando se trata de determinar hidratos a través de registros, es necesario considerar un juego de registros (al igual que en la detección de hidrocarburos en yacimientos convencionales). Las respuestas simultáneas de los registros corroboran la presencia de hidratos (figura 16).

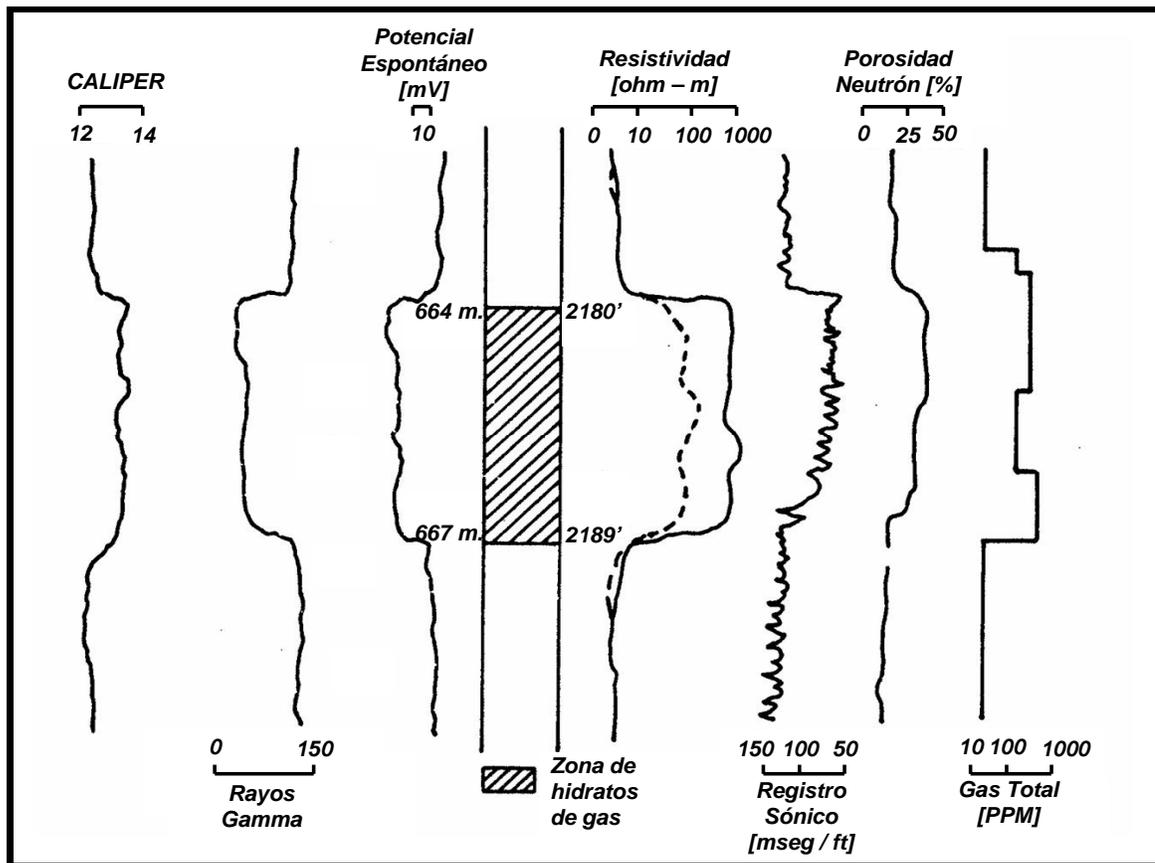


Figura 5. Respuestas típicas de registros de pozos en permafrost ante la presencia de hidratos de gas (Dendy Sloan, 2003).

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

- Registro de hidrocarburos.
Este tipo de registro es más sensible a los hidratos, pero su respuesta puede ser muy diferente de un registro para gas libre. En los registros de hidrocarburos la disociación de hidratos causa un incremento significativo de gas en el lodo de perforación, el cual es encontrado en la parte alta del pozo. Los fluidos fríos o densos pueden ocultar la disociación resultando un gas más ligero.
- Registro de capacidad resistiva eléctrica (doble inducción).
En este registro que es de penetración superficial, se obtiene una pequeña respuesta con relación a la zona de gas libre debido a la disociación del hidrato. El registro de inducción profunda muestra alta resistividad e imita un yacimiento en relación al hielo.
- Registro de potencial espontáneo.
Comparado con la zona de gas libre, existe en los registros de potencial espontáneo una desviación relativamente menor; la curva de registro de potencial espontáneo para el hidrato de gas podría ser similar al de una secuencia portadora de hielo.
- Registro calibrador.
Se utiliza para detectar la deformación del agujero, que puede hacerse más grande debido a la disociación de hidratos. Esto también puede ocurrir con hielos del permafrost.
- Registro de tiempo de tránsito acústico.
Dentro de un hidrato de gas existe una disminución en el tiempo de tránsito acústico en comparación con una unidad saturada con agua o gas puro. Sin

embargo, el tiempo de tránsito acústico del hielo es similar al de los hidratos de gas, el registro acústico no identifica los hidratos de gas dentro de una sucesión de hielo en permafrost.

- Registro de porosidad neutrón.

En un hidrato de gas existe un incremento relativo de la porosidad neutrón; esta respuesta contrasta con la reducción aparente en la porosidad neutrón en la zona de gas libre.

- Registro de densidad.

Dentro de un hidrato de gas existe una disminución aparente en la densidad en comparación a una unidad saturada con agua. Debido a que la densidad del hielo es similar a la de los hidratos de gas, el registro de densidad no puede identificar un hidrato de gas dentro del permafrost portador de hielo, es decir, la densidad decrece aparentemente con hidratos y puede ser distinguido del agua pero no del hielo.

Además de estos registros se puede incluir un registro de RMI (Registro de Micro Imágenes) el cual es utilizado para tomar registros de imágenes en las paredes de los pozos. Esta herramienta produce imágenes de alta resolución basadas en la microresistividad obtenida en las paredes del pozo, proporcionándonos información acerca de la naturaleza y textura de los hidratos de gas presentes en un intervalo de roca. La ilustración del registro obtenido a través de esta herramienta se presenta en la figura 17 ubicada en el próximo capítulo.

Por otro lado la velocidad de perforación de los pozos también decrece en la región de hidratos, debido a la naturaleza sólida del hidrato de gas con relación al sedimento saturado de fluidos, pero no es significativamente en horizontes portadores de hielo.

En la detección de hidratos también se realizan estudios geoquímicos de las muestras obtenidas en aguas profundas, el muestreo de los sedimentos del mar es uno de los métodos principales usado en la búsqueda de hidratos de gas; los científicos pueden ocasionalmente recuperar las muestras de núcleos con hidratos de gas intacto. Sin embargo, comúnmente la disociación de los hidratos durante la recuperación de las muestras, da como resultado la recuperación de una mezcla de sedimento, agua y gas metano libre. Para descubrir la presencia y cantidad de hidratos de gas, los científicos realizan una variedad de análisis geoquímicos en el agua. Las concentraciones características de elementos específicos, iones e isótopos pueden revelar si el agua era recientemente parte de la celosía de un hidrato sólido.

La salinidad (concentración de iones de sal disuelta) del agua de poro de las muestras es un primer indicador de la presencia de hidratos. El agua donde se forman los hidratos típicamente contiene una gran cantidad de sales disueltas (específicamente sodio y también iones de cloruro). Cuando la formación del hidrato se presenta, estos iones son excluidos de la celosía del hidrato. Aunque esto producirá temporalmente un incremento en la salinidad del agua remanente en los poros, con el tiempo la circulación normal de fluidos en los intersticios, devolverá la salinidad normal del agua. Por consiguiente, la disociación de hidratos durante la recuperación de las muestras producirá una entrada de agua dulce que diluye la salinidad esperada en los poros, es decir, se produce una disminución en la concentración de los iones de cloruro. Esto hace pensar en la reciente presencia de hidratos. Si la salinidad del agua de poro es conocida, la cantidad de dilución de cloruro puede ser directamente traducida en la cantidad de hidratos de gas que existió en la muestra.

Además de la medición de la salinidad, se analizan las moléculas de agua tomadas de las muestras de mar profundo para determinar la proporción de varios isótopos de oxígeno y

de hidrógeno. Los científicos han observado que los procesos que construyen las celosías del hidrato seleccionarán preferentemente ambos isótopos más pesados que el oxígeno y el hidrógeno. Por la medición del enriquecimiento y/o disminución de estos isótopos en el agua recuperada con las muestras del sedimento, los científicos pueden estimar si el hidrato pudo haber estado presente y en que concentración.

Los científicos también realizan análisis geoquímicos en el metano presente en las muestras a fin de determinar el origen del metano. La medición más común es la relación de los isótopos carbono 12/carbono 13. El metano de fuentes termogénicas tiene típicamente niveles más altos de carbono 13, mientras que el metano que se origina del decaimiento bacteriano de la materia orgánica se enriquece típicamente con carbono 12.

V. ACUMULACIONES DE HIDRATOS DE GAS EN EL MUNDO

En este capítulo se analizará el estado actual del arte, es decir, los casos en los que se ha explotado este recurso, así como los proyectos que se tienen para su aprovechamiento alrededor del mundo, es decir, seguir con la exploración e investigación en materia de hidratos de gas, y en dado caso los proyectos para explotarlo.

V.1. INVESTIGACIONES Y ESTADO ACTUAL

La información obtenida en estudios hechos a campos que contienen hidratos de gas, tales como su naturaleza y su textura (de los hidratos de gas), son necesarios para determinar de forma acertada la cantidad de gas contenida en los hidratos de gas, así como para poder hacer estimaciones del potencial de producción de los hidratos de gas y diversas características más de las acumulaciones.

Las condiciones físicas y químicas para que los hidratos de gas se presenten en las diversas formas en que lo hacen (diseminados, nodulares, por capas), no han sido entendidas del todo. Es necesario además hacer una revisión tanto macroscópica como microscópica de los modelos de los yacimientos que existen para casos que se han estudiado y poder evaluar así, la naturaleza de los yacimientos de hidratos de gas.

Los hidratos de gas también han sido descritos como cementante de los granos en un ambiente sedimentario, así como nódulos, vetillas o láminas, que pueden ir de menos de algunos centímetros hasta 3 o 4 metros (por ejemplo, un núcleo obtenido en 1986 en el sitio 570 del Programa de Perforación en Océanos, ubicado cerca de la costa este de

Guatemala). En los dos ambientes donde se presentan los hidratos de gas (terrestre en regiones de permafrost y marino), las secciones sedimentarias donde los hidratos de gas se presentan, pueden variar de algunos centímetros hasta unos 30 metros aproximadamente (según **T. Collett y otros investigadores**). Las capas de hidratos de gas puros, comúnmente se presentan en espesores en escalas de milímetros o centímetros. Estas acumulaciones son raras de encontrar en la naturaleza.

Algunos estudios han mostrado que los registros de imágenes en las paredes de los pozos pueden ser usados para evaluar la naturaleza de los hidratos de gas a una escala de yacimiento. Una de estas herramientas, el RMI (Registro de Micro Imágenes), fue usada en el pozo Mallik 2L-38 (la importancia de este pozo se explica más adelante en esta misma sección). Esta herramienta produce imágenes de alta resolución basadas en la microresistividad obtenida en las paredes del pozo, proporcionándonos información acerca de la naturaleza y textura de los hidratos de gas presentes en un intervalo de roca.

En la figura 17, se puede observar un registro con imágenes de alta resolución, tomadas con el RMI en el pozo Mallik 2L-38 en el intervalo de 902 a 905 metros de profundidad. Con este registro y otros datos estudiados, se pudo confirmar la presencia de hidratos de gas en el intervalo 889 – 1101 metros de profundidad. Además de la imagen dinámica normal obtenida por el RMI, se puede obtener una imagen estática. La imagen estática del RMI se maneja todo el registro como una sola unidad y diferentes valores de resistividad se manejan en intervalos colocados en 16 diferentes tonalidades de gris. A diferencia del registro dinámico, en el cual se tienen 64 diferentes tonalidades, el registro estático tiene una menor resolución, pero nos sirve para determinar las zonas en donde el promedio de la saturación de hidratos de gas es más alta o más baja. En la figura 17 podemos apreciar que en el registro dinámico del RMI, se forman bandas de la misma tonalidad en las paredes del pozo. Esto nos indica la presencia de diferentes unidades estratigráficas. Si comparamos las imágenes obtenidas con el RMI y el registro de

saturación de hidratos de gas en el carril central, podemos decir que las zonas más claras en ambos registros del RMI, son las zonas que presentan mayor saturación de hidratos de gas.

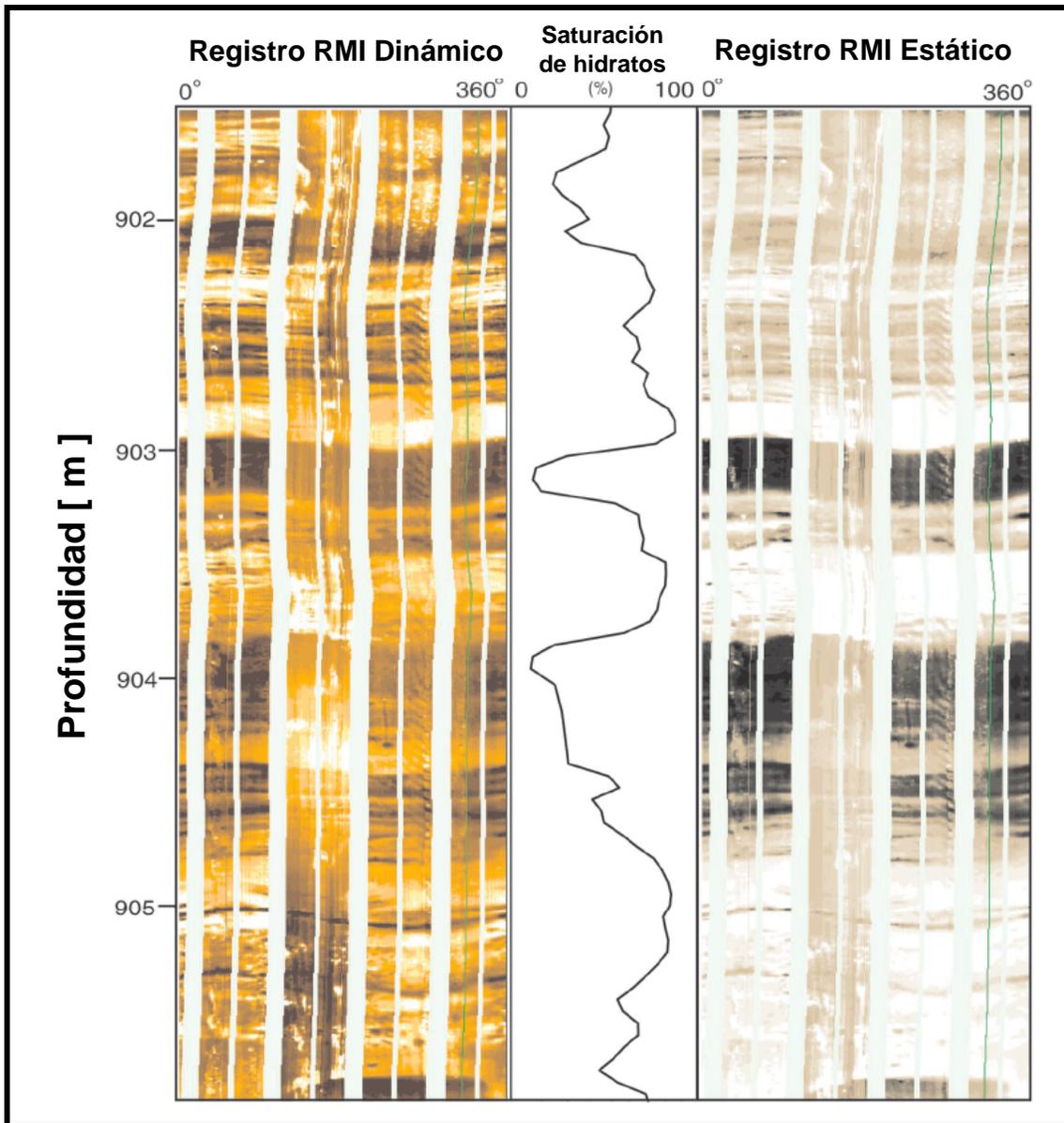


Figura 1. Registro del RMI tomado en el pozo Mallik 2L-38, en la zona donde se infirieron acumulaciones de hidratos de gas (Timothy S. Collett, 2002).

Los hidratos de gas han sido explorados en el mundo y se han inferido alrededor de 50 localidades en el mundo, sin embargo, sólo algunos de estos lugares se han examinado a detalle. En la siguiente sección se describirán los cinco lugares en el mundo donde se han hecho investigaciones más a fondo sobre el tema. Estas locaciones están en zonas marinas y zonas continentales también.

Están localizadas en:

- Blake Ridge, en el margen continental sureste de Estados Unidos de América.
- En el margen continental Cascadia, ubicado en la costa oeste de Canadá.
- Cerca del Valle de Nankai en la costa este de Japón.
- En el norte de Alaska.
- En el delta del río Mackenzie.

Los países desarrollados que presentan gran crecimiento industrial pero un bajo potencial en fuentes de energía, podrían volverse independientes, energéticamente hablando, lo cual puede afectar diversos factores políticos internos y externos de cada país. Estas repercusiones pueden tener un impacto en el comercio internacional, ya que probablemente, cuando los hidratos de gas comiencen a ser explotados, los productores de crudo y gas natural registrarían un decremento en sus ventas y en el precio de sus productos. Ese escenario ha provocado recientemente el interés de varias naciones en los hidratos de gas.

El primer país en crear un programa de investigación fue Estados Unidos de América en 1991. Este organismo se formó por instituciones de gobierno, empresas privadas y académicos de diversas instituciones educativas y se dedicó a investigar acerca de los hidratos de gas. Gracias a los resultados obtenidos en varias investigaciones, en 1999 el gobierno de ese país autorizó la creación de una nueva organización llamada Investigación y Desarrollo de Hidratos de Gas. Se le asignó un presupuesto anual de cuatro millones de dólares en 2000 y este presupuesto ha crecido sustancialmente hasta llegar a 46 millones de dólares en 2004.

El gobierno de Japón fue el primero en establecer un programa de investigación de hidratos de gas. Una investigación exploratoria de cinco años inicio en 1995 y en 1998 la Corporación Nacional de Aceite de Japón, financió la perforación en depósitos de hidratos de gas conocidos en el Delta del río MacKenzie en el norte de Canadá, en colaboración con el Servicio Geológico de Canadá, el Servicio Geológico de Estados Unidos, universidades e institutos de investigación. La Corporación Nacional de Aceite de Japón ha hecho investigaciones exhaustivas en las costas de la isla Hokkaido y ha perforado varios pozos exploratorios en esta región en 1999. La producción comercial de gas proveniente de hidratos de gas en esta zona, está programada para el año 2010. Se pronostica que produciendo una centésima parte de las reservas de hidratos de gas en Japón, la demanda de metano en ese país puede verse satisfecha por los próximos cien años. El gobierno japonés ha autorizado un segundo plan de cinco años, ahora dirigido por la Organización de Desarrollo de Nueva Energía y Tecnología Industrial, que busca ahora como resultado el desarrollo de ingeniería para la recuperación de metano.

La India en 1996, fue el segundo país en desarrollar un programa de investigación de hidratos de gas. El Consejo de Desarrollo para la Industria Petrolera de la India, con el afán de incrementar sus reservas de gas natural, fundó en el 2003 un programa de

investigación de hidratos de gas. Este programa fue patrocinado al inicio por una compañía dedicada a la explotación de gas en ese país y después por algunas otras empresas públicas de la India dedicadas a la investigación de hidrocarburos y de océanos. Se han localizado varios objetivos a investigar para iniciar una exploración intensiva.

Otros países han iniciado también la evaluación de reservas de hidrocarburos en aguas profundas, incluidos también los hidratos de gas. Por ejemplo Canadá había cerrado su programa de minerales en el mar, pero dadas las investigaciones actuales, lo ha reabierto. También la Unión Europea ha destinado fondos para la investigación y localización de fuentes de metano. Se han enfocado en la obtención y análisis de núcleos provenientes de las aguas del Atlántico Norte Europeo.

En el caso de México, no se tiene mucha información acerca de este tema. En los años 80, el Servicio Geológico de Estados Unidos, realizó investigaciones en los mares territoriales de México, tanto en el océano Pacífico como en el Atlántico. En varios de los lugares donde se tomaron muestras o núcleos se encontró que las muestras estaban impregnadas por hidratos de gas en un buen porcentaje. En nuestro país aún no se han hecho esfuerzos importantes por descubrir y caracterizar esta importante fuente de energía.

Según datos de la Secretaría de Energía, a finales del año 2006 se podría estar formando un equipo de trabajo integrado por las instituciones directamente ligadas a la explotación del petróleo, es decir, Petróleos Mexicanos, el Instituto Mexicano del Petróleo y la misma Secretaría de Energía. Además se prevé la participación de instituciones de investigación como la Universidad Nacional Autónoma de México y el Instituto Politécnico Nacional. Con esto se pretende formar un equipo de investigación con los recursos suficientes para poder estimar si la explotación de este recurso natural en el país es viable. Por desgracia,

la información concerniente a este grupo de trabajo es confidencial y no se pueden presentar en este trabajo los aspectos particulares en este proyecto.

V.2. CASOS MÁS ESTUDIADOS EN EL MUNDO

V.2.1. BLAKE RIDGE (E. U. A.).

Perfiles sísmicos a lo largo de las costas del Atlántico de los Estados Unidos, están comúnmente marcados con reflectores simuladores de fondo (BSR) de gran amplitud que en esta región se cree que son causados por los grandes contrastes en la impedancia acústica en la base de la zona de estabilidad de los hidratos de gas, que señala la yuxtaposición de sedimentos conteniendo hidratos de gas con sedimentos que contienen gas libre. Los reflectores simuladores de fondo han sido mapeados en dos lugares a lo largo de la costa este de los Estados Unidos de América: a lo largo de la cresta de Blake Ridge y en la parte superior de la plataforma continental de Nueva Jersey y Delaware.

La presencia de los hidratos de gas en Blake Ridge fue detectada durante la fase 76 del Proyecto de Perforación en Mar Profundo, DSDP (Deep Sea Drilling Project), cuando una muestra de hidrato de gas fue recuperada a una profundidad de 238 metros bajo el piso oceánico. La fase 164 del Programa de Perforación en Océanos, ODP (Ocean Drilling Program), fue designada a investigar la presencia de hidratos de gas en la sección sedimentaria de Blake Ridge. La perforación durante la fase 164 del Programa de Perforación en Océanos se hizo para que los pozos penetraran por debajo de la base de la zona de estabilidad de los hidratos de gas, dentro del mismo intervalo estratigráfico, a una distancia relativamente pequeña. La presencia de hidratos de gas fue documentada por muestreo directo en los sitios 994 y 997 (estos números de sitio se refieren a las localizaciones que han sido investigadas y que son identificadas con esta cifra), pero en

una de las localizaciones en donde se perforó para obtener muestras (sitio 995), no se obtuvo ninguna.

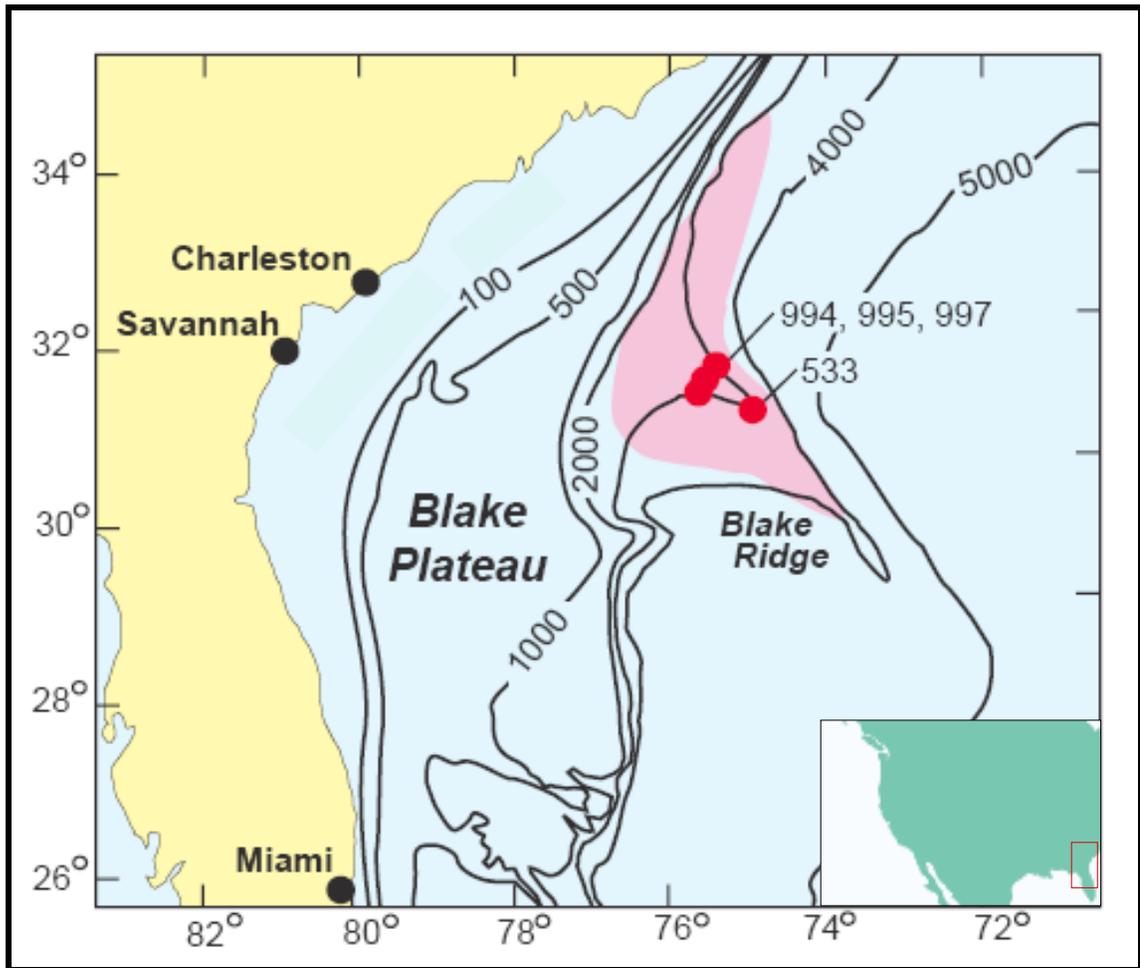


Figura 2. Mapa del margen continental sureste de Estados Unidos. La zona rosada representa la ocurrencia de reflectores simuladores de fondo relacionados con la presencia de hidratos de gas, en los sitios 994, 995 y 997 (Timothy S. Collett, 2002).

Basados en el análisis de la concentración de cloro en el agua de poro y perfiles geofísicos tomados en los pozos perforados, se determinó que los hidratos de gas diseminados se presentan dentro de un intervalo estratigráfico de aproximadamente 190 a 450 metros bajo el lecho marino, en los tres pozos.

La profundidad inferida de la frontera inferior por los perfiles geofísicos tomados en los pozos, está a la misma profundidad que la base de la zona de estabilidad de los hidratos de gas, y se encuentran muy cerca de la profundidad mayor en la que se observó la anomalía en la concentración de cloro en el agua de poro. Las concentraciones de cloro observadas, también nos permiten inferir sobre la cantidad de hidratos de gas presentes en Blake Ridge. Esto se puede determinar calculando la cantidad de agua dulce en los poros que puede ser atribuida a la disociación de los hidratos de gas.

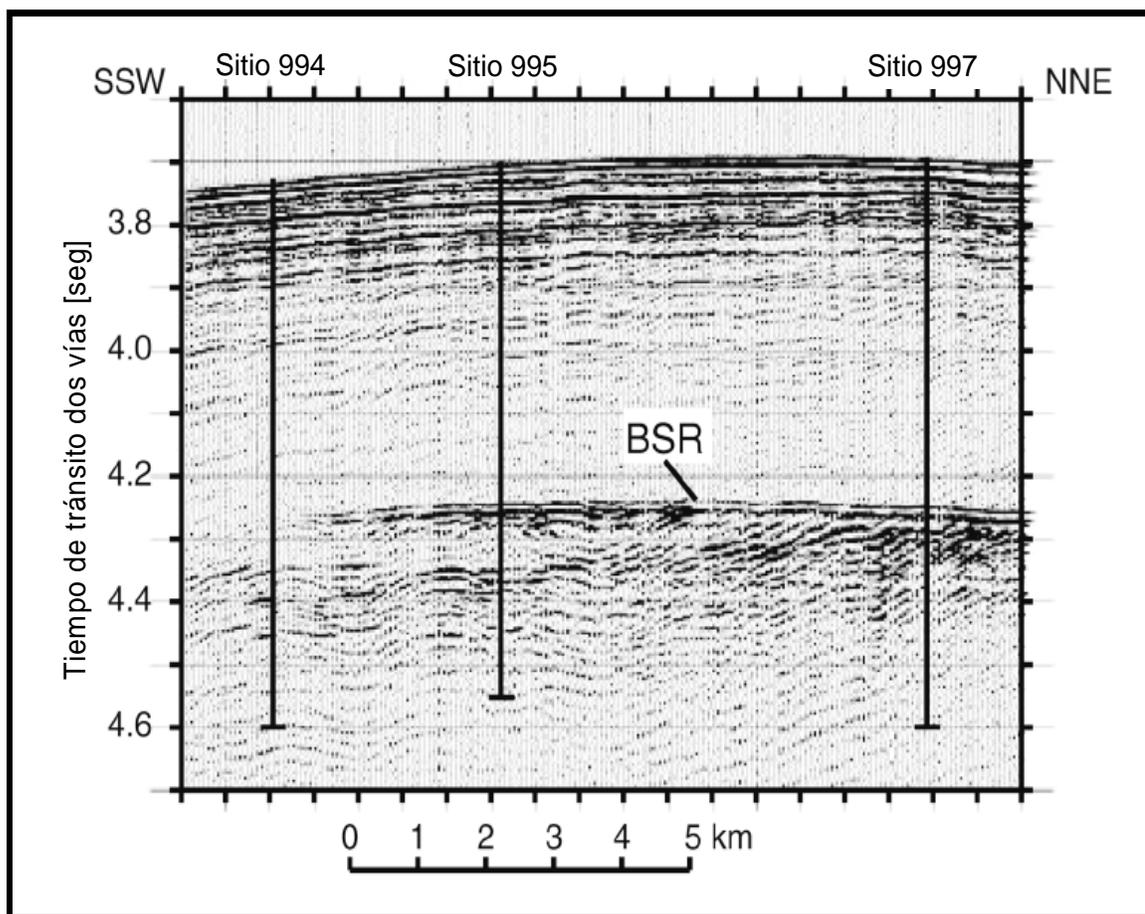


Figura 3. Perfil sísmico de los sitios 994, 995 y 997. Se puede observar el reflector simulador de fondo (BSR) con una gran intensidad en los sitios 995 y 997 (Timothy S. Collett, 2002).

La saturación estimada de hidratos de gas en los núcleos recuperados tiene una distribución sesgada con un máximo de 7% y 8.4% en los sitios 994 y 995 respectivamente, y con un máximo de 13.6% en el sitio 997.

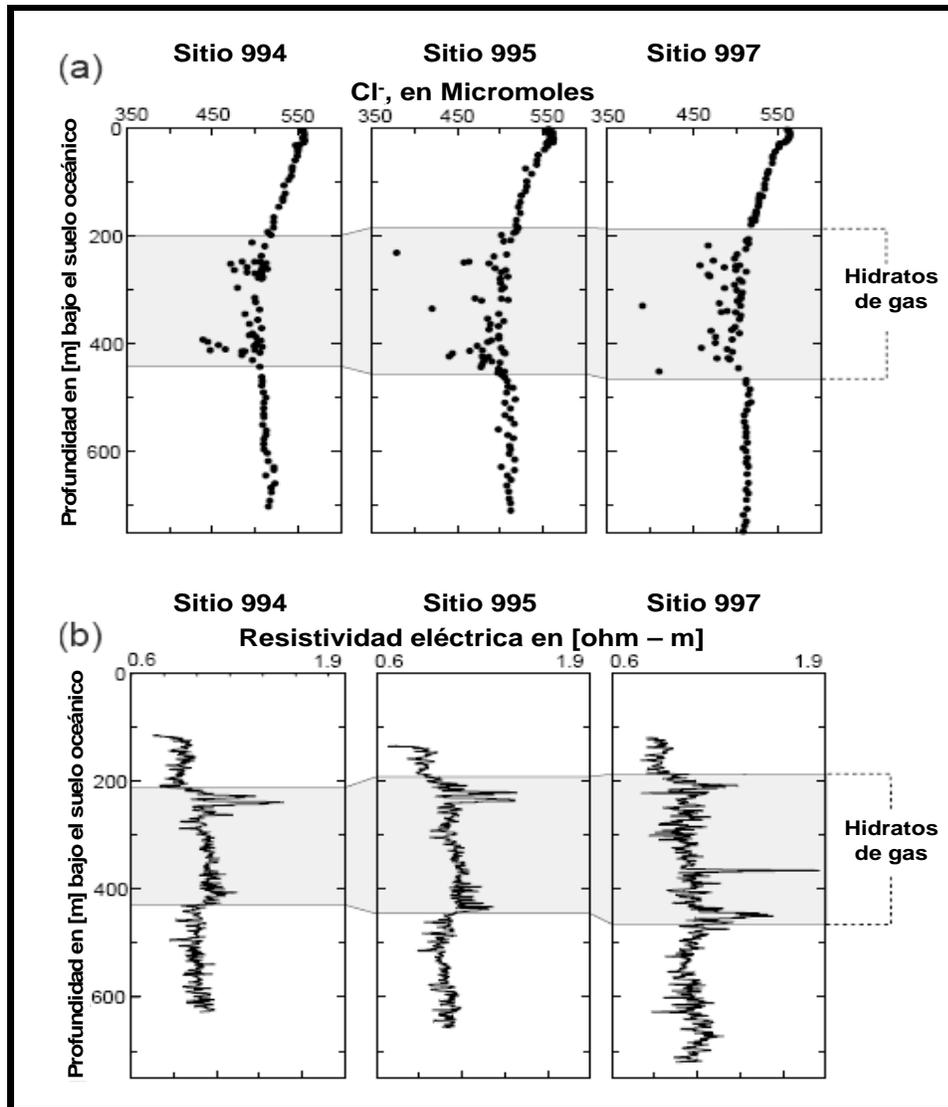


Figura 4. a) Concentración de iones de cloro (Cl⁻) en el agua de poro en los sitios 994, 995 y 997. b) Resistividad eléctrica tomada de los pozos en los sitios mencionados. Se puede observar en ambos casos la zona de hidratos de gas inferida a partir de los datos obtenidos en las mediciones (Timothy S. Collett, 2002).

V.2.2. MARGEN CONTINENTAL CASCADIA (CANADÁ).

La fase 146 del Programa de Perforación de Océanos de E. U. A. (ODP), fue designada para examinar el movimiento de fluidos en el margen continental de Cascadia, así como obtener el volumen de fluidos dentro de las capas sedimentarias de la zona. La presencia de diferentes reflectores simuladores de fondo (BSR) en la región, dio la oportunidad de evaluar el potencial y la interrelación entre la presencia de los BSR y la de hidratos de gas.

El sitio 889, localizado en la costa este de la isla de Vancouver permitió la adquisición de una serie de datos asociados a la presencia de hidratos de gas naturales en esta zona. Los hidratos de gas no fueron identificados del todo en el sitio 889, sin embargo, fueron inferidos basándose en el análisis geoquímico de los núcleos obtenidos, perfiles geofísicos en los pozos a la profundidad de entre 127.6 a 228.4 metros bajo el lecho marino.

Al igual que en Blake Ridge, los hidratos de gas en el sitio 889 fueron inferidos gracias a la análisis de los núcleos, en los cuales se observó alto índice de gas libre, baja concentración del ión cloro en el agua de poro y baja temperatura en los núcleos recuperados. Además, las mediciones geofísicas en los pozos (datos de velocidad de sedimento) y mediciones sísmicas a través de sismógrafos de fondo, indicaron la presencia de hidratos de gas en espesores de 50 a 80 metros, por encima de los reflectores simuladores de fondo (ubicados a 230 metros bajo el lecho marino aproximadamente).

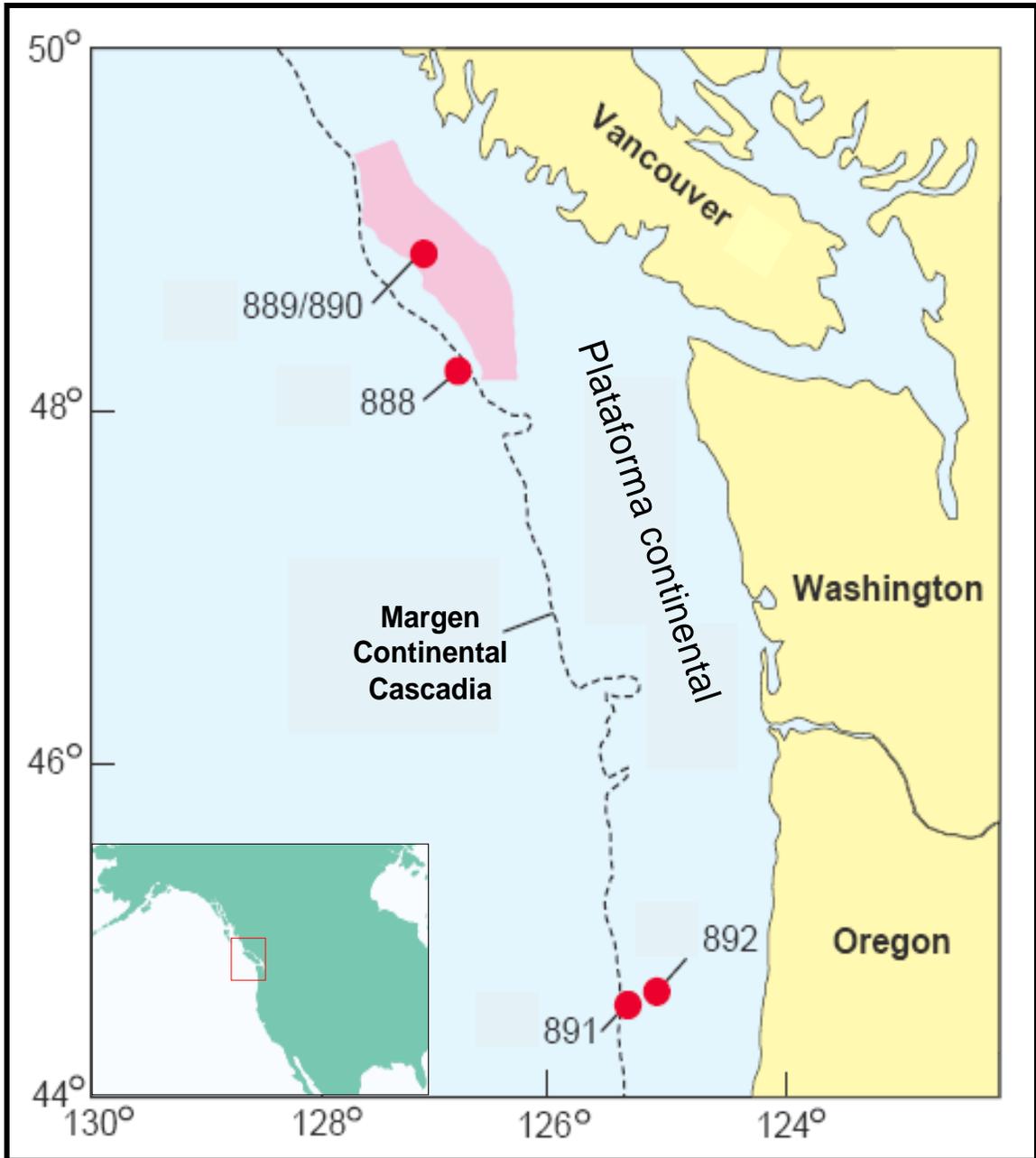


Figura 5. Mapa de la región del margen continental de Cascadia en Norteamérica. Se muestran también los sitios de perforación de la fase 146 del programa de perforación en océanos de Estados Unidos de América (Timothy S. Collett, 2002).

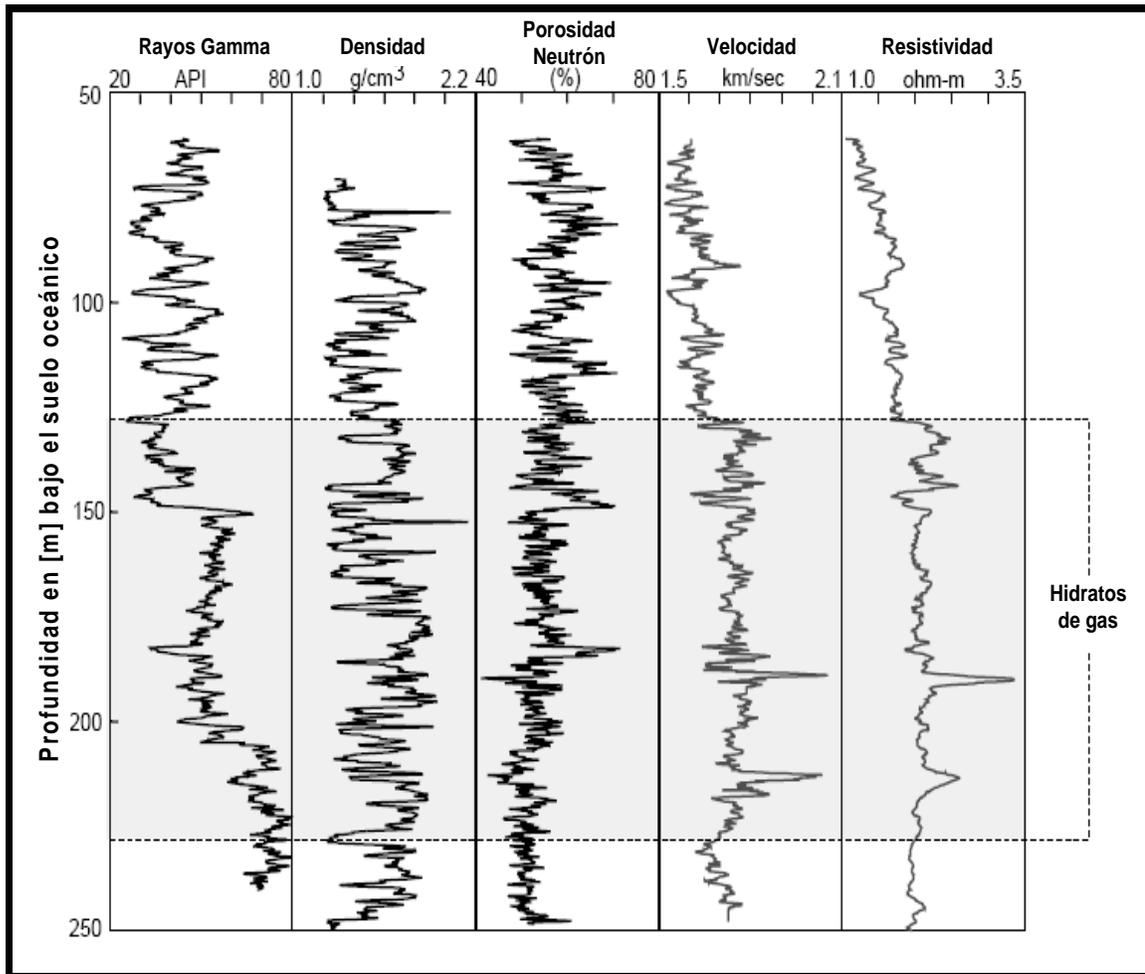


Figura 6. Registros obtenidos en un pozo del sitio 889 por el ODP. La gráfica incluye los datos obtenidos de rayos gamma, densidad, porosidad neutrón, velocidad acústica y resistividad eléctrica profunda (Timothy S. Collett, 2002).

El contenido de iones de cloro observado en el sitio 889, fue utilizado para calcular el volumen de hidratos de gas, al calcular el volumen de agua dulce en los poros que puede ser atribuida a la disociación de hidratos de gas. El volumen estimado de la porosidad en el sedimento ocupado por hidratos de gas en los núcleos recuperados va de un 5% inmediatamente debajo del suelo oceánico, hasta un 39% cerca del fondo de la zona de hidratos de gas inferida por mediciones geofísicas y sísmicas.

V.2.3. VALLE DE NANKAI (JAPON).

En el año 2000 la Corporación Nacional de Aceite de Japón (JNOC, por sus siglas en inglés), publicó en sus noticias la presencia de hidratos de gas, localizados en el Valle de Nankai, en la costa sureste de Japón.

En 1995 el Ministerio de Comercio e Industria Internacional de Japón (MITI), inició un proyecto para evaluar las fuentes de energía potencial de hidratos de gas en el mar profundo alrededor de la isla de Japón. Este proyecto, con la administración de la JNOC, tenía como meta principal la perforación de un pozo exploratorio en el Valle de Nankai. De noviembre de 1999 a marzo de 2000, la JNOC, junto con la Compañía de Exploración Petrolera de Japón (JAPEX), perforó una serie de pozos en el área conocida como Daiiti Tenryu dentro del Valle de Nankai. Este grupo de pozos son llamados pozos del MITI en el Valle de Nankai.

El Valle de Nankai es una depresión a lo largo del margen sureste de la placa tectónica de Eurasia que colinda con la placa tectónica de Mar de Filipinas, la cual está siendo subducida. Han sido elaborados mapas que representan varias cuencas sedimentarias a lo largo de la plataforma continental, que han sido llenadas con sedimentos del Neógeno. Algunos investigadores han descrito la presencia de reflectores simuladores de fondo al norte del Valle de Nankai. Basados en los análisis sísmicos de la región, el sitio para perforar los pozos del MITI en el Valle de Nankai, fue seleccionado para perforar y atravesar a través de los reflectores simuladores de fondo existentes. Se estimó la profundidad de perforación a 209 metros bajo el lecho marino, también se predijo que en la perforación se iban a penetrar estratos inclinados conteniendo unidades sedimentarias ricas en arena, favoreciendo el almacenamiento de fluidos.

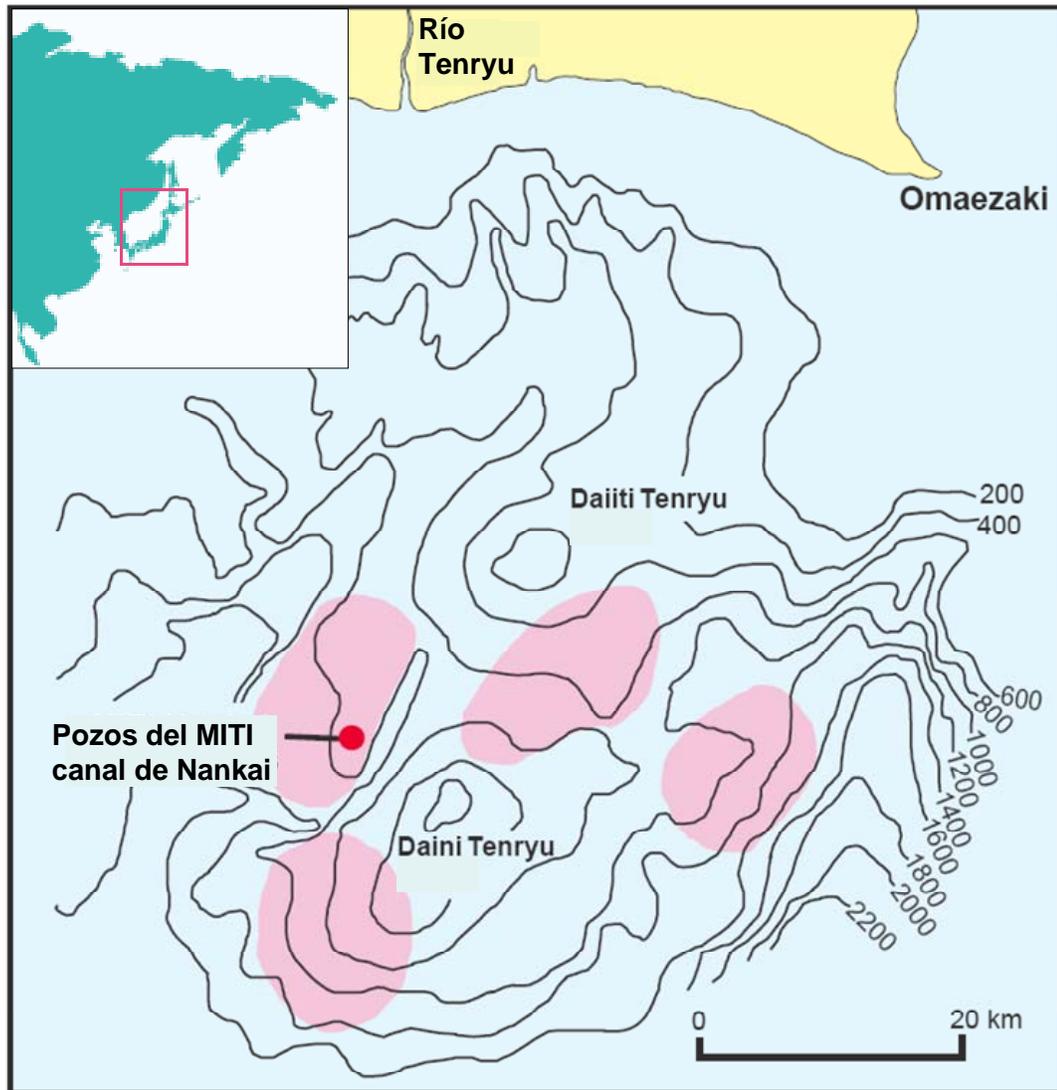


Figura 7. Localización de los pozos del MITI en el Valle de Nankai (Timothy S. Collett, 2002).

Los pozos del MITI en el Valle de Nankai penetraron el piso oceánico a una profundidad de aproximadamente 945 metros totales. Los núcleos obtenidos y los registros de los pozos confirmaron la existencia de por lo menos tres capas de hidratos de gas (que suman un total de 16 metros de espesor) entre los 207 y 265 metros bajo el lecho marino. No se tienen datos acerca de la continuidad de las capas de arena en estos pozos, así como de la

presencia de gas libre en o cerca de la capas de hidratos de gas. Los pozos del MITI en el Valle de Nankai tuvieron una gran importancia en el descubrimiento y confirmación de los yacimientos de hidratos de gas altamente concentrados en la secuencia almacenadora rica en arenas. Los sedimentos presentes en los pozos del MITI en el Valle de Nankai, son similares a los yacimientos del permafrost, asociados con hidratos de gas en el norte de Alaska y en el delta del río Mackenzie en Estados Unidos de América.

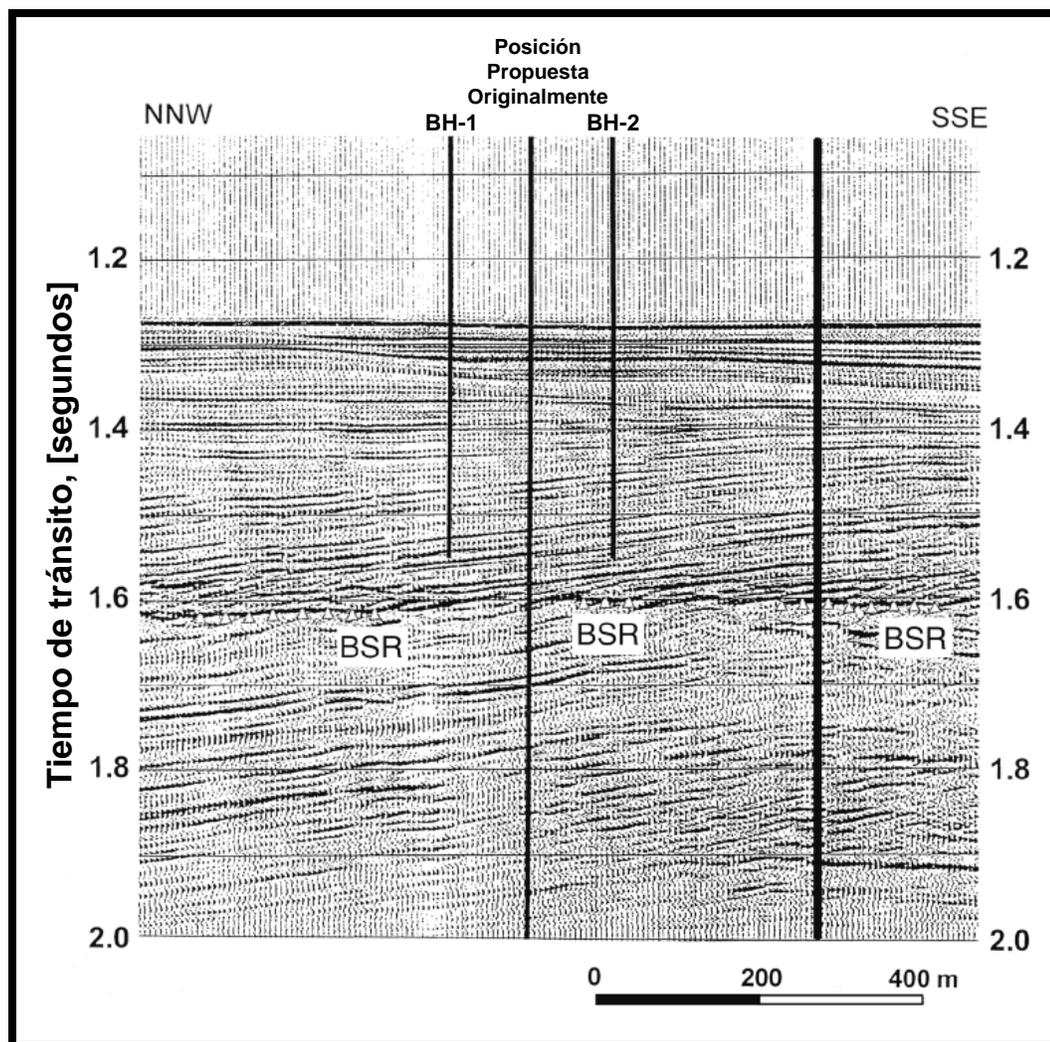


Figura 8. Perfil sísmico de los pozos del MITI en el Valle de Nankai. Se puede apreciar la discontinuidad del reflector simulador de fondo a lo largo de la zona (Timothy S. Collett, 2002).

V.2.4. PENDIENTE NORTE DE ALASKA (ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA).

La existencia de hidratos de gas en la pendiente norte de Alaska, fue confirmada en 1972 con datos provenientes del pozo ARCO/Exxon 2 Northwest Eileen State, localizado en la parte noreste del campo bahía Prudhoe.

Los estudios de núcleos presurizados, registros de pozos y los resultados de pruebas de producción de la formación, confirmaron la existencia de tres unidades estratigráficas de hidratos de gas en el pozo ARCO/Exxon 2 Northwest Eileen State. Los hidratos de gas también fueron inferidos en 50 pozos exploratorios y de producción en el norte de Alaska, basándose en registros de pozos calibrados con los del pozo ARCO/Exxon 2 Northwest Eileen State.

Muchos de estos pozos tienen múltiples unidades de hidratos de gas con existencia de estos en un rango que va desde los 3 metros hasta los 30 metros de espesor. En la mayoría de los registros de pozos se encontró que la existencia de los hidratos de gas ocurre en seis capas de arenas con continuidad lateral, localizadas en la parte este del campo río Kuparuk y en la parte este del campo bahía Prudhoe. Las seis capas sedimentarias de arenas y conglomerados que contienen a los hidratos de gas, han sido nombradas de las letras A a la F, siendo la unidad A la más profunda, estratigráficamente hablando.

Perfiles sísmicos 3D y registros en los pozos ubicados al oeste del campo bahía Prudhoe, indican la presencia de acumulaciones de gas libre, atrapadas debajo de cuatro de las capas que contienen hidratos de gas. El área total de las 6 capas que contienen hidratos de gas es de aproximadamente 1643 kilómetros cuadrados. La extensión areal de las

unidades individuales va de 3 a 404 kilómetros cuadrados. El volumen de gas dentro de los hidratos de gas en el área de la bahía Prudhoe y el río Kuparuk, se estima alrededor de 1.2×10^{12} metros cúbicos, que representa más o menos el doble del volumen de gas convencional en el campo bahía Prudhoe.

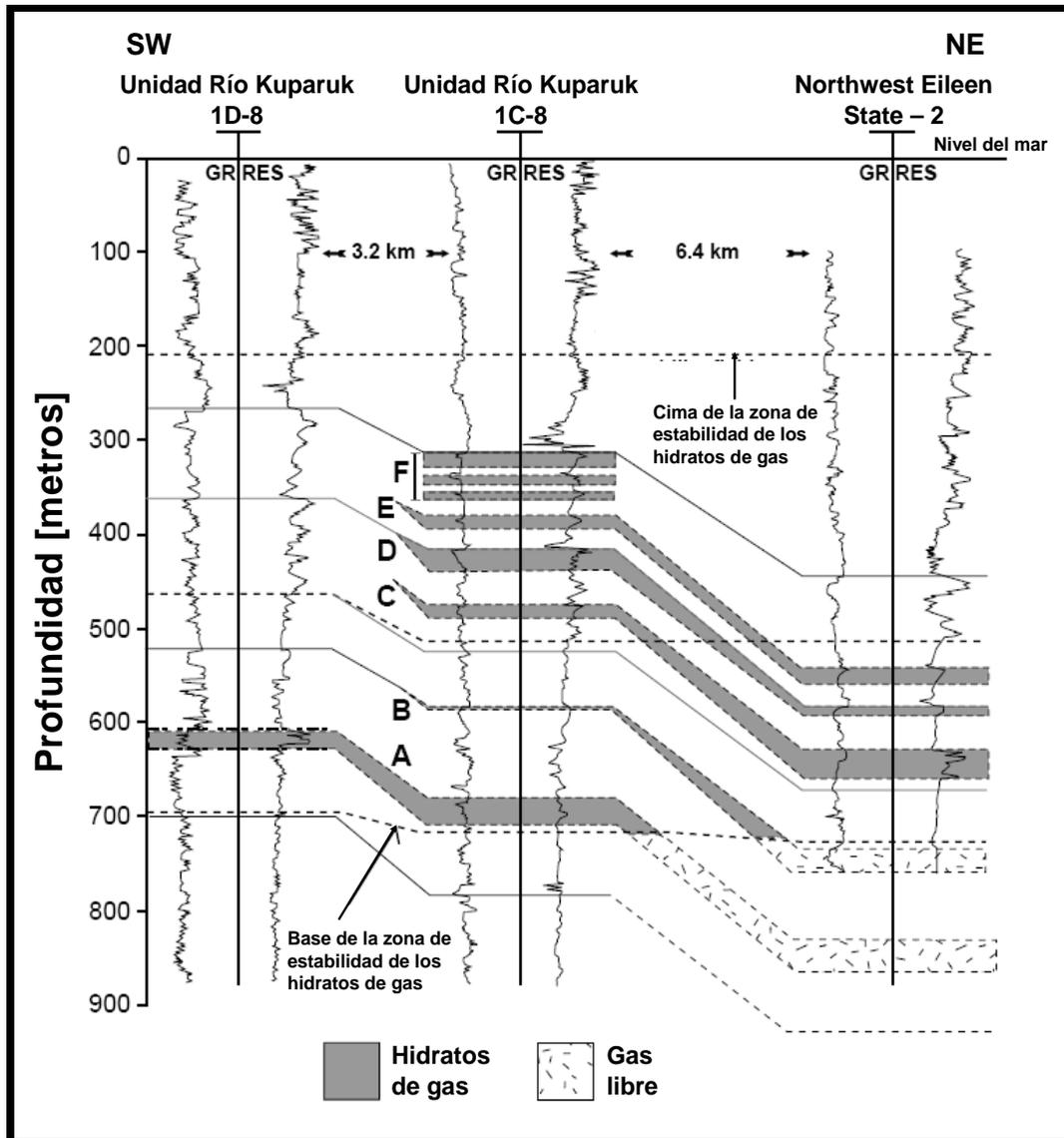


Figura 9. Sección basada en registros de pozos de la zona mostrando la extensión vertical y horizontal de las unidades que contienen hidratos de gas. Para su localización ver figura 26 (Timothy S. Collett, 2002).

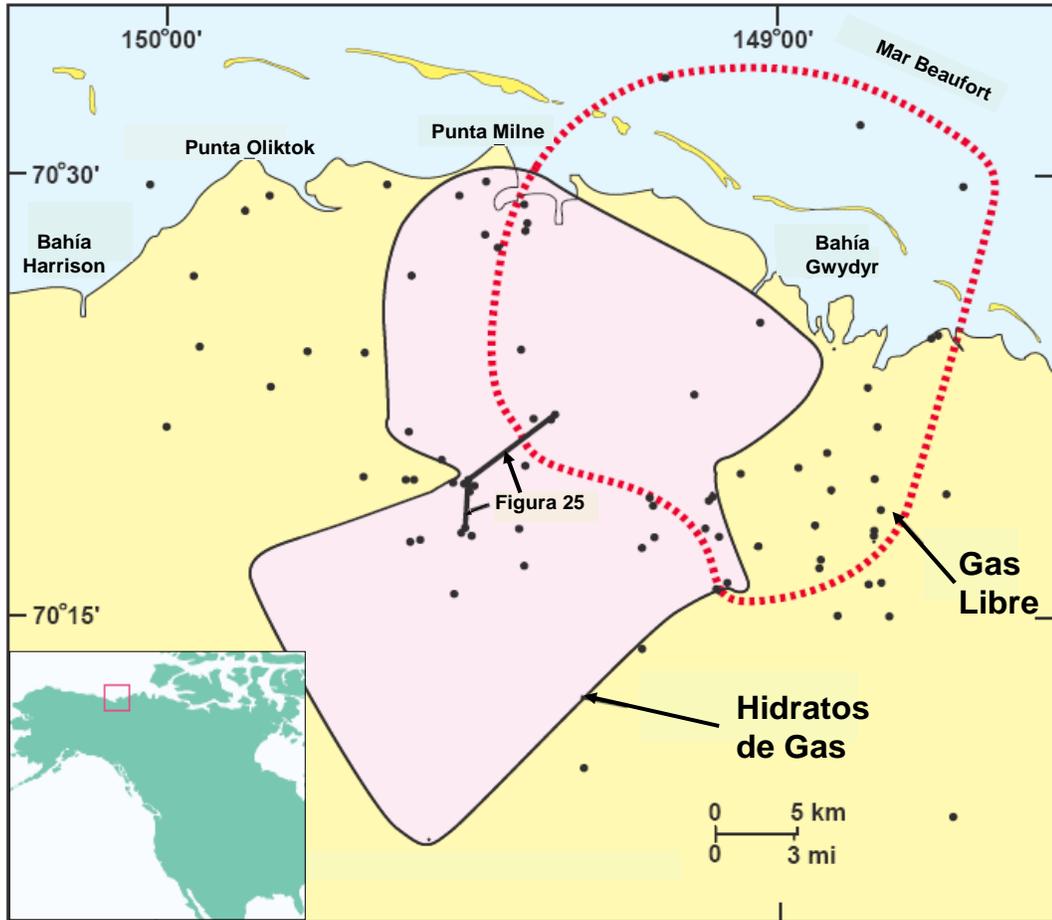


Figura 10. Mapa de la localización de las unidades estratigráficas que contienen hidratos de gas (capas de la A a la F) de la zona de los campos bahía Prudhoe y río Kuparuk. Se muestra la localización de la sección mostrada en la figura 25 (Timothy S. Collett, 2002).

V.2.5. DELTA DEL RÍO MACKENZIE (CANADÁ).

La evaluación de la presencia de hidratos de gas en el delta del río Mackenzie, en la zona del mar de Beaufort, ha sido hecha durante las tres décadas pasadas, a partir de que se comenzó la exploración petrolera en la región.

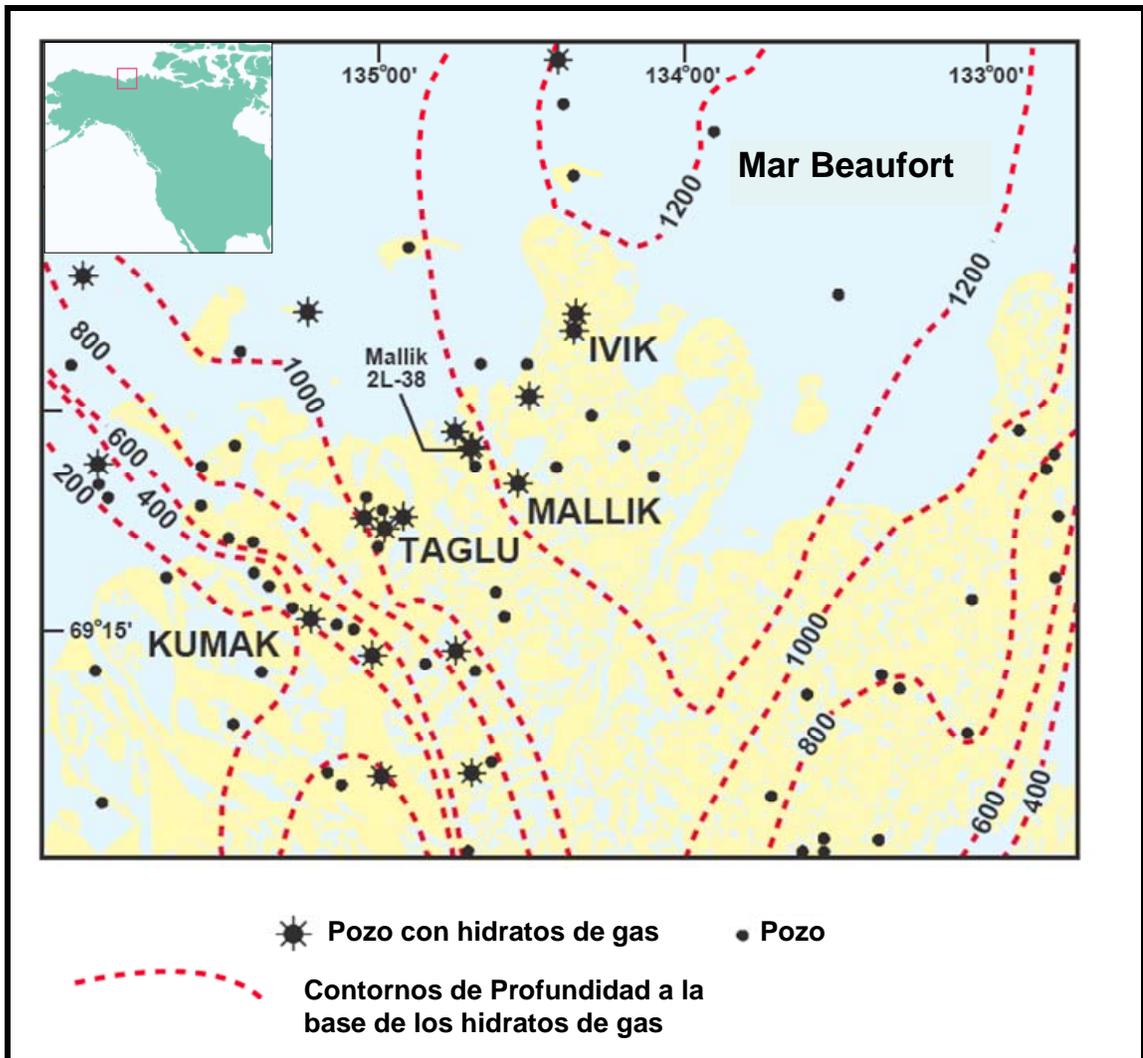


Figura 11. Mapa de una parte de la región del delta del río Mackenzie, mostrando los contornos de profundidad de la base de los hidratos de gas. También se pueden apreciar los pozos exploratorios en los que se infirió la presencia de hidratos de gas (Timothy S. Collett, 2002).

Se tiene una base de datos tomados en 146 pozos exploratorios en la zona del delta del río Mackenzie. En el 17% de los pozos perforados en tierra (que equivale a 25 de los 146 totales) hay la posibilidad de presencia de hidratos de gas. La frecuencia de la existencia de los hidratos de gas en pozos perforados en el mar es más alta que los perforados en

tierra (en zonas de permafrost en donde se presentan hidratos de gas), arrojando el 63% de los pozos con posible presencia de hidratos de gas (35 de 55 pozos perforados costa afuera).

En 1998 se perforó un pozo llamado Mallik 2L-38 para investigación de hidratos de gas. Este pozo fue perforado en conjunto por la Compañía de Exploración Petrolera de Japón (JAPEX), la Compañía Nacional de Aceite de Japón (JNOC) y el Servicio Geológico de Canadá. El pozo Mallik 2L-38 fue perforado cerca del pozo Mallik L-38, hecho en 1972 por la compañía Imperial Oil. Se sabe que en este pozo (el Mallik L-38) se han encontrado por lo menos diez unidades estratigráficas conteniendo hidratos de gas, a una profundidad de 810.1 a 1102.3 metros. Se concluyó por algunos investigadores que en estas unidades estratigráficas estaba contenida una gran cantidad de hidratos de gas, sin embargo no se han hecho más investigaciones para obtener una estimación más precisa de esta cantidad.

Utilizando diversas técnicas, se obtuvieron aproximadamente 37 metros de núcleos dentro de la zona de hidratos en el pozo Mallik 2L-38. Este intervalo se definió de 878 a 944 metros de profundidad. En los núcleos se observaron diversas formas de hidratos de gas, se pudo apreciar hidratos de gas en los espacios porosos y en acumulaciones visibles. Los hidratos de gas se presentaron en una gran cantidad de sedimentos.

Los núcleos extraídos y los registros tomados en el pozo confirmaron el intervalo en donde los hidratos de gas están contenidos: de 888.84 a 1101.09 metros de profundidad, sin embargo, los hidratos de gas no están presentes en todo el grosor del intervalo mencionado.

Algunos otros autores infirieron en 1999 la existencia de hidratos de gas en nueve pozos exploratorios cerca del pozo Mallik 2L-38. A través de 240 kilómetros de registros

sísmicos de la zona, se localizaron cuatro acumulaciones de hidratos de gas significativas, localizadas en la isla Richards, en la parte exterior del delta del río Mackenzie.

Collett y otros autores han estimado que las acumulaciones (restringidas solo al anticlinal penetrado por el pozo Mallik 2L-38) de hidratos de gas en esta zona es de 388 mil millones de pies cúbicos de gas a condiciones estándar.

VI. RESERVAS DE GAS CONTENIDAS EN HIDRATOS Y SU EXPLOTACIÓN

En este capítulo exploraremos la forma en la que los hidratos de gas pueden ser explotados, así como las configuraciones geológicas necesarias para su posible producción. Además se analizarán las reservas que se tienen actualmente de este recurso, así como los usos alternativos que se le pueden dar a los hidratos. Se analizará la viabilidad de explotación de los hidratos de gas.

VI.1. RESERVAS DE GAS CONTENIDAS EN HIDRATOS.

La cantidad estimada de gas contenida en los hidratos es probablemente enorme. Los estimados de la cantidad de gas que hay en ellos van de los 1.1 a los $2,695 \times 10^{17}$ [ft³] a condiciones estándar. Antes de revisar las evaluaciones hechas a las reservas a nivel mundial, vale la pena revisar la evaluación realizada por **Timothy Collett** (del Servicio Geológico de Estados Unidos) en los casos estudiados en el capítulo anterior.

Las estimaciones del gas asociado a los hidratos de gas, es decir, el gas contenido en ellos y el gas que almacenan debajo de ellos, pueden variar considerablemente de un científico a otro. Por ejemplo, las estimaciones del gas asociado a los hidratos de gas varía de 247×10^{13} [ft³] de gas, en un área de 26,000 kilómetros cuadrados (**según Dickens y otros investigadores en un estudio hecho en 1997**) hasta unos 282×10^{13} [ft³] de gas, en una extensión de 100,000 kilómetros cuadrados (**según Holbrook y otros investigadores en un estudio hecho en 1996**). La diferencia entre estas dos cantidades es producto de utilizar distintas formas de obtener la información y calcular de forma distinta la cantidad de gas asociado a los hidratos de gas. La gran diferencia entre estas cifras, nos hace

pensar en la necesidad de mejores técnicas y de aparatos especializados para poder hacer un cálculo de reservas de gas más aproximadas a las reales.

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

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

En la tabla 4, se toman en cuenta estos parámetros para hacer un cálculo estimado de la cantidad de gas asociado a los hidratos de gas en las cinco regiones en donde se han estudiado los hidratos de gas, es decir en Blake Ridge, en el margen continental sureste de Estados Unidos de América; en el margen continental Cascadia, ubicado en la costa oeste de Canadá; cerca del Valle de Nankai en la costa este de Japón; en el norte de Alaska; y en el delta del río Mackenzie, en Canadá.

La evaluación de este volumen fue hecha con base a la revisión de cada sitio estudiado. En cada sitio, **Collett** definió que el espesor que contenía hidratos de gas, era el inferido por los registros de pozos en cada caso. La información detallada de esto puede revisarse en la tabla 4.

Sitio (pozo)	Profundidades en los registros [m]	Espesor de la acumulación de hidratos [m]	Porosidad promedio del sedimento [%]	Saturación promedio de hidratos [%]	Volumen de gas contenido en el hidrato por km ² [m ³]
Blake Ridge					
Sitio 994	212.0 - 428.8	216.80	57.00	3.30	669,970,673.00
Sitio 995	193.0 - 450.0	257.00	58.00	5.20	1,267,941,673.00
Sitio 997	186.4 - 450.9	264.50	58.10	5.80	1,449,746,073.00
Cascadia					
Sitio 889	127.6 - 228.4	100.80	51.80	5.40	466,635,705.00
Valle de Nankai					
Unidad de hidratos	207.0 - 265.0	16.00	36.00	80.00	755,712,000.00
Norte de Alaska					
Unidad C	651.5 - 680.5	29.00	35.60	60.90	1,030,904,796.00
Unidad D	602.7 - 609.4	6.70	35.80	33.90	133,382,462.00
Unidad E	564.0 - 580.8	16.80	38.60	32.60	346,928,811.00
Delta del Río MacKenzie					
Unidad de hidratos	888.1 - 1101.1	212.30	31.00	44.00	4,749,066,080.00

Tabla 1. Volúmenes estimados de gas contenidos en las zonas de hidratos de gas inferidas por medio de registros (Timothy S. Collett, 2002).

El volumen de gas a nivel mundial contenido en los hidratos está en un rango de $14 - 34,000 \times 10^{12}$ [m³] de gas para las zonas de permafrost y en un rango de $3.1 - 7,600 \times 10^{15}$ [m³] de gas para las zonas marinas. Aunque se puede notar la gran diferencia de estimados para los volúmenes de gas presentados por diferentes

investigadores (tabla 5), se distingue que existe mayor cantidad de este recurso en los sedimentos marinos. Actualmente se piensa que la cantidad de metano contenida en los hidratos de gas, es de aproximadamente $20 \times 10^{15} \text{ [m}^3\text{]}$. Si este estimado es verdadero, la cantidad de metano contenida en los hidratos de gas, es al menos dos veces mayor al volumen de gas remanente en los yacimientos de gas convencionales (**según Masters y otros autores en una investigación hecha en 1991**).

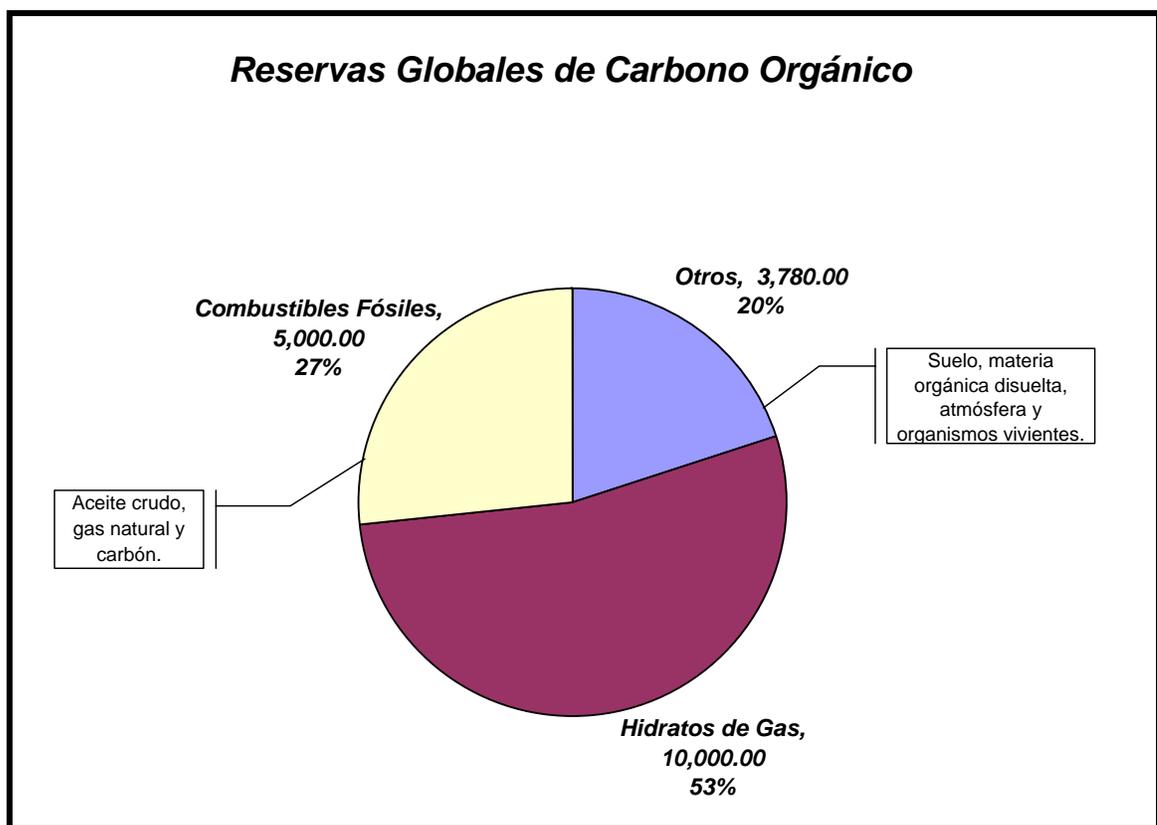


Figura 1. Reservas Globales de Carbono (Timothy S. Collett, 2002).

En 1995, se hizo un cálculo de las reservas estimadas en Estados Unidos de América, las cuales por primera vez incluyeron el volumen correspondiente al gas asociado a las acumulaciones de hidratos de gas. El volumen de gas asociado a hidratos de gas estimado

va de los $3,200 \times 10^{12}$ a los $19,000 \times 10^{12}$ [m³], con un porcentaje de probabilidad de 95% y 5% respectivamente. Aunque existe una gran incertidumbre acerca del volumen real almacenado en los hidratos de gas, puede notarse que la cantidad de gas asociado a los hidratos es enorme.

Metros cúbicos	Pies cúbicos	Toneladas	Autor
Océánico:			
3.1×10^{15}	1.1×10^{17}	1.7×10^{12}	McIver (1981)
3.1×10^{15}	1.1×10^{17}	1.7×10^{12}	Meyer (1981)
$(5 - 25) \times 10^{15}$	$(1.8 - 8.8) \times 10^{17}$	$(2.7 - 13.7) \times 10^{12}$	Trofimuk et. al. (1977)
2×10^{16}	7×10^{17}	1.1×10^{13}	Kvenvolden (1988)
2.1×10^{16}	7.4×10^{17}	1.14×10^{13}	MacDonald (1990)
4×10^{16}	1.4×10^{18}	2.2×10^{13}	Claypool (1988)
7.6×10^{18}	2.7×10^{20}	4.1×10^{14}	Dobrynin et. al. (1981)
Continental:			
1.4×10^{13}	4.9×10^{14}	7.5×10^9	Meyer (1981)
3.1×10^{13}	1.1×10^{15}	1.7×10^{10}	McIver (1981)
5.7×10^{13}	2.0×10^{15}	3.1×10^{10}	Trofimuk et. al. (1977)
7.4×10^{14}	2.6×10^{16}	4×10^{11}	MacDonald (1990)
3.4×10^{16}	1.2×10^{18}	1.8×10^{13}	Dobrynin et. al. (1981)

Tabla 2. Cantidad de gas contenido en los Hidratos de Gas, preparado por la Potential Gas Comitee (Timothy S. Collett, 2002).

Aunque en México no se encuentran caracterizadas la mayor parte de las zonas que potencialmente tienen hidratos de gas, la **Japan National Oil Corporation**, estima que en México se encuentran alrededor de 19,000 kilómetros cuadrados susceptibles de

contener hidratos de gas. Otros estudios que se hicieron en México a principios de la década de los 80's, realizados por los programas estadounidenses **Ocean Drilling Program (programa de perforación en océanos)** y el **Deep Sea Drilling Project (proyecto de perforación en aguas profundas)**, en los cuales fueron tomados núcleos cerca de las costas de Michoacán y Guerrero, demostraron la presencia de hidratos de gas al tener muestras con impregnaciones de hasta el 99% de metano en sedimentos piroclásticos del fondo oceánico de las regiones mencionadas.

VI.2. FORMAS DE EXPLOTACIÓN PROPUESTAS.

Aunque los hidratos de metano están presentes en numerosos ambientes marinos y terrestres en zonas de permafrost, se sabe poco acerca de las técnicas para su explotación. En la mayoría de los estudios hechos en localizaciones en donde hay presencia de hidratos, no se resalta el problema existente para obtener el gas contenido en los hidratos.

En la figura 29 se muestran los métodos de explotación propuestos para las acumulaciones de hidratos de gas en las dos formas en que éstas se presentan, continentales y marinas.

Los métodos que se han propuesto hasta ahora, son comúnmente relacionados con la disociación de los hidratos a través de la aplicación de alguna forma de calor, de algún inhibidor (para evitar la nueva formación de hidrato) o la disminución de la presión existente en las acumulaciones. En la figura 29, se muestran estas tres formas de explotación para obtener el gas contenido en los hidratos. En la figura 29A se plantea el calentamiento del yacimiento a través de vapor de agua o agua caliente, para elevar la temperatura por encima de la temperatura de estabilidad del hidrato y así obtener el gas

contenido en los hidratos; en la figura 29B se plantea la reducción de la presión por debajo de la presión de estabilidad del hidrato para así disociarlo y que la capa de hidratos de gas aporte gas libre a la acumulación de este mismo por debajo de la capa y pueda ser producido; y en la figura 29C se plantea la inyección de algún inhibidor de formación de hidratos (tales como el metanol y el glicol) para sacar de las condiciones de equilibrio a los hidratos y obtener el gas contenido en ellos.

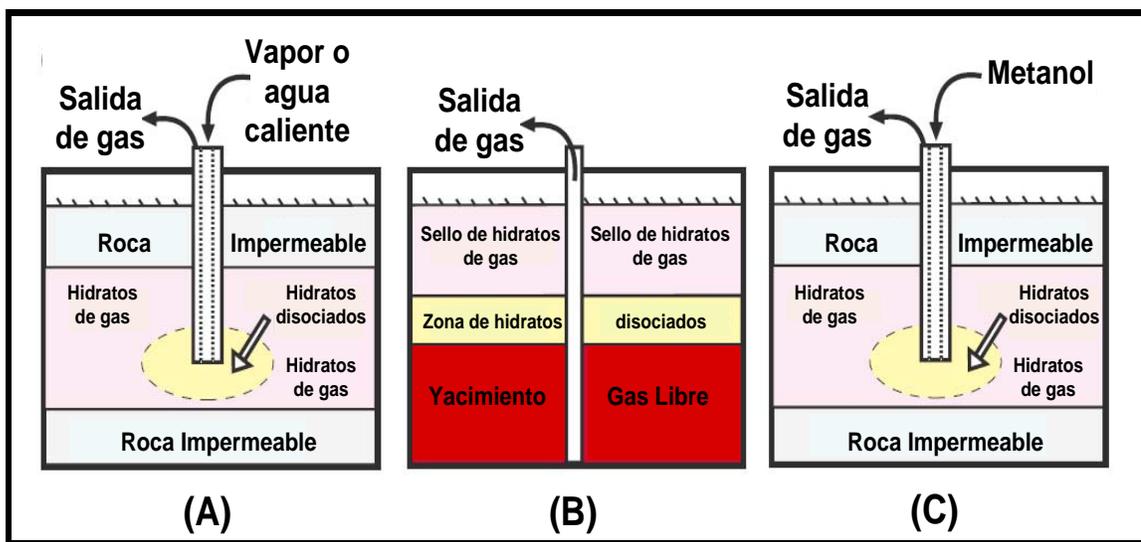


Figura 2. Propuestas para la explotación de hidratos de gas: (A) Inyección térmica; (B) Despresurización; y (C) Inyección de inhibidores (Charles P. Thomas, 2001).

Se han hecho modelos en computadora, (incluyendo calor y balance de materia) para simular la explotación por el método térmico y con esto se ha demostrado que técnicamente es posible la explotación de hidratos de gas, pero el costo de realizar este tipo de explotación en estos yacimientos es excesivamente alto, al grado de ser prohibitivo actualmente. Al igual que la técnica de explotación anterior se han hecho estudios que demuestran que técnicamente es posible explotar hidratos de gas mediante la inyección de inhibidores, pero también con un costo económico – ambiental muy alto. Lo anterior nos deja como la posibilidad técnica y económicamente posible en la actualidad,

al método de despresurización en las acumulaciones de hidratos de gas. En la despresurización de los hidratos de gas también se tiene la desventaja de la formación de hielo dentro de las tuberías de explotación, lo cual hace factible la formación de hidratos de gas dentro de las instalaciones de producción, lo cual representa el uso de inhibidores u otras técnicas que representan un alto costo de extracción del gas contenido en los hidratos.

El campo Messoyakha, localizado en la parte oeste de Siberia ha sido utilizado como ejemplo en la producción de gas proveniente de hidratos de gas. Se han hecho los estudios pertinentes y se ha demostrado la presencia de hidratos de gas en la parte superior de la formación almacenadora de gas en el campo Messoyakha. También se ha sugerido que la historia de producción del campo demuestra que el gas contenido en los hidratos constituye una fuente que puede empezar a ser producida y mantener esa producción por los métodos convencionales. Este campo comenzó su explotación en 1969 en la parte baja de la formación almacenadora de gas, se tomaron medidas de la presión en el yacimiento y se trazó una curva de declinación en la presión según los datos tomados. En 1971 los datos reales comenzaron a desviarse de la curva esperada. Esta desviación fue atribuida al aumento de presión provocado por la liberación de gas contenido en una capa de hidratos de gas ubicada en la parte superior de la formación que estaba siendo explotada. Se calculó en 1981, que alrededor del 36% del gas extraído en el campo Messoyakha proviene de los hidratos de gas presentes en la formación. Sin embargo, estudios más recientes exponen que el gas proveniente de los hidratos de gas en el campo Messoyakha, no tiene un porcentaje tan significativo en la producción total en este caso.

Los métodos más actuales utilizados en la explotación de pozos (por ejemplo: la combustión in – situ, calentamiento electromagnético, calentamiento eléctrico, etc.) no han sido considerados en la selección de métodos a utilizar para la explotación de gas a

partir de hidratos de gas. Tampoco se han considerado en los estudios para definir las técnicas de explotación de hidratos de gas, las técnicas avanzadas de perforación y terminaciones avanzadas complejas, tales como la perforación direccional (u horizontal), la perforación de pozos laterales, etc. Estos métodos deben ser evaluados en las provincias en donde se presentan yacimientos convencionales de hidrocarburos y exista la presencia de hidratos de gas, en los que se permita probar con métodos de explotación más avanzados que los propuestos hasta ahora por la mayoría de los investigadores.

Los retos más grandes se presentan en la explotación de acumulaciones de hidratos de gas localizadas en el lecho marino. La mayoría de estas acumulaciones presentan una concentración muy baja de hidratos o constituyen parte de las formaciones en las que se encuentran (son cementantes), además, muchas veces, los hidratos de gas se encuentran en arcillas no consolidadas que presentan muy baja o nula permeabilidad. Lo anterior hace que su explotación sea muy complicada, por lo que se deben hacer estudios y evaluaciones sobre estos depósitos antes de comenzar su explotación, de lo contrario se podría provocar un daño irreversible en la estabilidad de las plataformas marinas y en la atmósfera. Los modelos que se han hecho para la explotación de los hidratos de gas, requieren que se establezca un patrón de flujo de la formación hacia el pozo, lo cual es muy difícil de establecer debido a la naturaleza de las formaciones marinas en donde los hidratos de gas se presentan. En algunos casos la concentración de hidratos de gas (como en el Valle de Nankai y el Golfo de México), permite que se puedan establecer estos patrones de flujo, ya que la forma de estas acumulaciones presenta varias analogías con las que se presentan en el permafrost continental.

VI.3. TRANSPORTE DEL GAS PROVENIENTE DE LOS HIDRATOS DE GAS A LA COSTA.

La transportación del gas natural proveniente de los hidratos de gas, puede hacerse a través de líneas submarinas, pero éstas representan un altísimo costo y no existe la seguridad necesaria en ellas, ya que pueden presentarse avalanchas en las pendientes subocéanicas y otros peligros relacionados a la inestabilidad del lecho marino o al movimiento de las placas tectónicas.

La solución para estos problemas, obtenida por **Timothy Collett del Servicio Geológico de Estados Unidos de América**, involucra la quema del metano obtenido para así obtener monóxido de carbono e hidrógeno que, a través de un catalizador, puedan ser convertidos en hidrocarburo líquido , que sería más fácil de transportar. Éste método deriva en una pérdida del 35% de la energía total obtenida.

Otro método obtenido por **Roger Sassen de la Universidad de Texas A&M**, es el de obtener hidratos de gas libres de sedimento, para que puedan ser almacenados en el lecho marino y transportados a la costa para ser disociados en un ambiente controlado.

VI.4. POSIBLES USOS ALTERNATIVOS DE LOS HIDRATOS DE GAS.

Además de usar el gas natural proveniente de la disociación de los hidratos de gas, en el sistema de éstos mismos se pueden obtener directa o indirectamente, algunos otros usos útiles dentro del proceso de formación y disociación de hidratos de gas.

- Desalinización de agua de mar

En este proceso se sugiere que si se combina agua de mar con un gas que pueda formar un hidrato de gas a una presión y temperatura adecuadas, entonces los hidratos de gas se formarán. Después de que se forman los hidratos de gas, la salmuera que se forma puede ser extraída y queda sólo el hidrato de gas. Cuando se disocia este hidrato liberará el gas formador de hidratos y agua dulce. El gas liberado puede reciclarse para ser mezclado con más agua salada y seguir el mismo proceso. En la figura 30 se muestra un diagrama esquematizando este proceso.

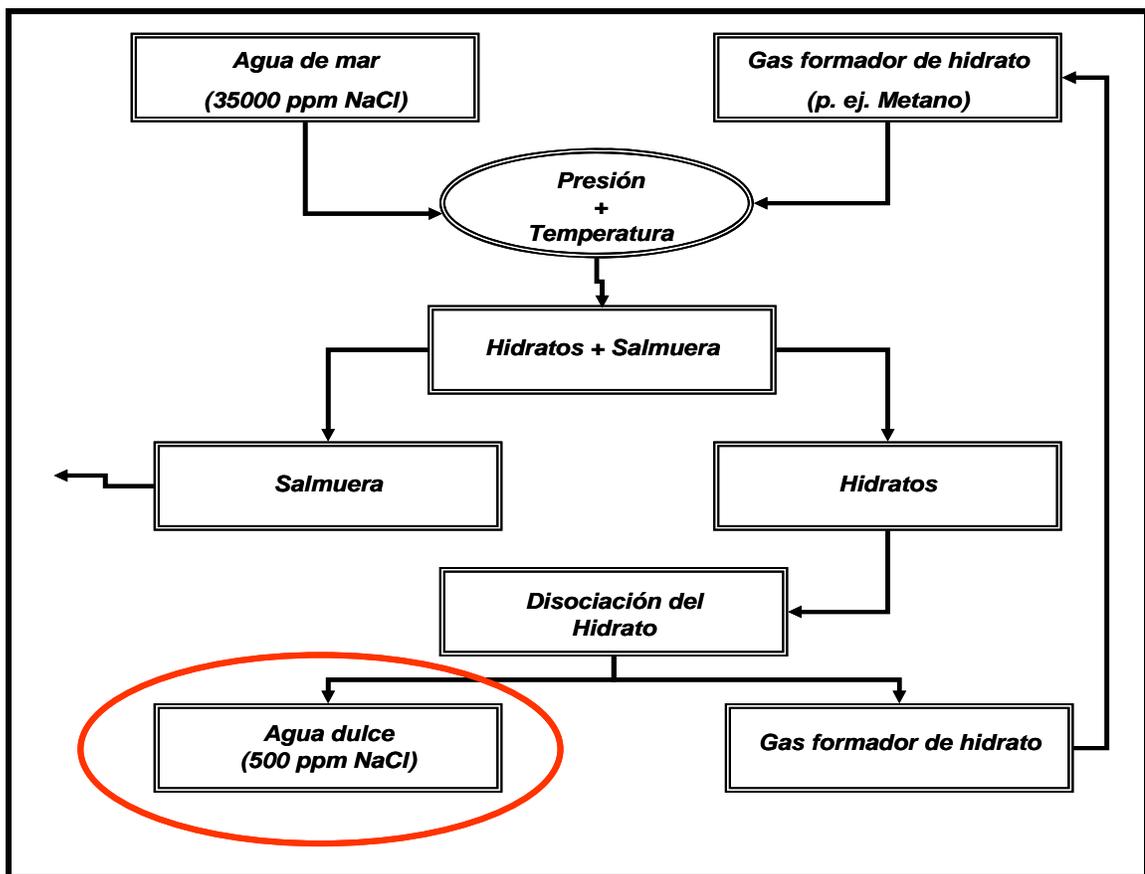


Figura 3. Diagrama esquemático del principio de la desalinización del agua de mar utilizando el proceso de formación y disociación de los hidratos de gas (Erlich Desa, et. al. 2003).

- Almacenaje de dióxido de carbono (CO₂)

El dióxido de carbono del ambiente puede ser convertido en hidratos de gas que pueden ser almacenados en las condiciones ideales de conservación en el fondo oceánico, su disociación se dará mucho tiempo después de que formen estos hidratos de CO₂ (en tiempo geológico). Este tema es la causa de muchos debates y aún existen muchas especulaciones al respecto.

- Separación de mezclas gaseosas

En otro programa de investigación, se demostró que el proceso de formación de hidratos de gas puede ser ocupado para hacer una separación en una mezcla gaseosa. Se ha demostrado que al tener las condiciones necesarias para la formación de hidratos de gas, los gases con masa molecular más pequeña, forman hidratos de gas, e incluso dentro de estos mismos gases, se han identificado diferencias que los hacen distinguibles fácilmente.

- Generación de electricidad a partir del gas fluyente

Otra interesante posibilidad que ha sido concebida, es la generación de energía obtenida a través del flujo del gas que proviene del fondo de los océanos a la costa por medio de tuberías. Una tubería conectada a una terminal de la costa, tiene un gradiente de presión que significa una alta presión a la salida, por lo cual se tiene que hacer una etapa de descompresión. El gas contenido en las tuberías, puede ser utilizado para alimentar turbinas para la generación de energía eléctrica. Esto cumplirá con dos funciones: la descompresión del gas en la tubería al reducir la velocidad del flujo, y la transmisión de energía cinética a las turbinas para la generación de energía eléctrica.

VII. IMPACTO AMBIENTAL.

En este capítulo se describen los daños ambientales que se cree han sido causados por la disociación masiva de hidratos de gas que liberaron metano a la atmósfera y que, probablemente, podrían sufrirse si no se tiene la suficiente información para comenzar la explotación de los hidratos de gas de manera comercial. En este capítulo no se incluyen los riesgos al ambiente que pudieran ser causados por el proceso de producción de gas proveniente de hidratos de gas (tal como la contaminación generada al quemar gas), ya que no se tiene ningún caso en donde se produzca comercialmente y los métodos de explotación propuestos en el capítulo anterior no han sido probados.

VII.1. INESTABILIDAD DE LOS HIDRATOS DE GAS

El ciclo del metano contenido en los hidratos de gas oceánicos es un proceso muy complejo, comenzando a cientos de metros de profundidad en el lecho marino, y, eventualmente impactando a toda la biosfera. La materia orgánica acumulada bajo el lecho marino contiene hidrógeno y carbono, los cuales son tomados como combustible por una primitiva forma de vida (conocida como “archaea”) que los convierte en metano. El metano producido migra hacia la superficie, llegando al suelo oceánico, en donde una gran parte de este gas permanece en su estado gaseoso y otra parte, con las condiciones de presión y temperatura ideales, se queda atrapada en los hidratos de gas. A medida que se va acumulando más sedimento en el lecho marino, la presión sobre los hidratos de gas se incrementa y se llega al punto en que parte de los hidratos de gas formados se disocian y una pequeña parte del metano contenido en ellos escapa nuevamente hacia el lecho marino por medio de fisuras formadas en las rocas del lecho marino. Este gas pasa a

formar parte de la biosfera marina e inmediatamente es consumido por una segunda especie de archaea, la cual trabaja a la par de una bacteria reductora. Estos dos organismos producen en conjunto, ácido sulfhídrico, el cual es el alimento básico de una gran variedad de especies que viven en el fondo del mar helado, las cuales alimentan a otros animales que habitan en el mar, los cuales tendrán que morir eventualmente, y así completar el ciclo.

Se calcula que en el mundo se producen alrededor de 300 millones de toneladas de metano por los organismos antes mencionados. La cantidad de metano producido por los organismos debajo del lecho marino es mucho mayor que el consumido por los organismos en el suelo oceánico. Esto provoca un aumento de la presión tanto en el gas que permanece en forma libre como en los hidratos de gas, convirtiendo en inestable toda la zona. El gas libre contenido en los sedimentos, es relativamente estable, pero los hidratos de gas, solo permanecen en su estado sólido cuando las condiciones de presión y temperatura se encuentran cerca de la curva de estabilidad del hidrato. Mientras más sedimentos se van acumulando, la presión se puede incrementar hasta un punto en el que una gran cantidad de hidratos de gas se sublima al mismo tiempo. Esto provoca una reacción en cadena que libera más metano y se produce una especie de “eructo” de metano proveniente de los hidratos.

Estos escapes de gas metano del subsuelo han sucedido causando efectos catastróficos a través de la historia. La evidencia sugiere que el Paleoceno terminó hace 55 millones de años. Esto fue provocado por un aumento de temperatura a nivel mundial, que pudo haber sido debido a la inyección de gases invernadero en la atmósfera. Sin embargo se han hecho estudios en donde el impacto físico en el lecho marino, provocado por la disociación de los hidratos de gas ha sido un factor determinante en la extinción de especies o en fenómenos oceánicos (derrumbes en el lecho marino). En la figura 31 se presenta un esquema que describe uno de estos derrumbes submarinos.

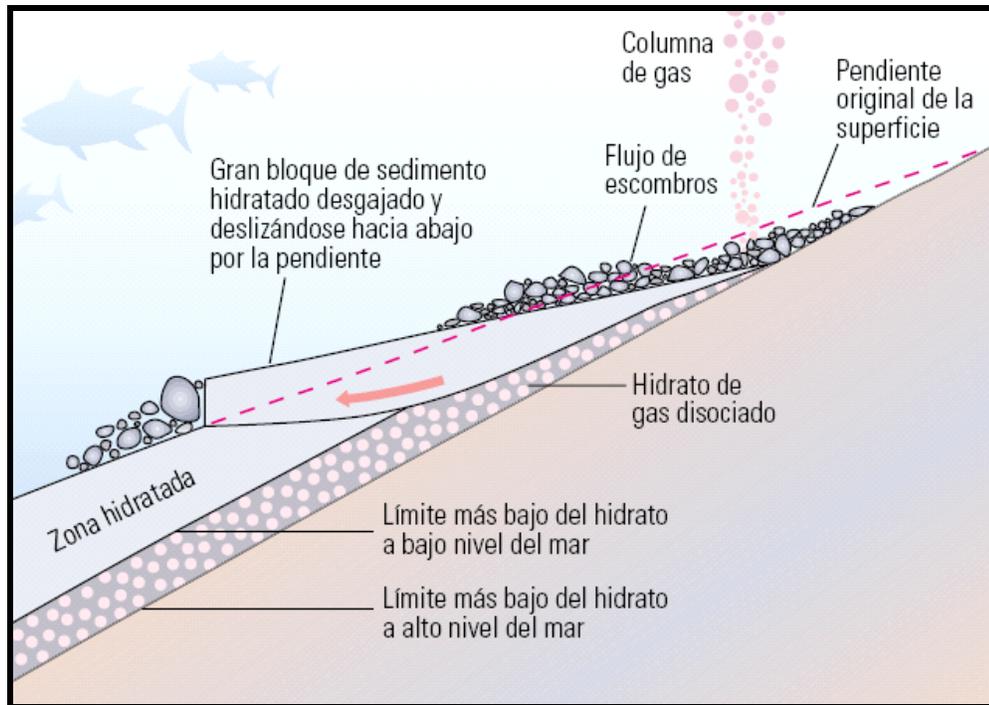


Figura 1. Disociación de hidratos responsable del deslizamiento de un bloque submarino. La disminución de la presión en la zona de hidratos, les permite disociarse y provocar este deslizamiento de los sedimentos sobre ellos (Timothy S. Collett, et. al., 2000).

Uno de los más recientes fenómenos en los océanos debido a una reacción en cadena que disoció hidratos de gas, tuvo lugar en Storegga, un acantilado ubicado en las costas de Noruega. La evidencia sugiere que hace unos 8000 años, hubo un terremoto de gran magnitud. Esto provocó que se formaran grietas en el suelo oceánico, dejando escapar rápidamente una cantidad de gas natural acumulada en el subsuelo. Esto propició que la presión se redujera en los estratos que contenían hidratos de gas, con lo que se provocó una reacción en cadena, disociándose una gran cantidad de hidratos de gas. Con el hundimiento provocado por esta liberación de gas y agua, se formó un tsunami con olas superiores a los veinte metros de altura, las cuales llegaron a costas tan lejanas como las de Escocia.

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

VII.2. IMPACTO EN EL CLIMA GLOBAL.

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

- Liberación de gas en zonas de hidratos, resultado de la disociación de éstos debido a un aumento de la temperatura.

- Liberación de gas en zonas de hidratos a causa de la elevación del piso oceánico debido al movimiento tectónico, causando disociación de hidratos de gas debida a la baja presión.
- Liberación catastrófica a gran escala debida a la inestabilidad del suelo oceánico y su reacción en cadena con otros depósitos de hidratos de gas.

Los hidratos de gas han sido ligados a los problemas ambientales ya que el metano es un gas invernadero con potencial nocivo diez veces mayor que el dióxido de carbono. Esto nos lleva a pensar que el escape de metano proveniente de los hidratos de gas puede jugar un papel muy importante en los cambios climáticos globales.

Se ha postulado que los cambios climáticos globales en el Pleistoceno pudieron haber causado la liberación de metano contenido en los hidratos de gas, pero también se puede suponer lo contrario; que los cambios climáticos globales en el Pleistoceno pudieron haber sido causados por la liberación de metano contenido en los hidratos de gas. El estudio de núcleos de hielo, indica que la cantidad de dióxido de carbono y de metano atmosférico se redujo gradualmente al inicio de la glaciación, pero al inicio de la deglaciación incrementó su volumen rápidamente. Es interesante notar que, el rápido cambio climático de la glaciación a la deglaciación, es atribuida a la liberación de metano de los hidratos de gas o viceversa. De acuerdo a esto, con la glaciación y/o la reducción del nivel del mar en latitudes medias, causó una reducción en la presión de los sedimentos que contenían hidratos de gas y se provocó el escape de metano a la atmósfera. El metano liberado de estas regiones, causó el aumento de temperatura (relacionado al efecto invernadero) que derivó en la disociación de hidratos en la zona de permafrost y en las zonas de hidratos de gas en latitudes altas, causando el rápido incremento de la temperatura a nivel global. Consecuentemente, el hielo de las regiones con latitudes altas se derritió provocando el aumento del nivel del mar. Este aumento del

nivel del mar aumentó también la presión en los sedimentos de las plataformas continentales de regiones en latitudes medias, iniciando nuevamente la formación de hidratos de gas e inhibiendo la disociación (y la liberación de metano) de los mismos.

La conexión potencial entre los depósitos de hidratos de gas y el clima de la Tierra, es aún no muy bien comprendido y la contribución cuantitativa de diferentes elementos en este ciclo tan complejo, necesita ser establecido por los resultados de investigaciones más especializadas. Debe ser mencionado también que la falta de conocimientos acerca de la relación entre los depósitos de hidratos de gas y el clima de la Tierra, se debe a la falta de fondos para realizar investigaciones acerca de estos. El balance reside en que se inicien investigaciones relacionadas con el clima y procedimientos seguros para la extracción de metano proveniente de los hidratos de gas.

VII.3. EL EFECTO INVERNADERO

El carácter unitario y global del clima fue percibido ya a principios del siglo antepasado. Se intuía que atmósfera y océano tenían un papel muy importante en la temperatura media del planeta y que parte de la energía que llegaba del Sol era, de alguna forma, retenida por la atmósfera.

No mucho más tarde (1861) se atribuyó al vapor de agua y al dióxido de carbono (CO_2) esta absorción parcial, e incluso algunos científicos llegaron a aventurar que pequeños cambios en la proporción de estos gases podían tener efectos climáticos considerables.

Luego de muchos estudios se llegó a la conclusión de que la temperatura media global de la Tierra es el resultado del balance existente entre la energía que llega del espacio

(radiación solar), la pérdida de calor (enfriamiento) debida a la energía devuelta por la superficie terrestre y la atmósfera hacia el espacio y la cantidad de calor que es retenido en la atmósfera. Este balance es controlado por más de una docena de factores, los cuales son listados en la tabla 6.

Hay pruebas de que en épocas pasadas las variaciones en la cantidad de irradiación solar y en la composición de la atmósfera dieron lugar a unas condiciones ambientales muy diferentes a las de hoy. Así hace 100 millones de años, cuando existían los dinosaurios, la cantidad de CO₂ era de cuatro a ocho veces mayor y la temperatura media 10 – 15° C superior a la actual, mientras que durante la última glaciación, que comenzó hace 115,000 años, la temperatura media bajó a 9 – 10° C, en correspondencia con un contenido en CO₂ de unos dos tercios del que hoy se tiene.

Cuando la radiación solar atraviesa la atmósfera, una parte es absorbida por ésta mientras que otra es reflejada por las nubes o la superficie terrestre. El resto es absorbida por esta última, la cual se calienta y transfiere calor a la atmósfera y al espacio (radiación terrestre o infrarroja).

Parte de la radiación terrestre es absorbida en la atmósfera por algunos gases, llamados gases de efecto invernadero, que actúan como un manto que impide que la misma escape al espacio y contribuyen a mantener el calor de la Tierra. Estos gases mantienen la temperatura dentro de límites que han permitido el desarrollo de la vida como la conocemos. Sin la concentración natural de estos gases en la atmósfera, la temperatura promedio en la superficie de la Tierra sería similar a la de la Luna, unos 18° C bajo cero. A todo este proceso se lo llama Efecto Invernadero.

Dentro de los gases del efecto invernadero se pueden distinguir dos grupos principales: los naturales y los artificiales. Es decir, los que ya existían antes de la llegada del Homo

sapiens al planeta, y los que han sido fabricados por la industria humana. El primer grupo es, con mucho, el más importante.

Factores	Duración típica
Actividad solar superficial	40 a 120 años
Irradiación Solar	100 años
Polvo entre la Tierra y el Sol	Varia continuamente
Ciclos de Milankovich (relacionan la posición de la tierra con respecto al sol, describen matemáticamente la ocurrencia de las eras glaciares.)	110,000 años
Vapores y polvos volcánicos	1 a 4 años
Cobertura de nubes	Varia continuamente
Turbidez atmosférica	Varia continuamente
Gases de invernadero Naturales	9,000 a 13,000 años
Gases de invernadero antropogénicos	250 años
Nieve, hielo	Muy largo plazo
Movimiento de placas tectónicas	Muy largo plazo
Corrientes oceánicas	Largo plazo

Tabla 1. Factores que afectan el balance existente entre la energía que llega del espacio (radiación solar), la pérdida de calor (enfriamiento) debida a la energía devuelta por la superficie terrestre y la atmósfera hacia el espacio y la cantidad de calor que es retenido en la atmósfera.

Dentro de los gases naturales el que más influye es el vapor de agua pero debido a que su presencia y variaciones en la atmósfera no responden básicamente a acciones del ser humano, lo dejaremos de lado a los efectos de un análisis más detallado del problema de Calentamiento Global.

Después del vapor de agua, los gases naturales que mayor incidencia ejercen sobre el efecto invernadero son por orden decreciente: Dióxido de Carbono que contribuye con el 50 %, luego el Metano y el Ozono que contribuyen con aproximadamente un 15%, seguidos por el Monóxido de Carbono, los Óxidos de Nitrógeno, y otros. El Dióxido de Carbono ingresa a la atmósfera a través de la oxidación o combustión del carbono orgánico.

El dióxido de carbono es emitido durante la respiración de casi todas las formas de vida. Con excepción de ciertos virus y bacteria anaeróbicas. Se produce en cada reacción de combustión, desde los incendios forestales a las centrales eléctricas pasando por las hornillas de la cocina, los fuegos para el asado del domingo, y la soldadura autógena.

Los procesos naturales generan un balance entre lo que se emite y lo que se absorbe. Pero las evidencias indican que sólo algo mas de la mitad de las emisiones de carbono producto de la actividad humana es absorbida en estos procesos naturales. El resto (45%) contribuye a aumentar la concentración de carbono en la atmósfera, y por consiguiente, la retención de calor solar.

El metano se produce en forma natural por la descomposición de sustancias orgánicas en ambientes pobres en oxígeno. También se produce en el sistema digestivo de rumiantes y otros animales, en la explotación de combustibles fósiles, y en la quema de biomasa.

Aproximadamente la mitad de la producción de metano proviene de los sembradíos de arroz, de la actividad animal, y de la acción de las termitas. Una cuarta parte proviene de tierras pantanosas y húmedas. Un 15% de la producción industrial de gas natural y carbón mineral. Los rellenos de basura y otras sustancias orgánicas en descomposición contribuyen con un 5% de las emisiones de metano.

A largo plazo, el metano es mucho 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 este último.

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

VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones del presente trabajo son las siguientes,

1. La cantidad de metano contenida en hidratos de gas es enorme y la explotación de este recurso podría significar la seguridad energética mundial por varios años. Por esta razón, es necesario desarrollar, mejorar y probar los métodos de explotación que han sido propuestos por los especialistas en este tema.
2. Es necesario realizar una mejor caracterización geológica incluyendo la interpretación sísmica para mejorar la detección de las acumulaciones de hidratos de gas.
3. Es esencial la elaboración de un programa con el cual se puedan determinar las posibilidades de explotación de este tipo de depósitos en donde se tomen en cuenta los factores de seguridad pertinentes y se eviten catástrofes naturales como las descritas en el capítulo VII.
4. La seguridad industrial en las instalaciones que pueden utilizarse para explotar hidratos de gas, depende en gran medida de la estabilidad del suelo oceánico donde serían instaladas, por lo que es muy importante realizar modelos que predigan el comportamiento mecánico del suelo durante la explotación.

Las recomendaciones del presente trabajo son las siguientes:

1. Es muy importante señalar la necesidad de establecer un programa de investigación sobre hidratos de gas en el margen continental mexicano lo más

pronto posible para determinar la posibilidad de explotación de esta gran fuente de energía en nuestras aguas territoriales.

2. La información que se tenga sobre hidratos de gas en México, debería ser divulgada a las instituciones y compañías que están directamente ligadas a la exploración y explotación de esta fuente de energía, para así resaltar la importancia del gas natural contenido en hidratos y motivar su estudio.
3. Son necesarios modelos termodinámicos más confiables y robustos para ajustar con un mayor grado de confiabilidad experimentos de laboratorio y poder ser usados en modelos de yacimiento.

REFERENCIAS

1. **Asociación Mexicana del Gas Natural.** Perspectivas del Gas Natural en México. Revista Energía a Debate, Noviembre 2005.
2. **Baltazar Montes María Eugenia.** Apuntes del Tema “Hidratos de Metano”, Tema Propuesto para la Asignatura de Geología del Petróleo, de la Carrera de Ingeniería Geológica. Facultad de Ingeniería, Noviembre 2002.
3. **Bazúa Rueda Enrique Rodolfo, Camacho Velázquez Rodolfo, Figueroa Abarca Roberto, Zamarrón Galván Antonio.** Depósitos De Hidratos De Gas Naturales Y Sus Retos. PEMEX, 2003.
4. **Cannell Melvin, Filas Jim, Harries John, Et. Al.** El Calentamiento Global y la Industria de Exploración y Producción. Revista Oilfield Review. Schlumberger, Diciembre 2001.
5. **Collett Timothy S.** Energy Resource Potential of Natural Gas Hydrates. United States Geological Survey, 1998.
6. **Collet Timothy S., Lewis Rick, Uchida Takashi.** El Creciente Interés en los Hidratos de Gas. Oilfield Review, 2000.
7. **Desa Erhlich, Paula Dona.** Submarine Methane Hydrates – Potential Fuel Resource of the 21st Century. International Seabed Authority, 2003
8. **Dutch Steven.** Natural Gas Hydrates: Overview. Natural and Applied Sciences. University Of Wisconsin – Green Bay.

9. **Kennett James P.** Role of Methane Hydrates in Global Climate Change. Department of Geological Sciences and Marine Science Institute, University Of California Santa Barbara, August 2002.
10. **Mehta A. P., Sloan E. D.** Structure H Hydrates: Implications for the Petroleum Industry. SPE Journal, 1999.
11. **National Undersea Research Program.** Gas Hydrates: An Extraordinary Compound. NURP Research, 2001.
12. **PEMEX Exploración y Producción.** Las Reservas de Hidrocarburos en México. PEMEX, 2006.
13. **PEMEX Exploración y Producción, Subdirección de Desarrollo Tecnológico, Gerencia de Desarrollo Tecnológico de Exploración y Producción.** Hidratos de Gas en México. PEMEX, 2003.
14. **Prensky Stephen.** A Review of Gas Hydrates and Formation Evaluation of Hydrate-Bearing Reservoirs. Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, 1995.
15. **Sloan E. Dendy.** Fundamental Principles and Applications of Natural Gas Hydrates. Insight Review Articles. Nature Publishing Group, 2003.
16. **Surdam C. R.** Seal, Traps and The Petroleum System. American Association of Petroleum Geologists, 1997.

17. **Thomas Charles P.** Methane Hydrates: A Major Energy Source for the Future or Wishful Thinking? SPE Distinguished Lecture Series, 2002.

18. **U. S. Department Of Energy.** Physical Properties Of Gas Hydrates. 2001.