

**MÉTODOS UTILIZADOS EN LA RECUPERACIÓN DE GAS NATURAL EN  
FORMACIONES DE HIDRATOS DE LECHOS MARINOS**

**JULIAN CAMILO GIL SÁNCHEZ  
FERNAN ISDWAR ROJAS PARRA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2008**

**MÉTODOS UTILIZADOS EN LA RECUPERACIÓN DE GAS NATURAL EN  
FORMACIONES DE HIDRATOS DE LECHOS MARINOS**

**JULIAN CAMILO GIL SÁNCHEZ  
FERNAN ISDWAR ROJAS PARRA**

**Trabajo de grado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero de  
Petróleos.**

**Director:  
Ing. JULIO CESAR PÉREZ ANGULO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2008**

*A Dios por estar siempre a mi lado, por ser mi padre,  
Mi amigo, mi guía, mi todo, por darme todo lo que necesito.*

*A mi mamita, por su inmenso amor y confianza  
Gracias mamita por tus palabras,  
Tus cuidados y Tu apoyo  
Incondicional.*

*A mi esposa porque a través de este tiempo, fue mi apoyo  
Y compañía, por estar siempre ahí  
Y ser uno de los grandes motivos para seguir adelante,  
Tú sabes lo mucho que te quiero.*

*A mi querida hija, por ser la principal razón para seguir adelante  
Por ser la luz que alumbra mi camino,  
Y por hacerme sonreír día tras día con  
Su belleza, Te amo hija.*

*A mi papito querido por su apoyo incondicional,  
Gracias padre por tus consejos, tu ejemplo,  
Por tu respaldo y confianza.  
Te quiero mucho papito.*

*A mi hermanita, por su Paciencia, y apoyo,  
Su comprensión y confianza, por  
Crear en mí y apoyarme siempre*

*ESTE TRIUNFO ES PARA USTEDES  
LOS AMO*

*JULIÁN CAMILO GIL SÁNCHEZ*

*A Dios, por ser mi guía en todo momento.*

*A mis hermanos  
Su comprensión y confianza, por  
Creer en mí y apoyarme siempre*

*A mi Mama  
Gracias por ayudarme siempre  
Y confiar ciegamente en mí*

*A mi Papá  
Padre por tus consejos, tu ejemplo,  
Por tu respaldo y confianza.  
Gracias.*

*A mi familia y amigos por su paciencia y  
colaboración en la realización de este proyecto.*

*A los profesores que fueron de una u otra  
forma parte de mi formación moral y  
profesional y a todas las personas que hicieron  
posible la realización de este trabajo.*

**FERNAN ISWAR ROJAS PARRA**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores por medio de estos cortos renglones desea expresar sus más sinceros agradecimientos a.

**Julio Cesar Pérez Angulo**, Ingeniero de Petróleos, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y director del proyecto, por su colaboración y aportes invaluable, sugerencias y por su apoyo incondicional.

**Cesar Augusto Pineda**, Ingeniero de Petróleos, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS por ser promotor del proyecto, y su valiosa colaboración, sugerencias y recomendaciones.

A Tina, Nidia, Norida, Chele, Nata, Pisco, Sarita, Mao, Yansy, Rocío, Jenny, y a todos aquellos que consideren que deben estar en estas líneas, por que por cada uno de ustedes estamos acá.

**La Universidad Industrial De Santander** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, por habernos formado tanto en lo personal como en lo profesional.

## CONTENIDO

|                                                                         | pág.      |
|-------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>INTRODUCCION</b>                                                     |           |
| <b>1. LOS HIDRATOS DE GAS</b>                                           | <b>20</b> |
| <b>1.1 HISTORIA DE LOS HIDRATOS DE GAS</b>                              | <b>20</b> |
| 1.1.1 Los hidratos como una curiosidad de laboratorio.                  | 21        |
| 1.1.2 Los hidratos como un problema de la industria del petróleo y gas. | 21        |
| 1.1.3 Los hidratos en estado natural, una posible fuente de energía.    | 22        |
| <b>1.2 DESCRIPCIÓN Y ESTRUCTURA DE LOS HIDRATOS DE GAS NATURAL</b>      | <b>23</b> |
| 1.2.1 Estructura I.                                                     | 26        |
| 1.2.2 Estructura II.                                                    | 26        |
| 1.2.3 Estructura H.                                                     | 28        |
| <b>1.3 PROPIEDADES DE LOS HIDRATOS DE GAS NATURAL</b>                   | <b>31</b> |
| 1.3.1 Densidad.                                                         | 33        |
| 1.3.2 Propiedades mecánicas.                                            | 33        |
| 1.3.3 Propiedades eléctricas.                                           | 33        |
| 1.3.4 Propiedades termofísicas.                                         | 34        |
| 1.3.4.1 Calor de formación.                                             | 35        |

|                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.3.4.2 Capacidad calorífica.                                            | 35 |
| 1.3.4.3 Conductividad térmica.                                           | 37 |
| 1.4 EQUILIBRIO DE FASES PARA LOS HIDRATOS DE GAS NATURAL                 | 40 |
| <br>                                                                     |    |
| 2. YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS                                        | 44 |
| <br>                                                                     |    |
| 2.1 LOCALIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS NATURAL           | 46 |
| 2.1.1 Ámbito mundial.                                                    | 46 |
| <br>                                                                     |    |
| 2.2 RESERVAS DE GAS EN YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS NATURAL            | 50 |
| 2.2.1 Ámbito mundial.                                                    | 50 |
| 2.2.2 Ámbito nacional.                                                   | 52 |
| <br>                                                                     |    |
| 2.3 CONDICIONES PARA LA FORMACIÓN DE HIDRATOS EN AMBIENTES NATURALES     | 54 |
| 2.3.1 Zona de formación de hidratos.                                     | 55 |
| 2.3.1.1 Zona de formación de hidratos en ambientes del fondo oceánico.   | 56 |
| 2.3.1.2 Zona de formación de hidratos en ambientes permafrost.           | 58 |
| <br>                                                                     |    |
| 3. ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS NATURAL | 44 |
|                                                                          | 60 |

|                                                                                                      |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>3.1 ESQUEMAS DE DESPRESURIZACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS</b>        | <b>61</b> |
| 3.1.1 Yacimiento totalmente saturado de hidratos.                                                    | 63        |
| 3.1.2 Yacimiento parcialmente saturados de hidratos (gas libre inicial).                             | 68        |
| 3.1.3 Yacimiento estratificado (yacimiento de gas convencional en contacto con una capa de hidrato). | 69        |
| 3.1.4 Desventajas de los esquemas de despresunzación.                                                | 70        |
| <b>3.2 ESQUEMAS TÉRMICOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS</b>                   | <b>70</b> |
| 3.2.1 Inyección de fluidos calientes para la explotación de yacimientos de hidratos de gas natural.  | 71        |
| 3.2.1.1 Método de inyección de agua caliente.                                                        | 72        |
| 3.2.1.2 Método de inyección de vapor.                                                                | 74        |
| 3.2.2 Generación de calor in-situ.                                                                   | 77        |
| 3.2.2.1 Método de calentamiento electromagnético.                                                    | 77        |
| 3.2.2.2 Método de generación catalítica de calor.                                                    | 82        |
| 3.2.2.3 Otros métodos de generación de calor in-situ.                                                | 86        |
| 3.2.3 Desventajas de los esquemas térmicos de explotación de yacimientos de hidratos de gas.         | 86        |

|                                                                                             |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>3.3 ESQUEMAS QUÍMICOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS HIDRATOS DE GAS</b>             | <b>87</b>  |
| 3.3.1 Inyección de salmueras para la explotación de yacimientos de hidratos de gas natural. | 89         |
| 3.3.2 Inyección de solventes para la explotación de yacimientos de hidratos de gas natural. | 91         |
| 3.3.2.1 Método de fracturamiento hidráulico con solvente caliente.                          | 92         |
| 3.3.3 Desventajas de los esquemas químicos para la explotación de yacimientos de hidratos.  | 93         |
| <b>3.4 OTROS ESQUEMAS DE PRODUCCIÓN DE GAS A PARTIR DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS</b>          | <b>93</b>  |
| <b>3.5 COMPARACIÓN ENTRE LOS ESQUEMAS DE PRODUCCION</b>                                     | <b>95</b>  |
| <br>                                                                                        |            |
| <b>4. METODOLOGIA PARA LA EXTRACCION DE HIDRATOS DE GAS EN LECHOS MARINOS</b>               | <b>101</b> |
| 4.1 Detección de los yacimientos de hidratos de gas                                         | 102        |
| 4.1.1 Sísmica                                                                               | 102        |
| 4.1.2 Perforación de pozos exploratorios.                                                   | 103        |
| 4.1.3 Registros de pozo.                                                                    | 104        |
| 4.2 Interepretacion de resultados                                                           | 107        |
| 4.2.1 Propiedades físicas de los sedimentos                                                 | 108        |

|                                                                                                                                                   |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>4.2.2 Propiedades mecánicas y electromagnéticas</b>                                                                                            | <b>108</b> |
| <b>4.3 Campaña de perforación</b>                                                                                                                 | <b>109</b> |
| <b>4.3.1 Fluidos de perforación aplicables para darle estabilidad a las paredes del pozo</b>                                                      | <b>109</b> |
| <b>4.3.2 Monitoreo de la presión de pozo y temperatura cuando perforan</b>                                                                        | <b>110</b> |
| <b>4.3.3 Cementación</b>                                                                                                                          | <b>110</b> |
| <b>4.3.4 Presión de fracturamiento</b>                                                                                                            | <b>111</b> |
| <b>4.3.5 Capacidad para perforaciones horizontales de formaciones no consolidadas y capas de hidratos en secciones someras de lechos marinos.</b> | <b>111</b> |
| <b>4.3.6 Problemas en la perforación</b>                                                                                                          | <b>111</b> |
| <b>4.4 ELECCIÓN DEL METODO DE PRODUCCION DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS EN LECHOS MARINOS</b>                                                         | <b>113</b> |
| <b>CONCLUSIONES</b>                                                                                                                               | <b>115</b> |
| <b>REFERENCIAS</b>                                                                                                                                | <b>116</b> |

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                                   | pág. |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| <b>Figura 1.</b> Investigaciones sobre los hidratos de gas.                                                                       | 22   |
| <b>Figura 2.</b> Estructura cristalina de los hidratos de gas.                                                                    | 24   |
| <b>Figura 3.</b> Cavidades en la estructura I.                                                                                    | 25   |
| <b>Figura 4.</b> Cavidades en la estructura II.                                                                                   | 26   |
| <b>Figura 5.</b> Cavidades en la estructura H.                                                                                    | 27   |
| <b>Figura 6.</b> Capacidad calorífica específica (Ce) para hidratos de algunos gases hidrocarburos y el hielo.                    | 34   |
| <b>Figura 7.</b> Diagrama de fases P-T para un sistema de hidrocarburo                                                            | 38   |
| <b>Figura 8.</b> Curva de equilibrio de un hidrato de metano.                                                                     | 41   |
| <b>Figura 9.</b> Clasificación de los hidratos en el medio poroso.                                                                | 44   |
| <b>Figura 10.</b> Localización de los campos de hidratos de gas natural en el mundo.                                              | 45   |
| <b>Figura 11.</b> Esquema para la determinación de la HFZ en ambientes oceánicos.                                                 | 55   |
| <b>Figura 12.</b> Profundidad de la base de profundidad y forma <i>del</i> fondo marino.                                          | 56   |
| <b>Figura 13.</b> Esquema para la determinación de la HFZ en ambientes permafrost                                                 | 57   |
| <b>Figura 14.</b> Posibles procesos para la disociación de los hidratos in situ.                                                  | 60   |
| <b>Figura 15.</b> Vista plana del modelo de descompresión mediante fracturamiento.                                                | 64   |
| <b>Figura 16.</b> Producción de gas a partir de YNHG empleando la técnica fracturamiento hidráulico salino para despresurización. | 65   |
| <b>Figura 17.</b> Esquema de despresurización de un yacimiento parcialmente saturado de hidratos.                                 | 67   |
| <b>Figura 18.</b> Yacimiento estratificado (hidratos en contacto con gas libre).                                                  | 68   |
| <b>Figura 19.</b> Esquemas térmicos para explotación de yacimientos de hidratos de gas natural.                                   | 71   |
| <b>Figura 20.</b> Inyección cíclica de fluidos.                                                                                   | 73   |
| <b>Figura 21.</b> Inyección continua de fluidos.                                                                                  | 74   |
| <b>Figura 22.</b> Diagrama del calentamiento electromagnético presentado por Heinemann.                                           | 79   |

|                                                                                                           |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Figura 23.</b> Esquema de calentamiento electromagnético, pozo vertical (Islam).                       | <b>81</b>  |
| <b>Figura 24.</b> Esquema para el modelo de calentamiento electromagnético, pozo horizontal.              | <b>82</b>  |
| <b>Figura 25.</b> Esquema de recuperación de gas a partir de hidratos utilizando una reacción catalítica. | <b>82</b>  |
| <b>Figura 26.</b> Procesos catalíticos en la producción de yacimientos de hidratos de gas.                | <b>84</b>  |
| <b>Figura 27.</b> Inyección de agua de mar para la producción de gas a partir de yacimientos de hidratos. | <b>89</b>  |
| <b>Figura 28.</b> Proceso de disociación de hidratos por S.T.S.F.                                         | <b>91</b>  |
| <b>Figura 29.</b> Esquema de dragado para recuperar gas a partir de hidratos del fondo marino.            | <b>93</b>  |
| <b>Figura 30.</b> Respuestas de los registros que indican la presencia de hidratos.                       | <b>103</b> |
| <b>Figura 31.</b> Respuestas de los registros que indican la presencia de hidratos.                       | <b>105</b> |
| <b>Figura 32.</b> Problemas en la perforación de yacimientos de hidratos de gas                           | <b>110</b> |
| <b>Figura 33.</b> Página principal de la herramienta                                                      | <b>117</b> |
| <b>Figura 34.</b> Submenú 1 hidratos                                                                      | <b>118</b> |
| <b>Figura 35.</b> Submenú 2 Yacimientos                                                                   | <b>119</b> |
| <b>Figura 36.</b> Submenú 3 Métodos de extracción                                                         | <b>120</b> |
| <b>Figura 37.</b> Archivos que se podrán observar dentro del programa                                     | <b>121</b> |

## LISTA DE TABLAS

|                                                                                                                      | pág.      |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Tabla 1.</b> Geometría de las cavidades de los hidratos.                                                          | <b>29</b> |
| <b>Tabla 2.</b> Propiedades físicas de los hidratos puros y el hielo.                                                | <b>35</b> |
| <b>Tabla 3.</b> Propiedades acústicas de los sedimentos con presencia de hidratos.                                   | <b>36</b> |
| <b>Tabla 4.</b> Propiedades físicas de los sedimentos con presencia de hidratos (obtenidas a partir de registros).   | <b>37</b> |
| <b>Tabla 5.</b> Constantes para el cálculo de la presión de equilibrio utilizando la ecuación de Kamath.             | <b>39</b> |
| <b>Tabla 6.</b> Localización de los campos de hidratos de gas natural en el mundo, tipo de evidencia e investigador. | <b>46</b> |
| <b>Tabla 7.</b> Diferentes estimativos de las posibles reservas de gas en yacimientos de hidratos.                   | <b>50</b> |
| <b>Tabla 8.</b> Fases presentes y su movilidad en el sistema poroso.                                                 | <b>63</b> |
| <b>Tabla 9.</b> Correlación de tasas de disociación de hidratos con inyección de inhibidores.                        | <b>87</b> |

## RESUMEN

**TITULO:** MÉTODOS UTILIZADOS EN LA RECUPERACIÓN DE GAS NATURAL EN FORMACIONES DE HIDRATOS DE LECHOS MARINOS \*

**AUTORES:** GIL SANCHEZ, Julián Camilo, y, ROJAS PARRA, Fernán Isdwar \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Hidratos, Gas, Extracción, Lechos Marinos, fracturamiento hidráulico, permafrost.

### DESCRIPCIÓN:

Los hidratos de gas natural son un recurso de energía no convencional. Potenciales reservas de hidratos de gas están por encima de  $1.5 \cdot 10^6$  y están todos distribuidos en el planeta en tierra y costa afuera. En el presente en muchos países existen programas nacionales para el recobro y producción de gas natural desde campos de hidratos de gas. Como resultado más de 200 campos han sido descubiertos, mas de 100 pozos fueron perforados, y kilómetros de corazonos de hidratos estudiados. Propiedades de los corazonos de hidratos han sido estudiadas, herramientas efectivas para el recobro de gas desde los depósitos de hidratos preparadas y nuevas tecnologías para la explotación de campos de hidratos desarrolladas. La producción comercial de gas natural desde hidratos de gas ha existido por muchos años con buenos resultados. Todavía, muchos problemas complejos tienen que ser estudiados. Muchos estudios de alto nivel de las propiedades de los hidratos de gas son necesarias y nuevas tecnologías para la producción de gas natural desde los hidratos de gas tienen que ser desarrolladas. Esta no es una medida de la potencial reservas de hidratos de gas que es importante, pero el volumen comercial que puede ser producido es (17-20% del potencial).

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Olga Patricia Ortiz Cancino

## ABSTRACT

**TITLE:** USED METHODS IN THE RECOVERY OF NATURAL GAS FROM FORMATION HYDRATES OF MARINE CHANNELS \*

**AUTHORS:** GIL SANCHEZ, Julián Camilo, y, ROJAS PARRA, Fernán Isdwar \*\*

**KEY WORDS:** Hydrates, Gas, Extraction, marine channels, hydraulic fracture, permafrost.

### DESCRIPTION:

Natural gas-hydrates are an unconventional source of energy. Potential reserves of hydrated gas are over  $1.5 \times 10^{16}$  m<sup>3</sup> and are distributed all over the earth both on the land and offshore. Presently, in many countries national programs exist for the research and production of natural gas from gas-hydrate deposits. As a result over 220 gas hydrate deposits have been discovered, more than a hundred wells drilled, and kilometers of hydrated cores studied. Properties of the hydrated cores have been investigated, effective tools for the recovery of gas from the hydrate deposits prepared and new technology for the exploration of gas-hydrate fields developed. The commercial productions of natural gas from gas-hydrates exist for many years now with good results. Still, many complex problems have to be studied. More high-level studies on the properties of the gas-hydrates are needed and new technology for the production of natural gas from gas-hydrates has to be developed. Note, it is not the amount of potential reserves of hydrated gas that is important, but the volume of gas that can be commercially produced (17–20% from potential).

---

\* Grade Work'

\*\* Faculty Physique-Chemical Engineering's. School Petroleum Engineering'. Olga Patricia Ortiz Cancino

## NOMECLATURA

$\Delta T$ : incremento de temperatura

$\Delta P$ : incremento de presión

$E_i$ : Energía de activación inicial

X, Y, Z: coordenadas

c ó  $c_p$  : calor específico, en J/(kg.K) - [Btu/(Lbm.°F)]

$r_e$ : radio externo del yacimiento

$r_w$ : radio del pozo

### Caracteres griegos

$\lambda$ : calor (entalpía) de disociación del hidrato, en J/Kg - (Btu/Lbm)

$\mu$ : viscosidad, en mPa.s - [cp]

$\Phi$ : porosidad

### Convenciones

YNHG: yacimientos de hidratos de gas naturalmente formados

ODP: Ocean Drilling Program

LWD: Log While Drilling

BSR: Reflectores simuladores de fondo

HGN: hidratos de gas natural

HFZ: zona de formación de hidratos

HF EMW: onda electromagnética de alta frecuencia

HF EMF: campo electromagnético de alta frecuencia

## INTRODUCCIÓN

El aumento de interés por conseguir nuevos yacimientos de hidrocarburos en los últimos tiempos ha traído consigo el descubrimiento de diferentes tipos de combustibles fósiles. El gas, uno de los principales recursos, utilizado en múltiples aplicaciones industriales y domiciliarias ha incrementado el interés por los hidratos de gas, dado el requerimiento previsto para los próximos años en grandes cantidades, es necesario desarrollar técnicas de producción para los yacimientos de hidratos de gas natural.

El gas natural está cada día alcanzando un papel más importante como recurso energético debido a la creciente búsqueda de combustibles limpios y de bajo costo. Se espera que la demanda de gas natural para los próximos años crezca a causa de la demanda para uso industrial, domiciliario y como combustible.

Como consecuencia de la disminución de las reservas mundiales de gas natural, se han venido estudiando diversas alternativas no convencionales para la obtención de este preciado recurso.

A partir del primer descubrimiento y puesta en producción de depósitos de hidratos en el área al norte de Siberia (Rusia), en el campo Messoyakhi, se ha intensificado la búsqueda de este tipo de depósitos en todo el planeta, descubriendo su presencia en todos los océanos del mundo y en las regiones glaciares. Esto ha incentivado a diversos investigadores en todo el mundo, a desarrollar estudios que ayuden a conocer las propiedades de los hidratos de gas y su aparición en los sedimentos subacuáticos y glaciares, con el fin de encontrar tecnologías avanzadas y económicamente viables para la recuperación del gas natural en este tipo de depósitos, estas investigaciones se han convertido en un plan estratégico para los países con mayor consumo de energía.

Los hidratos de gas existen en el mundo en numerosos ambientes, desde el Ártico a la Antártica. En tierra en las regiones con "permafrost" (donde la temperatura esta bajo el punto de congelación existen permanentemente) en Alaska, Norte de Canadá y Siberia y se encuentran ampliamente distribuidos en el margen continental externo, en sedimentos del fondo y subsuelo marino del talud y elevación continental.

Los hidratos de gas han sido recuperados en muestras y testigos colectados en sedimentos del fondo y del subsuelo marino en los márgenes continentales, costa fuera de México; costa fuera de Oregon, costa fuera de California, costa fuera de Alaska, en Estados Unidos; en la fosa de Centroamérica; costa fuera de Perú; en el Mar de Okhotsk; en el mar Negro; en el mar Caspio; en el mar Mediterráneo; costa fuera de Japón, costa fuera de India y costa fuera de la Antártica, las estimaciones de la cantidad de metano en los hidratos de gas son todavía especulativas e inciertas. Sin embargo se estima que los hidratos de gas se distribuyen en todo el mundo y el conocimiento geológico de los depósitos de hidratos de gas es incompleto.

Las estimaciones mundiales actuales de la cantidad de gas metano en los depósitos de hidratos de gas, in situ, incluyendo las zonas con permafrost en tierra y en los sedimentos de los fondos oceánicos, fluctúan entre  $2.1 \times 10^{16} \text{ m}^3$  de gas metano (según Mac Donald, 1990) y  $4 \times 10^{16} \text{ m}^3$  de gas metano (según Kvenvolden & Claypool, 1988). El mayor volumen de hidratos de gas se encontraría en los sedimentos de los fondos de lechos marinos. Las reservas mundiales de gas natural convencional se han multiplicado por dos en el transcurso de los últimos veinte años para alcanzar los 179.5 trillones de  $\text{m}^3$ , donde los principales países consumidores de gas natural son los Estados Unidos, con 27,2% del consumo total y la Federación de Rusia, con el 15.7%. Entre América del Norte y la antigua Unión Soviética el consumo se aproxima al 55% del

gas producido. Europa consume un 19.1% de la producción total. Solamente estas tres zonas consumen las tres cuartas partes de la producción mundial. La demanda mundial de gas natural aumenta con rapidez, aproximadamente en un 1.8 % anual.

Si estas estimaciones son válidas la cantidad de gas metano contenida en los hidratos de gas es casi el doble en magnitud mayor que el total de metano comercial mundial, remanente recuperable, evaluado en  $2.5 \times 10^{14} \text{ m}^3$  y alrededor de dos veces el carbono equivalente a todos los depósitos conocidos de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural).

La producción de gas a partir de depósitos de hidratos presume la creación de las condiciones requeridas para la descomposición de los hidratos en el medio poroso; tales condiciones son obtenidas alterando el equilibrio termodinámico de los hidratos, ya sea por reducción de la presión, incremento de la temperatura ó tratamiento químico.

La explotación de los recursos energéticos en forma de hidratos se debe estudiar ampliamente, no solo en aspectos técnicos y económicos de su recuperación sino también en los posibles efectos ambientales, ya que se puede estar exponiendo el futuro del planeta.

## **1. LOS HIDRATOS DE GAS**

### **1.1 HISTORIA DE LOS HIDRATOS DE GAS**

Los hidratos de gas existen en el mundo en numerosos ambientes, desde el Ártico a la Antártica. Además se encuentran ampliamente distribuidos en el margen continental externo, en sedimentos del fondo y subsuelo marino del talud y elevación continental, estabilizados in situ. En este último ambiente se forman por las condiciones de alta presión hidrostática (105810,81 a 211621,61 Psi), bajas temperaturas del fondo y una adecuada concentración de gas.

Los hidratos de metano son los más comunes, pero pueden incluir etano y otros gases. Investigadores de metano en los hidratos de gas en el golfo de México costa fuera del sudoeste de Estados Unidos y norte de California, mar Negro y del margen continental de Chile, costa fuera de la península de Taitao, han concluido que el metano es principalmente un gas biogénico de origen microbiano que tiene un componente de gas de origen termogénico.

Es posible que el volumen de gas en los yacimientos mundiales de hidratos de gas exceda el volumen de las reservas convencionales conocidas de gas; sin embargo, existe un gran vacío en los estudios del potencial de producción o de factibilidad económica de la extracción de metano de los hidratos de gas.

Hoy en día es bien conocido que existen vastas acumulaciones de hidratos de gas en los sedimentos terrestres; sin embargo, los primeros hidratos fueron obtenidos en laboratorio, su significado tecnológico fue encontrado años más tarde y su descubrimiento en estado natural en las rocas de la tierra fue aproximadamente en la década de 1940. De acuerdo a lo anterior, la historia de los hidratos se puede dividir en tres períodos de tiempo así: el primer periodo inicia con su

descubrimiento (síntesis en laboratorio), los hidratos solo eran considerados como una curiosidad de laboratorio, éstos solo tenían un valor netamente académico, sin aplicaciones en la industria; en el segundo periodo se presentan como un problema en la industria de gas natural; en el tercer periodo los hidratos son descubiertos en estado natural, almacenando grandes cantidades de hidrocarburos, por lo cual se han considerado como una posible fuente de energía.

#### **1.1.1 Los hidratos como una curiosidad de laboratorio.**

Existe controversia entre los especialistas sobre el descubrimiento de los hidratos, algunos creen que los hidratos de gas fueron primero obtenidos en laboratorio en 1810, por Sir Humphrey Davy, quien enfrió una solución acuosa saturada con cloro gaseoso por debajo de 9 °C (48 °F), obteniendo un material cristalino semejante al hielo. Sin embargo, algunos otros afirman que existen evidencias que el gran filósofo y naturalista Joseph Priestley, obtuvo hidratos 30 años antes que H. Davy y además consideran que tres investigadores: T. Bergman (1783), A. de Fourcroy (1796) y L. N. Vauquelin (1798), obtuvieron hidratos después de Priestley y antes de Davy.

#### **1.1.2 Los hidratos como un problema de la industria del petróleo y gas.**

El interés industrial sobre los hidratos de gas se origina en los inicios del siglo XX, en la industria del petróleo y gas con el descubrimiento de la formación de hidratos en tuberías de transporte de hidrocarburos. Los hidratos forman grandes acumulaciones que causan serias implicaciones, como el taponamiento y las pérdidas de presión en tuberías. Por esta razón se iniciaron estudios tendientes a resolver dichos problemas; Hammerschmidt aportó los principios fundamentales para predecir el taponamiento en tuberías por efecto de los hidratos y también

creó los métodos básicos de control de hidratos. Se destacan posteriormente los científicos O. Katz, R. Kobayashi, E. D. Sloan, V. A. kamath y Y. F. Makogon, que profundizaron las bases teóricas y obtuvieron nuevas técnicas para resolver el problema de los hidratos. Actualmente, el estudio del problema de los hidratos se ha enfocado en obtener tecnologías económicas y confiables para prevenir su formación.

### **1.1.3 Los hidratos en estado natural, una posible fuente de energía.**

La primera sugerencia de la posible existencia de hidratos en condiciones geológicas naturales fue hecha por el profesor N. Strizhev (1946). Posteriormente, Y. F. Makogon (1965 - 1966) sustentó la posibilidad de formación de hidratos de gas natural (HGN) en las capas porosas de la tierra, después de analizar y correlacionar con resultados de estudios de formación de hidratos, los datos disponibles del pozo Markha (perforado en 1963), en el cual se encontraron rocas congeladas a una profundidad de 1400 m (4500 pies). Estos estudios fueron registrados como descubrimiento científico en 1969, después de la perforación exploratoria en el campo Messoyakhi (1967), en la cual se extrajeron corazones en los que se encontró indicios de la existencia de hidratos en estado natural.

Makogon (1970) presenta éste descubrimiento en el XI Congreso Internacional de Gas, en Moscú, después del cual se genera un gran interés sobre el tema en países como la antigua URSS, USA y Canadá, quienes inician investigaciones al respecto. Como resultado de éstas investigaciones se han localizados grandes campos de HGN, tanto en hielos permanentes (permafrost) como en fondos marinos (a lo largo de los márgenes continentales), para los cuales se presumen grandes reservas de gas (en su mayoría metano), por lo que aumenta el interés y ocasiona que diversos países intensifiquen las investigaciones al respecto.

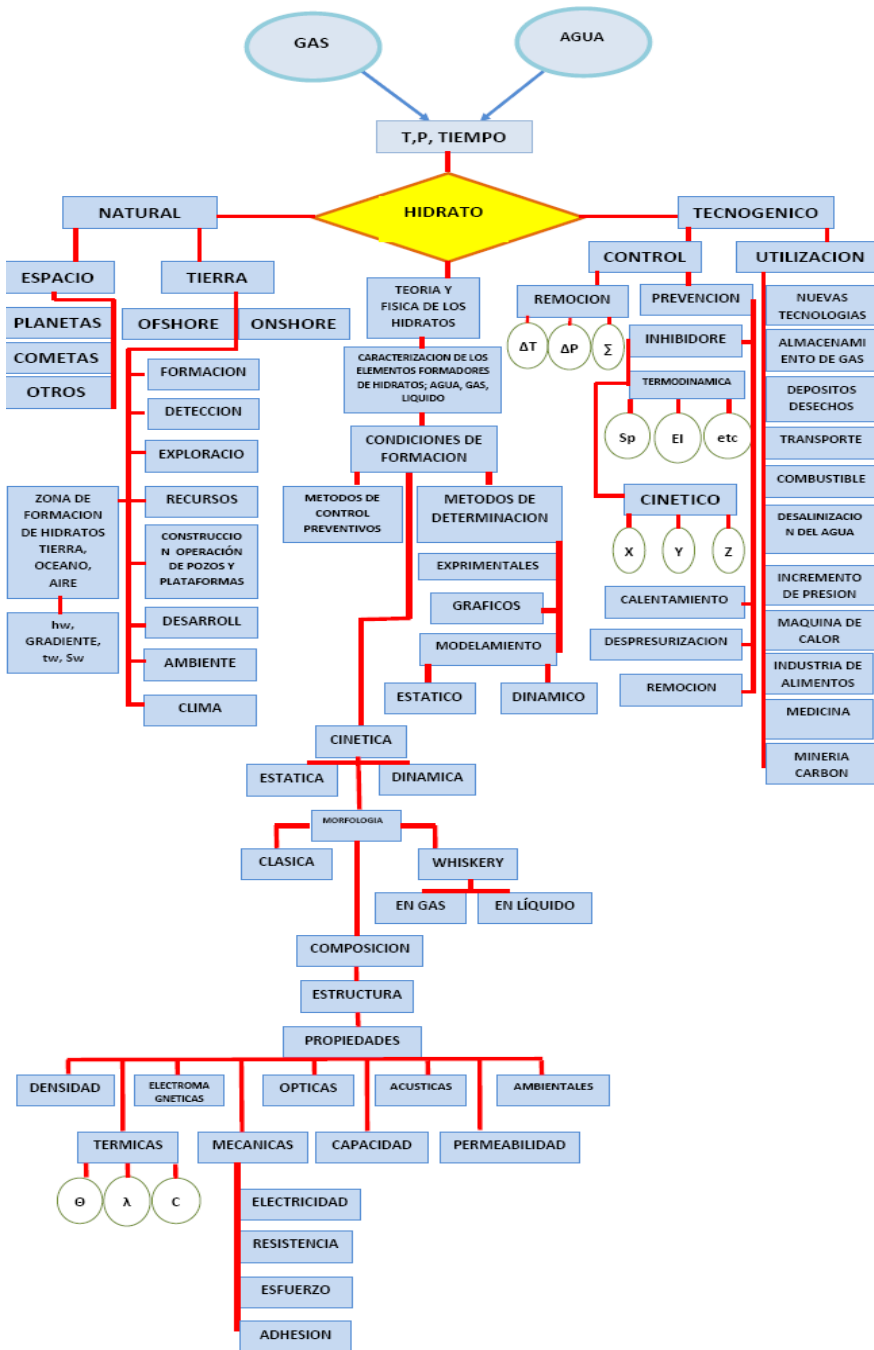
En los últimos años los estudios sobre los yacimientos de HGN se han encaminado hacia desarrollo de: técnicas de localización, esquemas de explotación; modelamiento de la producción, el impacto ambiental, propiedades y usos tecnológicos. En la figura 1 se presenta un diagrama del rumbo que han tomado las investigaciones sobre los hidratos de gas.

## **1.2 DESCRIPCIÓN Y ESTRUCTURA DE LOS HIDRATOS DE GAS NATURAL**

Los HGN son compuestos sólidos, semejantes al hielo, constituidos por dos o más componentes, un componente, la molécula hospedaje, forma una estructura ensanchada con espacios vacíos, el(los) otro(s) componente(s), la(s) molécula(s) huésped, llena(n) los espacios vacíos.

Las moléculas de agua (hospedaje) se unen por puentes de hidrógeno, semejante al hielo; las moléculas huésped (metano ó cualquier gas liviano), ocupan la cavidad creada por las moléculas de agua y la soportan. La interacción entre los dos componentes es por fuerzas de Van der Waals.

Figura 1. Investigaciones sobre los hidratos de gas.

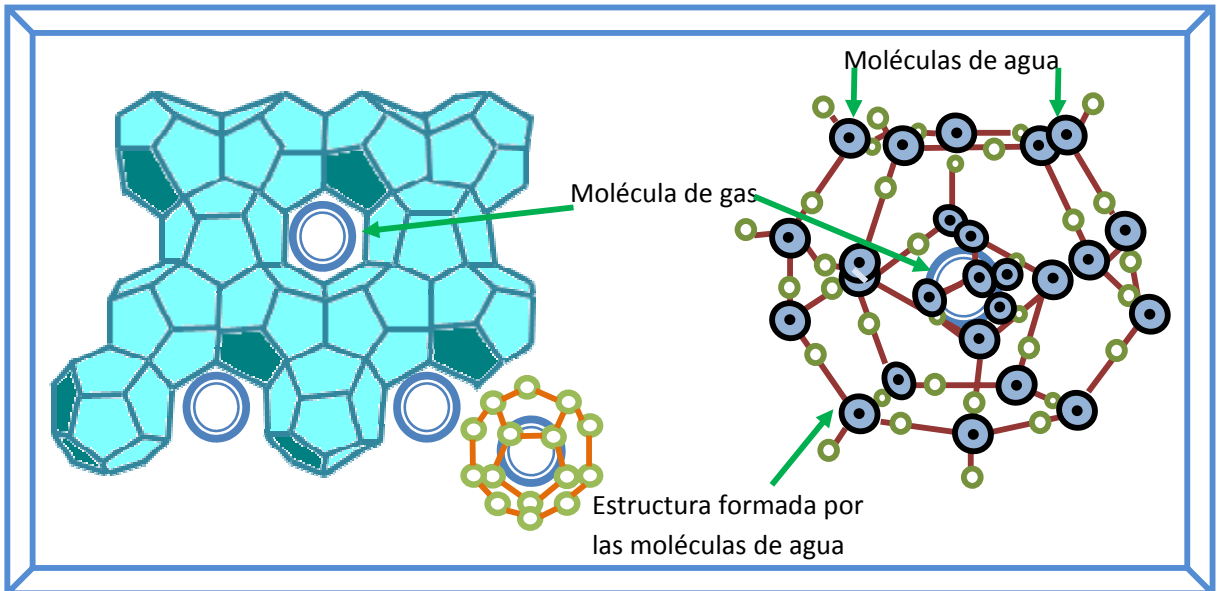


Modificada. Makogon, Y. F., Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, 1997. p. 8

Los hidratos se pueden considerar como compuestos moleculares (cristalinos), de gas y agua, no estequiométricos. Los cristales sólidos se forman a ciertas condiciones de presión y temperatura y sus propiedades y estabilidad dependen de estas condiciones. Los hidratos se pueden dividir en dos grupos de acuerdo a su origen: naturales, los cuales se forman y existen en la naturaleza sin la intervención humana, y “tecnogénicos”, que se forman en los sistemas tecnológicos creados y controlados por el hombre. Los dos grupos son idénticos en su esencia, pero los problemas generados, los métodos de solución, los fines de las investigaciones y las consecuencias de las soluciones son muy diferentes.

Hasta el momento solo han sido determinadas las celdas unitarias de tres estructuras de los hidratos (la figura 2 muestra un esquema general de la estructura cristalina de los hidratos de gas). Cada celda unitaria (unidad estructural) incluye un número fijo de moléculas de agua, fuertemente unidas por puentes de hidrógeno, las cuales ocupan los vértices de estas estructuras. El tamaño y la forma de las celdas unitarias son determinados por el tamaño y la energía de la molécula huésped, el tipo de estructura depende de la relación moléculas de agua/moléculas de gas.

**Figura 2.** Estructura cristalina de los hidratos de gas.



**Modificada.** University of Texas. Chemistry of gas hydrates (online).  
[www.ig.utexas.edu/people/staff/ingo/hydrgeoph](http://www.ig.utexas.edu/people/staff/ingo/hydrgeoph)

### 1.2.1 Estructura I.

Usualmente formada por moléculas huésped pequeñas, tales como: metano, etano y  $\text{CO}_2$ . Consta de 46 moléculas de agua por unidad de celda, arregladas en dos cuerpos dodecaedros y seis cuerpos tetradecaedros (figura 3) que pueden contener máximo 8 moléculas huésped, por lo tanto, tiene una composición teórica (ocupación completa)  $8X - 46\text{H}_2\text{O}$ , donde X representa las moléculas huésped. Las cavidades (cuerpos) son una característica muy importante para determinar las propiedades cinéticas y termodinámicas de los hidratos de gas.

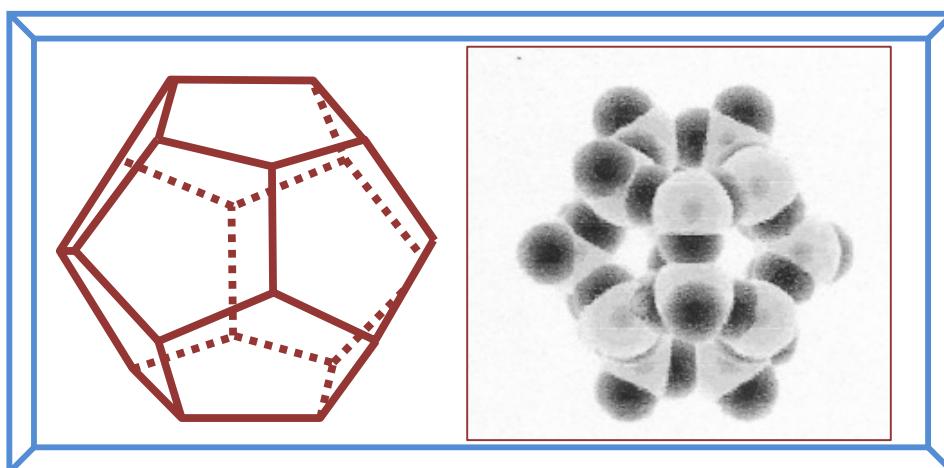
### 1.2.2 Estructura II.

Formada por moléculas huésped más grandes tales como: propano, isobutano, nitrógeno y otras moléculas relativamente pequeñas. Es formada por 136 moléculas de agua por unidad de celda, arregladas en 16 cuerpos dodecaedros y

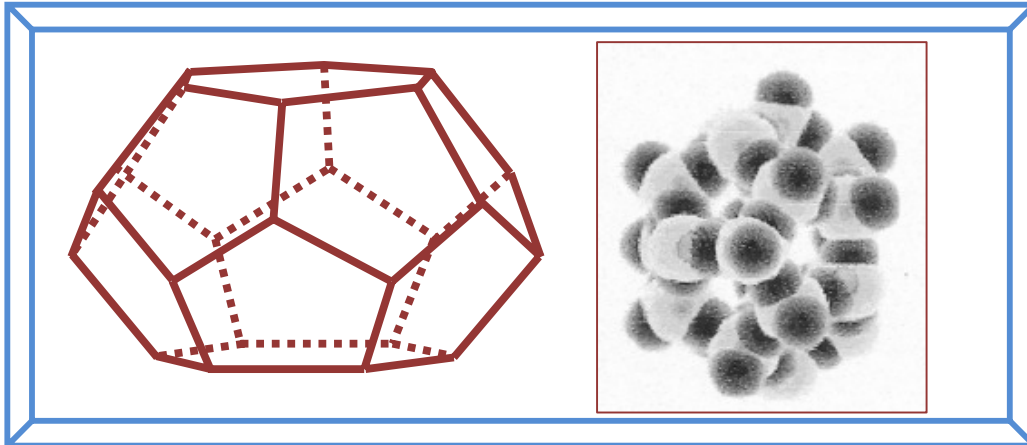
8 cuerpos hexadecaedros (figura 4), que pueden contener máximo 24 moléculas huésped, por lo tanto, tienen una composición teórica  $24X - 136 H_2O$ . Si solo son ocupadas las cavidades grandes, lo cual es típico, la composición teórica es  $8X - 136 H_2O$ .

**Figura 3.** Cavidades en la estructura I.

**(a).** Dodecaedro pentagonal (12 lados pentagonales)



(b). Tetradecahedro (12 lados pentagonales y 2 hexagonales).



**Modificada.** USDOE. Future Supply Potential of Natural Gas Hydrates (online).

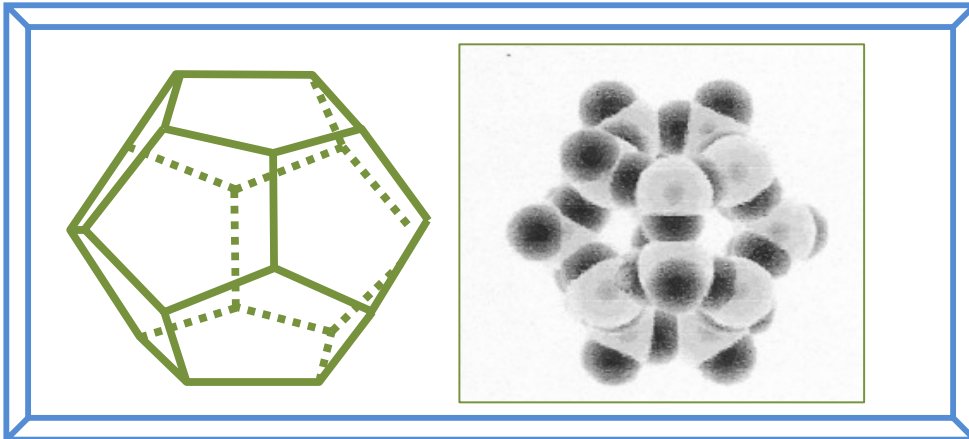
[www.eia.doe.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/natural\\_gas\\_1998\\_issues\\_trends/pdf/chapter3.pdf](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/natural_gas_1998_issues_trends/pdf/chapter3.pdf)

### 1.2.3 Estructura H.

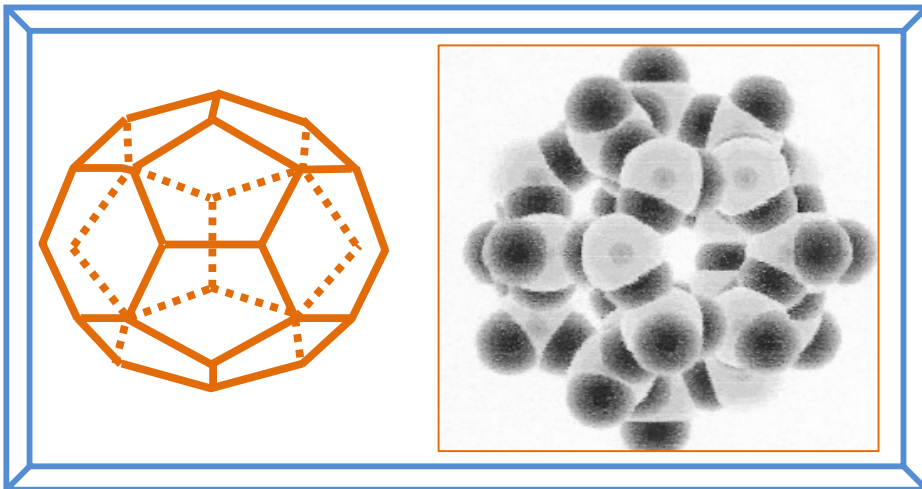
La estructura H está formada por moléculas huésped más grandes, como por ejemplo: 2-metilbutano, metilciclopentano, metilciclohexano; pero solo en presencia de moléculas pequeñas como el metano (un aspecto importante de la estructura H es que requiere moléculas de dos tamaños diferentes para formarse establemente). La estructura H consta de 34 moléculas de agua, arregladas en 3 cuerpos dodecaedros pentagonales, 2 cuerpos dodecaedros irregulares y 1 icosaedro (figura 5), que pueden contener 6 moléculas huésped (una grande dentro del icosaedro y 5 pequeñas dentro de los otros cuerpos), por lo que su composición teórica es  $X - 5V - 34 H_2O$ , donde **X** representa la molécula grande y **V** las moléculas pequeñas. La tabla 1 muestra un resumen de la geometría de las cavidades de los hidratos.

**Figura 4.** Cavidades en la estructura II.

(a). Dodecaedro pentagonal (12 lados pentagonales)



(b). Hexadecaedro (12 lados pentagonales y 4 lados hexagonales).



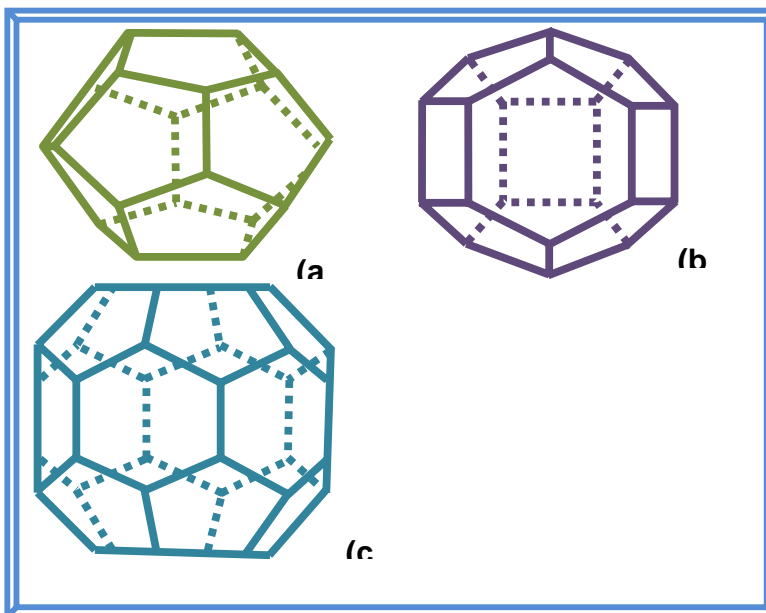
**Modificada.** USDOE. Future Supply Potential of Natural Gas Hydrates [online].

[www.eia.doe.gov/pub/oilGas/naturalGas/analysis\\_publications/naturalGas\\_1998\\_issues\\_trends/pdf/chapter3](http://www.eia.doe.gov/pub/oilGas/naturalGas/analysis_publications/naturalGas_1998_issues_trends/pdf/chapter3).

Debemos notar que las estructuras cristalinas formadas por los hidratos de gas son mucho más diversas y no se limitan a las estructuras I, II y H. Además, una nueva estructura que aún no ha sido nombrada, fue descubierta en hidratos

formados por biomoléculas y agua<sup>1</sup>. La morfología de los hidratos es determinada por: la forma de las moléculas de gas que lo componen, el medio en el cual se forma, la fase del agua y gas, las condiciones de transporte molecular para la superficie de crecimiento del cristal, el tipo de cristalización, presión, temperatura, grado de subenfriamiento, campo físico en el cual transcurre la formación del cristal.

**Figura 5.** Cavidades en la estructura H.



(a). Dodecaedro pentagonal (12 lados pentagonales) (b). Dodecaedro irregular (3 lados rectangulares, 6 lados pentagonales y 3 lados hexagonales). (c). Icosaedro. (12 lados pentagonales y 8 lados hexagonales).

**Modificada.** USDOE. Future Supply Potential of Natural Gas Hydrates (online).

[www.eia.doe.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/natural\\_gas\\_1998\\_Issues\\_trends/pdf/chapter3.pdf](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/natural_gas_1998_Issues_trends/pdf/chapter3.pdf)

<sup>1</sup> Konstantin, Uchadin&Ripmeester, Nature, 397 (1999), citado por: Gao, Shuqiang. The decomposition of gas hydrates. Houston: Rice University [online]. Email: [sqgao@rice.edu](mailto:sqgao@rice.edu)

**Tabla 1.** Geometría de las cavidades de los hidratos.

| Estructura cristalina                               | I               |                                | II              |                                | III             |                                              |                                |
|-----------------------------------------------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|----------------------------------------------|--------------------------------|
| Cavidad                                             | P               | G                              | P               | G                              | P               | M                                            | G                              |
| Descripción                                         | 5 <sup>12</sup> | 5 <sup>12</sup> 6 <sup>2</sup> | 5 <sup>12</sup> | 5 <sup>12</sup> 6 <sup>4</sup> | 5 <sup>12</sup> | 4 <sup>3</sup> 5 <sup>6</sup> 6 <sup>3</sup> | 5 <sup>12</sup> 6 <sup>8</sup> |
| Numero de cavidades/estructura                      | 2               | 6                              | 16              | 8                              | 3               | 2                                            | 1                              |
| Radio promedio de la cavidad (A)                    | 3.91            | 4.33                           | 3.91            | 4.73                           | 3.91            | 4.06                                         | 5.71                           |
| Variación en el radio (%)                           | 3.4             | 14.4                           | 5.5             | 1.73                           | No disponibles  |                                              |                                |
| Numero de coordinación                              | 20              | 24                             | 20              | 28                             | 20              | 20                                           | 36                             |
| <b>Convenciones: P=pequeña G=grande y M=mediana</b> |                 |                                |                 |                                |                 |                                              |                                |

**Modificada.** Sloan, E. D. Clathrate hydrates of natural gas. Second Edition. New York: Marcel Dekker Inc., (1998)

### 1.3 PROPIEDADES DE LOS HIDRATOS DE GAS NATURAL

Los HGN se forman cuando gas natural es puesto en contacto con agua, a bajas temperaturas y altas presiones. Los hidratos se forman en la interface gas-liquido, las moléculas de hidrocarburos comúnmente formadoras de hidratos se encuentran en el rango: metano hasta i-pentano, siendo el metano el más común; por lo que generalmente a los HGN se les conoce como hidratos de metano.

Dos ambientes en el mundo exhiben las condiciones para encontrarse hidratos en grandes cantidades: una es, bajo la capa de suelo congelada permanente en el Ártico, en condiciones de cierta presión, a unos cientos de metros de profundidad.

La otra, a temperaturas relativamente bajas; y en sedimentos marinos de los márgenes continentales, bajo condiciones de mayor presión, a profundidades de 1 a 4 km y a mayores temperaturas.

Algunas propiedades de los hidratos son únicas, un volumen de hidrato de metano de estructura I, totalmente ocupada (la ocupación real es de un 70 a 90%), encapsula 164 volúmenes de metano (medido a condiciones normales), esto significa que tiene un contenido energético de aproximadamente  $4451.46 \text{ kJ/m}^3$  ( $149000 \text{ Btu/ft}^3$ ); la presión de cristalización es superior a 300 MPa (43500 Psia)<sup>22</sup>; la presión de gas libre después de la disociación del hidrato de metano en un volumen cerrado, esta por arriba de 80 MPa (11600 Psia); el volumen específico del agua durante su transición a hidrato se incrementa entre un 26 a 32%, mientras que durante el congelamiento, el incremento es solo del 9%, que es considerado anormalmente alto. Las propiedades de los hidratos dependen de su composición y estructura cristalina, se conocen más de 100 tipos de moléculas que forman hidratos, además, moléculas más grandes que no permiten formar un cristal simple de hidrato, forman hidratos multicomponentes.

El estudio de las propiedades de los hidratos es bastante complejo, sin embargo, ha sido posible gracias al avance en las técnicas modernas de medición (difracción de rayos X, resonancia paramagnética, espectroscopia infrarroja).

El conocimiento de algunas de sus propiedades y características de formación-descomposición han permitido plantear nuevas tecnologías tales como: desalinización, concentración y separación de soluciones acuosas; transporte y almacenamiento de gas en forma de hidrato, entre otras. Es

---

<sup>2</sup> Makogon, Y. F., Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books. p.75

considerable lo que falta por investigar, especialmente tratándose de hidratos en estado natural.

### **1.3.1 Densidad.**

Una de las principales características de los hidratos es la densidad, aunque las medidas directas son bastante complejas. La densidad de los hidratos depende del tipo de estructura, composición, presión y temperatura. Makogon<sup>3</sup> obtuvo dos correlaciones para calcular la densidad de los hidratos, las cuales producen buenos resultados para rangos de operación específicos; para utilizar las correlaciones es necesario conocer el tipo de estructura, la relación de llenado de las cavidades, el peso molecular de los componentes formadores, el volumen específico del agua en estado de hidratos, entre otros.

### **1.3.2 Propiedades mecánicas.**

Las propiedades mecánicas de los hidratos no han sido muy estudiadas a pesar de su importancia. Los trabajos relacionados al estudio de las parámetros mecánicos y térmicos de la deformación de hidratos y de sedimentos saturados de hidratos es limitado, algunas investigaciones han sido realizadas por: Parameswaran y Paradis (1985,1989); Cameron, Baker y Handa (1989); y Jeanjean y Briaud (1990)<sup>4</sup>.

### **1.3.3 Propiedades eléctricas.**

El conocimiento de las propiedades eléctricas de los hidratos es de vital importancia: para la interpretación de registros eléctricos de pozos, tomados en rocas saturadas de hidratos, para el desarrollo y aplicación de métodos de explotación de campos de hidratos de gas y durante la aplicación de campos

---

<sup>3</sup> Makogon, Y. F., Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, 1997. p. 93

<sup>4</sup> Ibid., p. 96

electromagnéticos en procesos de control de formación y en procesos de descomposición de hidratos.

Makogon<sup>5</sup> reporta que durante experimentos de formación de hidratos en medios porosos, el proceso es acompañado por un notable incremento de la resistividad eléctrica de la muestra (desde 6 hasta 42 Ohm.m). Además de Makogon otros investigadores que han realizado estudios sobre la resistividad eléctrica de los hidratos son; Pearson y colaboradores (1983); Collett (1983), midió la resistencia eléctrica de rocas saturadas de hidratos; Mathews (1985), estudió muestras (corazones) extraídas en el golfo de México; Tzirita, observó que la resistencia eléctrica de las rocas saturadas de hidratos varía en un amplio rango (varias órdenes de magnitud,  $10^3$ - $10^5$  Ohm.m); Pandit y King (1982), midieron las resistividades eléctricas de corazones saturados de hidratos extraídos por el ODP (Ocean Drilling Program).

#### **1.3.4 Propiedades termofísicas.**

Las propiedades termofísicas de los procesos de formación y descomposición de hidratos son importantes para la solución de los problemas originados por la formación de hidratos, así como también, para el estudio de la recuperación e influencia sobre el ambiente de los hidratos encontrados en ambientes naturales.

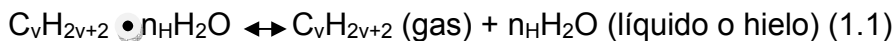
Las propiedades termofísicas de los hidratos han sido estudiadas experimentalmente por algunos investigadores tales como: Stoll y Brian (1979), Cook y Laubitz (1981), Asher (1987), Sloan (1990), entre otros. Algunas de estas propiedades se relacionan a continuación.

---

<sup>5</sup> Makogon, Op. cit., p.136

#### 1.3.4.1 Calor de formación.

Durante el proceso de formación de hidratos el volumen específico del agua aumenta entre un 26 y 32%, el volumen específico del gas disminuye considerablemente, comprimiéndose desde la presión del ambiente de formación hasta la presión en el hidrato, acompañándose de un significativo cambio en la energía interna del gas. Dependiendo del estado termodinámico del sistema, la entalpía de formación-descomposición es determinada a partir de la siguiente reacción:



Donde el subíndice  $v$  denota el hidrocarburo ( $v = 1, 2, 3$  ó  $4$ ).

Clausius-Clapeyron propuso la siguiente ecuación para calcular la entalpía de formación-descomposición:

$$\lambda = zRT^2 \frac{d(\ln P)}{dT} \quad (1.2)$$

Y Kamath<sup>55</sup> desarrolló la siguiente ecuación empírica:  $X = C_1 + (C_2/T)$  (donde  $C_1$  y  $C_2$  son constantes), además, existen diversas ecuaciones para realizar este cálculo.

#### 1.3.4.2 Capacidad calorífica.

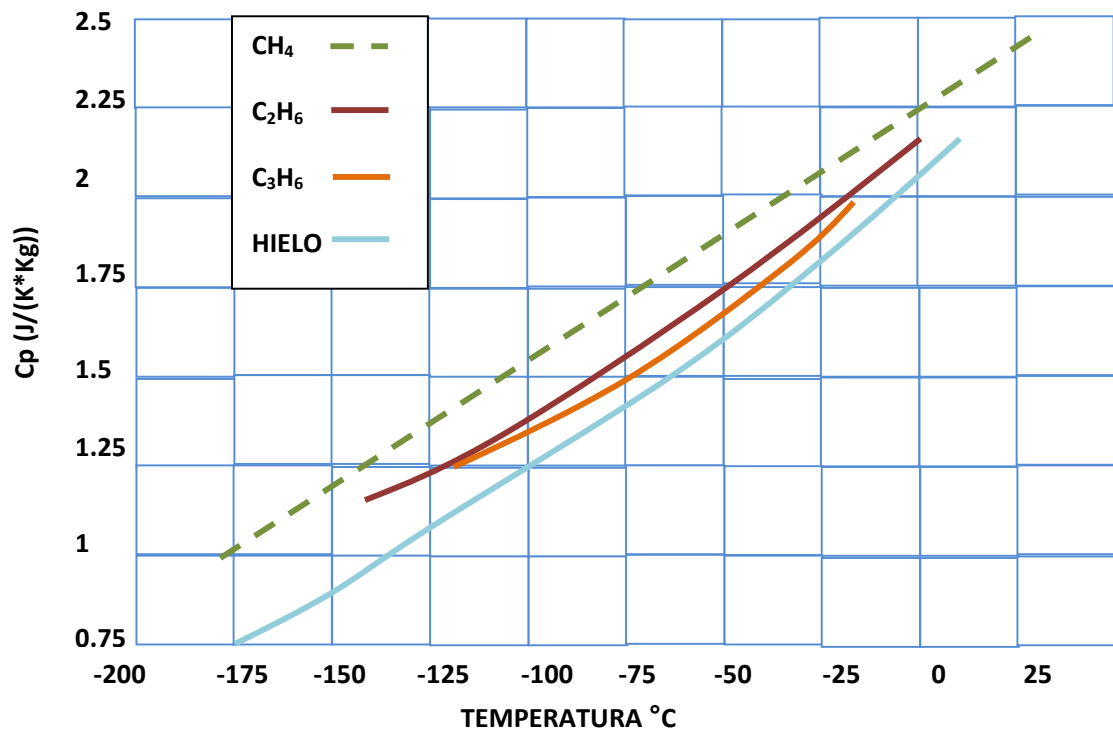
La capacidad calorífica de los hidratos es uno de los principales parámetros termodinámicos que determinan las aplicaciones tecnológicas de su formación,

---

<sup>5</sup> kamath Kamath, VA Study of heat transfer characteristics during dissociation of gas hydrates in porous media, citado por Moridis, G. Numerical Studies of Gas Production from Methane Hydrates. Calgary: SPE Gas Technology Symposium (30 April-May 2), Paper SPE 75691, 2002. p.5

descomposición y características estructurales, entre otras. La capacidad calorífica de los hidratos depende de la composición, la estructura, la presión y la temperatura. La figura 6 muestra como varía la capacidad calorífica de los hidratos de algunos gases hidrocarburos, comparada con la del hielo.

**Figura 6.** Capacidad calorífica específica ( $C_p$ ) para hidratos de algunos gases hidrocarburos y el hielo.



**Modificada.** Makogon, Y.F., Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, 1997. p. 112

### **1.3.4.3 Conductividad térmica.**

La conductividad térmica de los hidratos es de gran importancia para el desarrollo de métodos de estimulación térmica para la producción de gas a partir de yacimientos de hidratos (YNHG) y de mecanismos de remoción en sistemas de producción, transporte y procesamiento de gas, entre otros.

Partiendo de la teoría de la conductividad térmica en sólidos, Anderson y Ross en 1982 y Sloan en 1990, encontraron que la magnitud de la conductividad térmica de los hidratos no es muy lejana a la del hielo, sin embargo, su valor es más parecido a la conductividad térmica del agua líquida y ésta por el orden de  $0.5 \text{ W}/(\text{m}^{\circ}\text{K})$ ; para sedimentos saturados de hidratos es mayor y es del orden de  $2.7 \text{ W}/(\text{m}^{\circ}\text{K})$ .

En resumen, la mayoría de las propiedades físicas de los hidratos de gas natural (HGN) se asemejan a aquellas del hielo, con dos importantes excepciones: la conductividad térmica y la constante dieléctrica son bastante menores en los hidratos (tabla 2).

**Tabla 2.** Propiedades físicas de los hidratos puros y el hielo.

| Propiedad                                                                | Hielo | Hidrato  |          |
|--------------------------------------------------------------------------|-------|----------|----------|
|                                                                          |       | I        | II       |
| Constante dieléctrica a 273 K                                            | 94    | 58       | 58       |
| Tiempo de reorientación de la molécula de agua a 273 K ( $\mu\text{s}$ ) | 21    | 10       | 10       |
| Módulo de Young isotérmico a 268 °K ( $10^9$ Pa)                         | 9.5   | 8.4      | 8.4      |
| Módulo de compresión volumétrica a 272 °K                                | 8.8   | 5.6      | -        |
| Velocidad longitudinal del sonido a 273 °K velocidad (km/s)              | 3.8   | 3.3      | 3.8      |
| tiempo de tránsito ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )                           | 80    | 92       | -        |
| Relación de velocidad $V_p/V_s$ a 273 °K                                 | 1.88  | 1.95     | -        |
| Relación de Poisson                                                      | 0.33  | 0.33     | 0.33     |
| Módulo de corte a 272 °K                                                 | 3.9   | 2.4      | -        |
| Densidad volumétrica ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )                          | 0.916 | 0.912    |          |
| Coefficiente de expansión térmica lineal a 223 °K ( $10^{-5}$ °K)        | 5.8   | 10.4     | 6.4      |
| Compresibilidad volumétrica adiabática a 273 °K ( $10^{-11}$ Pa)         | 12    | 14       | 14       |
| Conductividad térmica a 263 °K (W/m-K)                                   | 2.23  | 0.49±0.2 | 0.51±0.2 |

**Modificada.** Publicada por Prenskey, Stephen. Physical Properties of Gas Hydrate. [Online]. <http://www.netl.doe.gov/scnglhydrate/about-hydrates/physical-properties.htm>

La determinación de las propiedades físicas de los hidratos en ambientes naturales se basa en medidas realizadas en: muestras recobradas en programas de perforación en aguas profundas, registros eléctricos, de densidad, sísmicos, en análisis magnéticos, y a partir de hidratos obtenidos en laboratorio. Aunque los hidratos han sido observados en estado natural (en corazones y en afloramientos en el fondo marino), mucha de la información está basada en evidencia indirecta (registros acústicos, sísmicos y análisis geofísicos).

La tabla 3 resume algunos valores para las propiedades acústicas de hidratos puros, sedimentos saturados de agua, sedimentos saturados de hidratos y sedimentos saturados de gas; y la tabla 4 muestra valores para algunas propiedades, obtenidos mediante registros en sedimentos saturados de agua y sedimentos saturados de hidratos.

**Tabla 3.** Propiedades acústicas de los sedimentos con presencia de hidratos.

| Parámetro                                 | Saturados de agua | Saturados de Hidratos | Hidratos puros | Saturados de gas |
|-------------------------------------------|-------------------|-----------------------|----------------|------------------|
| Onda compresional Vp (Km/s)               | 1.6 - 2.5         | 2.05 - 4.5            | 3.25 - 3.6     | 0.16 - 1.45      |
| Tiempo de tránsito (μ/ft)                 | 190 - 122         | 149 - 68              | 94 - 85        | 1910 - 210       |
| Onda de corte Vs (Km/s)                   | 0.38 - 0.39       | 0.14 - 1.56           | 1.85           | —                |
| Tiempo de tránsito (μ/ft)                 | 800 - 780         | 2180 - 195            | 185            | —                |
| Densidad volumétrica (g/cm <sup>3</sup> ) | 1.26 - 2.42       | 1.26 - 2.42           | —              | —                |

**Modificada** Publicada por Prenskey, Stephen. Physical Properties of Gas Hydrate. [online]. <http://www.netl.doe.gov/Sl;nglhydrate/about-hydrates/physical-propertles.htm>

**Tabla 4.** Propiedades físicas de los sedimentos con presencia de hidratos (obtenidas a partir de registros).

| Propiedad                                                           | Saturado De Hidrato | Saturado de agua (promedio) |
|---------------------------------------------------------------------|---------------------|-----------------------------|
| <b>Velocidad acústica</b><br><b>Vp (Km/s)</b>                       | <b>3.6</b>          | <b>1.5-2.0</b>              |
| <b>Tiempo de tránsito (µs/ft)</b>                                   | <b>84.7</b>         | <b>203-152</b>              |
| <b>Resistividad (ohm-m)</b><br><b>Aparente</b>                      | <b>150</b>          | <b>1-3</b>                  |
| <b>Corregida</b>                                                    | <b>175</b>          |                             |
| <b>Densidad volumétrica (aparente)</b><br><b>(g/cm<sup>3</sup>)</b> | <b>1.04-1.06</b>    | <b>1.75</b>                 |
| <b>Porosidad Neutrón (% , unidades de caliza (limestone))</b>       | <b>50</b>           | <b>70</b>                   |

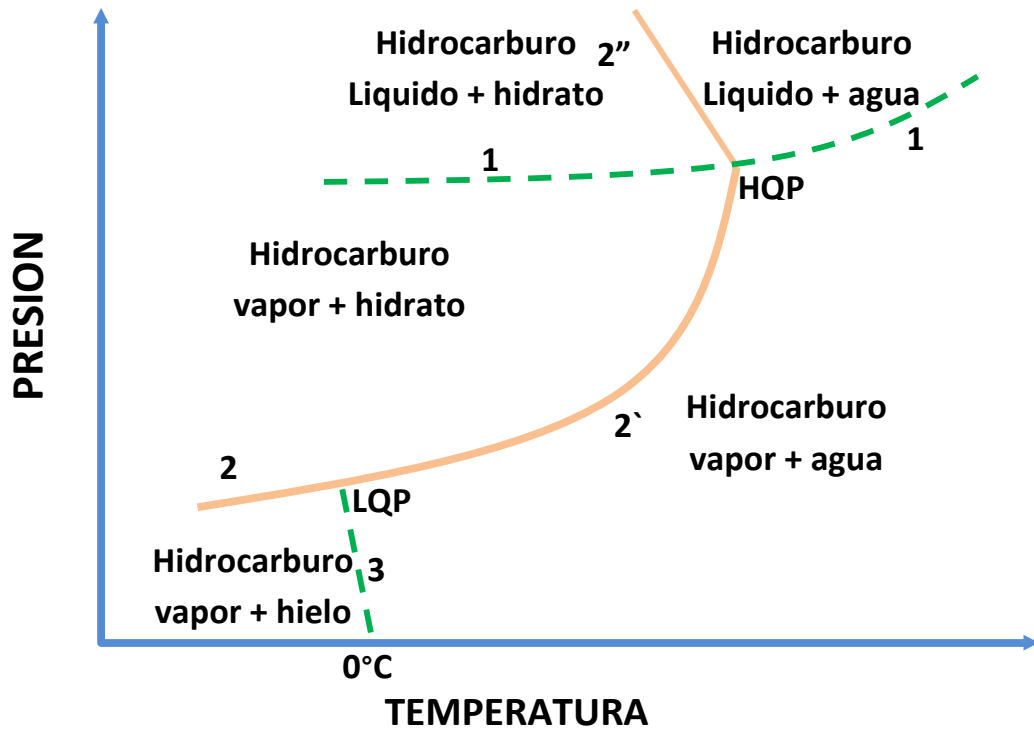
**Modificada.** Publicada por Prenskey, Stephen. Physical Properties of Gas Hydrate. [Online]. <http://www.netl.doe.gov/scnglhydrate/about-hydrates/physical-properties.htm>

#### 1.4 EQUILIBRIO DE FASES PARA LOS HIDRATOS DE GAS NATURAL

El comportamiento termodinámico de los HGN se puede describir a través de un diagrama de fase presión-temperatura, realizado para sistemas gas-agua, a condiciones por encima y por debajo de la región de hidratos. El equilibrio de fase de los HGN es bien definido y representa el grupo más importante de propiedades que difieren de aquellas del hielo.

En la figura.7 se representa un diagrama de fases típico de P-T, para un sistema de hidrocarburo puro y agua, en el que se alcanzan las condiciones de formación de hidratos.

Figura 7. Diagrama de fases P-T para un sistema de hidrocarburo



**Modificada.** Makogon, Y.F., Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, p. 118

La curva 1 representa la presión de vapor del hidrocarburo; la curva 2, 2' y 2'', delimitan la región de formación de hidratos, por debajo de esta curva y hacia la derecha, los hidratos no pueden formarse; el cambio de pendiente en LQP corresponde al cambio de fase de agua líquida a hielo; en el punto LQP (punto cuádruple bajo) coexisten las fases hidrocarburo gaseoso, agua líquida, hielo e hidrato. El cambio de pendiente en HQP, corresponde al cambio de fase del hidrocarburo; en el punto HQP (punto cuádruple alto) coexisten las fases hidrocarburo líquido, hidrocarburo vapor, agua líquida e hidrato y finalmente la curva 3, representa el equilibrio de fases sólido- líquido para el agua.

Las presiones y temperaturas de las líneas trifásicas: agua líquida-hidrato-hidrocarburo gaseoso e hielo-hidrato-hidrocarburo gaseoso, en el diagrama P-T, son de particular importancia, ya que demarcan los límites de formación/disociación de hidratos. Existen varios métodos para determinar las condiciones de equilibrio de fases de los hidratos, tales como: métodos gráficos, ecuaciones empíricas y la termodinámica estadística. Una de estas ecuaciones empíricas, aconsejable para cálculos ingenieriles, es la desarrollada por Kamath que relaciona la presión de equilibrio y la temperatura de la siguiente manera:

$$Pe[KPa] = \exp\left(a + \frac{b}{T(K)}\right)$$

En la tabla 5 se presenta las constantes a y b para diferentes gases puros y los rangos de temperaturas en los cuales son aplicables.

**Tabla 5.** Constantes para el cálculo de la presión de equilibrio utilizando la ecuación de Kamath.

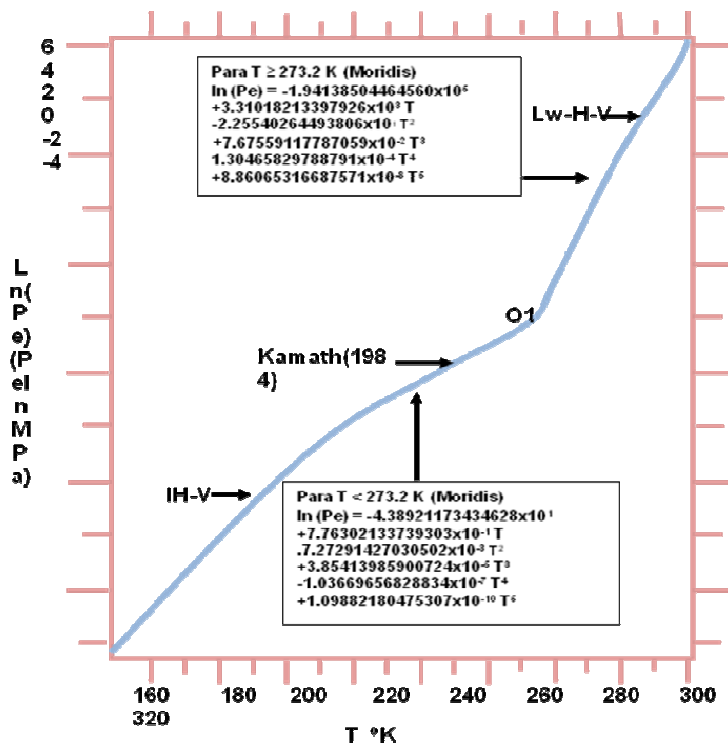
| COMPONENTE                | TIPO          | RANGO DE T (°C) | a             | b                  |
|---------------------------|---------------|-----------------|---------------|--------------------|
| <b>Metano</b>             | <b>Lw-H-V</b> | <b>0 a 25</b>   | <b>38.980</b> | <b>-8533.80</b>    |
| <b>I-H-V</b>              | <b>I-H-V</b>  | <b>-25 a 0</b>  | <b>14.717</b> | <b>-1886.79</b>    |
| <b>Etano</b>              | <b>Lw-H-V</b> | <b>0 a 14</b>   | <b>44.273</b> | <b>-10424.25</b>   |
| <b>I-H-V</b>              | <b>I-H-V</b>  | <b>-25 a 0</b>  | <b>17.511</b> | <b>-3104.54</b>    |
| <b>Propano</b>            | <b>Lw-H-V</b> | <b>0 a 5</b>    | <b>67.130</b> | <b>-16921.84</b>   |
| <b>I-H-V</b>              | <b>I-H-V</b>  | <b>-25 a 0</b>  | <b>17.156</b> | <b>-3269.65</b>    |
| <b>Isobutano</b>          | <b>Lw-H-V</b> | <b>0 a 1.5</b>  | <b>61.740</b> | <b>-1 5571 .43</b> |
| <b>I-H-V</b>              | <b>I-H-V</b>  | <b>-25 a 0</b>  | <b>18.950</b> | <b>-3887.32</b>    |
| <b>Dióxido de carbono</b> | <b>Lw-H-V</b> | <b>0 a 11</b>   | <b>44.580</b> | <b>-10246.28</b>   |
| <b>I-H-V</b>              | <b>I-H-V</b>  | <b>-25a0</b>    | <b>18.594</b> | <b>-3161.41</b>    |
| <b>Nitrógeno</b>          | <b>Lw-H-V</b> | <b>0 a 25</b>   | <b>34.828</b> | <b>-8266-10</b>    |
| <b>Acido sulfúrico</b>    | <b>I-H-V</b>  | <b>-25 a 0</b>  | <b>16.560</b> | <b>-3270.41</b>    |

Moridis obtuvo una expresión de regresión general a partir de los datos de equilibrio para el hidrato de metano, reportados por varios investigadores y

recopilados por Sloan. Las dos ecuaciones anteriores y los rangos de temperaturas en las cuales pueden ser aplicadas, son mostradas en la figura 8.

Para hidratos compuestos, la distribución de hidrocarburos en las fases gas e hidratos, pueden ser determinadas mediante el método de coeficientes de distribución de equilibrio (equilibrium distribution coefficient method) de Carson y Katz, ya que la disociación de los hidratos ocasiona un cambio continuo de la estequiometría.

**Figura 8.** Curva de equilibrio de un hidrato de metano.



**Modificada.** Moddis. G.J. Numerical Studies of Gas Production from Methane Hydrates. Calgary: SPE Gas Technology Symposium (30 April-May 2). Paper SPE 75891, 2002. p.

## 2. YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS

Los HGN pueden estar presentes en cualquier lugar de la naturaleza, donde se encuentren gas natural y agua, a bajas temperaturas y altas presiones: condiciones que se dan en dos ambientes terrestres que son: bajo los fondos oceánicos y bajo las zonas de hielos permanentes permafrost en ambientes polares.

La cantidad de metano existente en forma de hidratos es enorme, aunque la estimación de reservas es especulativa y fluctúa en un rango de  $1 \times 10^{17}$  a  $1 \times 10^{18}$   $\text{ft}^3$ .<sup>66</sup> Es probable que la cantidad real de gas en los campos de hidratos de gas natural (GHF) exceda ampliamente las reservas convencionales de gas, lo cual hace pensar que los hidratos pueden representar una fuente de energía casi inagotable, sin embargo, el trabajo realizado para evaluar el potencial de su producción es poco, además, es necesario resolver una gran cantidad de problemas técnicos para considerar los GHF como una opción energética viable.

En los yacimientos de hidratos de gas natural (YNHG), dependiendo de las condiciones termodinámicas, los hidrocarburos existen en hidratos sólidos, libres y disueltos en el agua de formación: los YNHG pueden estar litológicamente cubiertos o abiertos; equilibrados o sobre-enfriados; masivos; en una capa o multicapas, con o sin cubierta litológica separando las capas saturadas de hidratos; y pueden contener hidratos en un estado disperso, nodular o monolítico.

Los YNHG se encuentran en etapa de formación, estable, metaestable o disociándose; pueden tener presiones anómalamente altas o bajas, comparadas con la presión hidrostática; pueden estar en contacto con el fondo o el tope de yacimientos de gas libre o crudo.

---

<sup>66</sup> Tarun Grover; Natural Gas Hydrates – Issues For Gas Production and Geomechanical Stability. Pag. 191

R. D. Malone propuso una clasificación de los hidratos en el medio poroso, teniendo en cuenta la forma como los hidratos se presentan en el medio poroso, basándose en evidencias reales de los hidratos extraídos en todo el mundo y en años de investigación realizadas con el departamento de energía de los Estados Unidos (USDOE). Según ésta clasificación, los hidratos en el medio poroso pueden encontrarse como (ver figura 9):

**1. Hidratos finamente diseminados:** cuando el tamaño de la inclusión (cristal) de hidratos no excede el tamaño de los poros del medio, su naturaleza se debe a que posiblemente se formaron en el lugar de origen del gas. Hidratos de éste tipo se han encontrado en áreas pertenecientes al Golfo de México.

**2. Hidratos granulares diseminados:** el tamaño de la inclusión excede el tamaño del poro sin destruirlos.

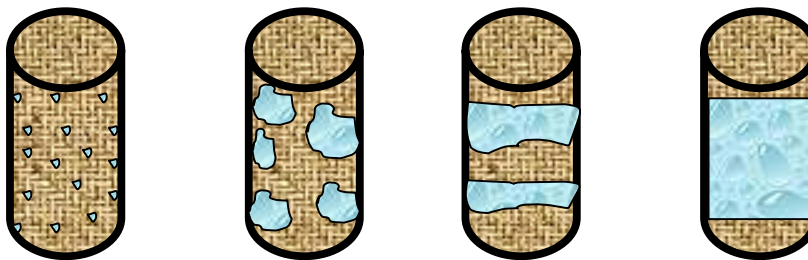
**3. Hidratos nodulares:** el tamaño de la inclusión varía desde varios milímetros hasta unos pocos centímetros, la formación de hidratos nodulares es acompañada por la destrucción del espacio poroso y los hidratos pasan a actuar como material cementante, su origen puede ser termogénico. Muestras de éste tipo han sido recobradas en la Cuenca Verde del Golfo de México.

**4. Hidratos laminados:** un crecimiento adicional de los nódulos ocasiona la formación de acumulaciones de hidratos en forma de láminas que pueden llegar a tener decenas de centímetros de espesor y varios metros de ancho. Tales hidratos se pueden encontrar separados por capas de sedimentos, de éste tipo se recuperaron en Blake-Bahama Ridge (USA).

**5. Hidratos masivos:** bajo condiciones favorables, las acumulaciones de hidratos pueden formar grandes depósitos que llegan a tener varios

metros de espesor y extenderse por cientos de metros, se cree que se forman a lo largo de una falla, empujando los sedimentos hacia los lados. El hidrato más representativo de éste tipo fue recobrado por el DSDP (Deep Sea Drilling Program) en el Middle America Trench (Océano Pacífico, Guatemala).

**Figura 9.** Clasificación de los hidratos en el medio poroso



a. Diseminados    b. Nodulares    c. laminados    d. Masivos

Fuente. Autores

## 2.1 LOCALIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS NATURAL

El conocimiento de la presencia de hidratos se debe a evidencias directas (corazones, afloramientos y otros) e indirectas (sísmica, registros, otros).

### 2.1.1 Ámbito mundial.

En la figura 10 se muestra la localización de los campos de hidratos de gas hasta ahora descubiertos alrededor del mundo, en la tabla 6 se tabulan las localizaciones donde se ha detectado la posible existencia de campos de hidratos de gas, el tipo de evidencia y la referencia del investigador.

**Figura 10.** Localización de los campos de hidratos de gas natural en el mundo.



**Fuente.** Timothy S. Collett United States Geological Survey Denver, Colorado, EUA, el creciente interés por los hidratos de gas, oilfield review.pdf

Al observar la tabla 6 se deduce que: la existencia de los yacimientos de hidratos es asumida teniendo en cuenta pocos elementos de evidencia directa y gran cantidad de evidencia indirecta; el número de campos de hidratos de gas, encontrados en los ambientes oceánicos es mayor que los encontrados en zonas continentales de hielos permanentes; los yacimientos en ambientes oceánicos se encuentra a lo largo de los márgenes continentales.

Un buen número de campos en ambientes oceánicos se encuentran ubicados en zonas ecuatoriales, donde no se esperarían la presencia de compuestos similares al hielo; esto se debe a que el equilibrio de fases del hidrato hace

posible la estabilidad a temperaturas mayores al punto de congelación del agua, cuando las presiones son altas.

**Tabla 6.** Localización de los posibles campos de hidratos de gas natural en el mundo, tipo de evidencia e investigador.

| <b>LOCALIZACIÓN</b>                                                  | <b>TIPO DE EVIDENCIA</b>                                                                 | <b>REFERENCIA</b>                                                                                                                                                                                                   |
|----------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Panamá (océano Pacífico)</b>                                      | <b>BSR<br/>Lit Rvw</b>                                                                   | <b>Shiple y colaboradores (1979)<br/>Krasn y Ciesnik (1986)</b>                                                                                                                                                     |
| <b>Chile (Valparaíso y Concepción)</b>                               | <b>BSR</b>                                                                               | <b>Dr. Díaz (octubre 2004)</b>                                                                                                                                                                                      |
| <b>Peru (Bahía de Bayóvar)</b>                                       | <b>BSR</b>                                                                               | <b>Petro-Tech Peruana (2005)</b>                                                                                                                                                                                    |
| <b>Uruguay (Cuenca Punta del Este)</b>                               | <b>BSR<br/>Corazones</b>                                                                 | <b>Cuenca de Pelotas(2007)</b>                                                                                                                                                                                      |
| <b>Guatemala (MAT)</b>                                               | <b>BSR<br/>Corazones<br/>Corazones<br/>Clorinidad<br/>Clorinidad<br/>Lit Rvw<br/>BSR</b> | <b>Shiple y colaboradores (1979)<br/>Hamson y Cuilale (1982)<br/>Kvenvolden y Mc Donald(1985)<br/>Hesse y Hamson (1981)<br/>Hamson y Cunale (1982)<br/>Hamson y Cunale (1982)<br/>Shiple y colaboradores (1979)</b> |
| <b>México (MAT)</b>                                                  | <b>Corazones<br/>Lit Rvw</b>                                                             | <b>Shiple y Didyk (1982) Finley y Krasn (1986)</b>                                                                                                                                                                  |
| <b>México (Golfo de California. Cuenca Guaimas)</b>                  | <b>BSR</b>                                                                               | <b>Londsale (1985)</b>                                                                                                                                                                                              |
| <b>Cuenca del río Anguila (California)</b>                           | <b>BSR<br/>Corazones<br/>Lit Rvw</b>                                                     | <b>Field y Kvenvolden (1985)<br/>Brooks y colaboradores (1991)<br/>Krasn y Ciesnik (1986)</b>                                                                                                                       |
| <b>Oregon EE.UU. (Cuenca Cascadia)</b>                               | <b>BSR<br/>Corazones</b>                                                                 | <b>Moore (1992); Vuan (1996)<br/>Westbrook y colaboradores (1994)</b>                                                                                                                                               |
| <b>Isla de Vancouver (Cuenca Cascadia)</b>                           | <b>BSR</b>                                                                               | <b>Davis y colaboradores (1990)<br/>Hynd man y Spence (1992)</b>                                                                                                                                                    |
| <b>Alaska (E. Aleutiari Trench)<br/>Alaska (Mid Aleutian Trench)</b> | <b>BSR<br/>BSR<br/>Clorinidad<br/>Lit Rvw</b>                                            | <b>Kvenvolden y Von Heune (1985)<br/>McCarthy y colaboradores(1984)<br/>Hesse y Hamson (1981)<br/>Krasn y Ciesnik (1987)</b>                                                                                        |

|                                                                       |                                            |                                                                                                                                                                        |
|-----------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Alaska (Mar de Benng)</b>                                          | <b>VAMPS</b>                               | <b>Scholl y Cooper (1978)</b>                                                                                                                                          |
| <b>Alaska (Beringian Margin)</b>                                      | <b>BSR<br/>Lit Rvw</b>                     | <b>Carison y colaboradores (1985)<br/>Krason y Ciesnik (1987)</b>                                                                                                      |
| <b>Corxiillera Shirshov (URSS)</b>                                    | <b>BSR</b>                                 | <b>Saltikova y colaboradores (1987)</b>                                                                                                                                |
| <b>Isla Paramushir (Mar Okhotsk)</b>                                  | <b>Corazones</b>                           | <b>Zonenshayn y colaboradores (1987)</b>                                                                                                                               |
| <b>Japón (Mar de Japón)</b>                                           | <b>Corazones</b>                           | <b>Tamake y colaboradores (1990)</b>                                                                                                                                   |
| <b>Japón (Japón Trench)</b>                                           | <b>Clonnidad</b>                           | <b>Moore y Gieskes (1980)</b>                                                                                                                                          |
| <b>Canal Nankay de Japón</b>                                          | <b>BSR</b>                                 | <b>Auki y colaboradores (1983)<br/>Tamano y colaboradores (1984)</b>                                                                                                   |
|                                                                       |                                            |                                                                                                                                                                        |
| <b>Peru-Chile (Trench off Chile)<br/>Peru-Chile (Trench Off Peru)</b> | <b>BSR<br/>BSR<br/>Corazones</b>           | <b>Cande y colaboradores<br/>Miller y colaboradores<br/>Kvenvolden y Kastner (1990)</b>                                                                                |
| <b>Isla Sahkalin (RUSIA)</b>                                          | <b>Corazones</b>                           | <b>Ginsburg y colaboradores (1988)</b>                                                                                                                                 |
| <b>Argentina (cuenca central Argentina)</b>                           | <b>BSR</b>                                 | <b>Manley y Flood (1988)</b>                                                                                                                                           |
| <b>Brasil (Amazon Fan)</b>                                            | <b>BSR</b>                                 | <b>Manley y Flood (1988)</b>                                                                                                                                           |
| <b>Cuenca Colombia (Colombia Panamá)</b>                              | <b>BSR<br/>Lit Rvw<br/>BSR</b>             | <b>Shiple y colaboradores (1979)<br/>Finley y Krason (1986)<br/>Minshull y colaboradores (1994)<br/>Shiple y colaboradores (1979)</b>                                  |
| <b>Golfo de México (México)</b>                                       | <b>Lit Rvw</b>                             | <b>Hedberg (1980) Krason y colaboradores (1985)</b>                                                                                                                    |
| <b>Golfo de México (USA)</b>                                          | <b>Corazones<br/>Lit Rvw<br/>BSR</b>       | <b>Brooks y colaboradores (1984, 1986)<br/>Pflaum y colabores (1986)<br/>Brooks y Bryant (1985)<br/>Markl y colaboradores (1970)<br/>Shiple y colaboradores (1979)</b> |
| <b>Cordillera Blake Outer (USA)</b>                                   | <b>Corazones<br/>Clonnidad<br/>Lit Rvw</b> | <b>Dillon y colaboradores (1980)<br/>Kvenvolden y Bamard (1983)<br/>.Jenden y Gieskes (1983)<br/>Krason y Ridley (1985)</b>                                            |
| <b>Labrador Shelf off Newfoundland</b>                                | <b>BSR<br/>Lit Rvw</b>                     | <b>Taylor y colaboradores (1979)<br/>Krason y Rudloff (1985)</b>                                                                                                       |
| <b>Crimen, ucrania (Mar Negro URSS)</b>                               | <b>Lit Rvw</b>                             | <b>Kremlev y Ginsburg (1989)<br/>Konyukhov y colaboradores</b>                                                                                                         |

|                                            |                  |                                                                         |
|--------------------------------------------|------------------|-------------------------------------------------------------------------|
|                                            |                  | <b>(1990) Ciesnik y Krason (1987)</b>                                   |
| <b>Caucaso, URSS (Mar Negro)</b>           | <b>BSR</b>       | <b>Nomokonov y Stupak (1988)<br/>Gorchilin y Lebedev (1991)</b>         |
| <b>Golfo de Omán</b>                       | <b>BSR</b>       | <b>White (1979)</b>                                                     |
| <b>Mar Beafort de Alaska</b>               | <b>BSR</b>       | <b>Grantz y Dintel (1980)<br/>Andreassen y colaboradores<br/>(1995)</b> |
| <b>Mar Beafort de Alaska</b>               | <b>Registros</b> | <b>Weaver y Stewart (1982)</b>                                          |
| <b>Cuenca Svedrup de Canadá</b>            | <b>Registros</b> | <b>Judge (1982)</b>                                                     |
| <b>Noruega (Mar Barents)</b>               | <b>BSR</b>       | <b>Andreassen y colaboradores<br/>(1990)</b>                            |
| <b>Svalbard (estrecho Fram)</b>            | <b>BSR</b>       | <b>Eiken y Linz (1989) Andreassen<br/>y Hansen (1995)</b>               |
| <b>Wilkes Land Margin de<br/>Antártica</b> | <b>BSR</b>       | <b>Kvenvolden y colaboradores<br/>(1987)</b>                            |

## **2.2 RESERVAS DE GAS EN YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS NATURAL**

Existen dos puntos de vista acerca de la magnitud de las reservas de gas en YNHG: el primero afirma que deben ser ignoradas debido a que están muy dispersas y el recobro es difícil; el otro considera que los YNHG están presentes en todas las regiones termodinámicamente estables de los océanos (90% del área de los océanos) y de hielos permanentes.

### **2.2.1 Ámbito mundial.**

Los estimativos de los recursos de gas en YNHG son altamente especulativos y variables debido al esparcimiento de los datos de campo y a la confiabilidad de las evidencias. Además, el conocimiento de su ocurrencia es incompleto y los métodos de estimación de reservas utilizados son pobres. La tabla 7 presenta estimativos de las reservas mundiales de gas en YNHG realizadas por diferentes investigadores.

**Tabla 7.** Diferentes estimativos de las posibles reservas de gas en yacimientos de hidratos.

| REFERENCIA                 | Reservas de gas en hidratos permafrost (continentales) m <sup>3</sup> | Reservas de gas en hidratos oceánicos m <sup>3</sup> |
|----------------------------|-----------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| Troflmuk (1977)            | 5.7 X 10 <sup>13</sup>                                                | 5-25 X 10 <sup>15</sup>                              |
| Mclver (1981)              | 3.1 X 10 <sup>13</sup>                                                | 3.1 X 10 <sup>15</sup>                               |
| Dobrynin (1981)            | 3.4 X 10 <sup>16</sup>                                                | 7.6 X 10 <sup>18</sup>                               |
| Meyer (1981)               | 1.4 X 10 <sup>13</sup>                                                |                                                      |
| Makagon (1988)             | 1.0 X 10 <sup>14</sup>                                                | 1.0 X 10 <sup>16</sup>                               |
| Kvenvolden (1988)          |                                                                       | 1.8 X 10 <sup>16</sup>                               |
| MacDonald (1990)           | 7.4 X 10 <sup>14</sup>                                                | 2.1 X 10 <sup>16</sup>                               |
| Gornitz y Fung (1994)      |                                                                       | 2.6-12.9 X 10 <sup>16</sup>                          |
| Ginsburg y Soloviev (1995) |                                                                       | 1 X 10 <sup>15</sup>                                 |
| Kvenvolden (2004)          |                                                                       | 7.600 x 10 <sup>15</sup> - 0,2 x 10 <sup>15</sup>    |
| Milkov (2004)              |                                                                       | 1 - 5 x 10 <sup>15</sup>                             |
| Makogon (2007)             |                                                                       | 15 x 10 <sup>15</sup>                                |

**Fuente.** Milkov (2004). Hidratos de metano potencial recurso energético, centro de innovación y conocimiento CICE-ENAP.

Como se puede observar en la tabla 7, las estimaciones de las reservas mundiales de gas en YNHG varían entre  $7,6 \times 10^{18} \text{ m}^3$  ( $2,7 \times 10^{20} \text{ ft}^3$ ), valor máximo reportado por Dobrynin (1981), quien aparentemente asumió que los hidratos pueden existir en cualquier lugar donde se den las condiciones termodinámicas adecuadas; y  $1 \times 10^{15} \text{ m}^3$  ( $3,5 \times 10^{16} \text{ ft}^3$ ), valor reportado por Ginsburg y Soloviev (1995). Los estudios recientes proporcionan datos más realistas y a pesar de ser menores, convergen a grandes volúmenes de reservas, convirtiendo los YNHG en potenciales fuentes de energía.

Los valores reportados por Trofimuk y colaboradores en 1977 ( $5-25 \times 10^{15} \text{ m}^3$ ) fueron obtenidos considerando factores limitantes tales como: disponibilidad de metano, porosidad máxima, porcentajes de materia orgánica,

espesor de los sedimentos, historia térmica de las regiones, entre otras. Kvenvolden estimó que las reservas de gas en YNHG exceden ampliamente las reservas de gas en yacimientos convencionales, además, afirmó que el carbono contenido en YNHG ( $1 \times 10^4$  Gt; Gt =  $10^{15}$  g) duplica el carbono contenido en las reservas brutas de todos los combustibles fósiles convencionales (gas, petróleo y carbón).

Ginsburg y Soloviev (1995) sugirieron que los recursos de gas podrían ser menores respecto al consenso general, ellos notaron que el contenido de hidratos en los sedimentos y la continuidad regional de los GHF fueron exagerados en las estimaciones precedentes. Sin embargo, aunque su estimativo es el más conservativo, sugiere grandes reservas de gas ( $1 \times 10^{15}$  m<sup>3</sup>).

### **2.2.2 Ámbito nacional.**

Los cálculos de reservas de gas en YNHG de la Cuenca Colombia fueron realizados por Gómez y León<sup>77</sup>, de forma general y aproximada debido a la falta de perforaciones exploratorias que permitan tener un claro conocimiento de la geología y propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, saturaciones) en la región.

El cálculo de reservas se realizó con el objetivo de estimar el potencial de la zona (de posible presencia de hidratos) como fuente de gas, la porosidad utilizada fue obtenida de pozos perforados por el ODP en inmediaciones de la zona de estudio la saturación de hidratos utilizada fue del 30% debido a que se ha determinado que es la saturación mínima necesaria para que el BSR sea evidente.

---

<sup>77</sup> Gómez Rosales, Carlos Manuel y León Herrera, Javier. Recuperación de gas metano en yacimientos de hidratos de gas en la cuenca Colombia como futura fuente de energía.

Gómez y León realizaron tres estimativos de reservas considerando que los hidratos se pueden extender desde la base detectada con el BSR hasta el fondo marino (panorama optimista); según algunos investigadores, el espesor de la zona de hidratos es afectado por la geología del área y en la mayoría de los casos el espesor no se extiende hasta el fondo marino, por lo tanto se tomó un espesor igual a la mitad del espesor entre el BSR y el fondo marino (panorama medio); y un espesor constante 50 m (panorama pesimista). Teniendo en cuenta la dificultad para delimitar un área específica, las reservas de gas fueron estimadas por unidad de área ( $\text{Km}^2$ ) las estimaciones reportadas oscilan entre 300 y 500 GPCS/ $\text{km}^2$  para el panorama optimista, de 150 a 250 GPCS/ $\text{km}^2$  para el panorama intermedio y para el panorama bajo se estimaron reservas de 28.91 GPCS/ $\text{km}^2$ . Además las reservas de gas en forma de hidratos, es importante tener en cuenta que en la mayoría de los casos se encuentra atrapado gas libre o petróleo bajo la capa de hidratos.

Krason y Finley (1986) reportaron que los BSR relacionados con campos de hidratos de gas en la Cuenca Colombia se extienden en un área de aproximadamente 30000  $\text{km}^2$ , por lo tanto, teniendo en cuenta las estimaciones obtenidas por Gómez y León para el panorama más conservativo, las reservas de gas en forma de “hidratos estarían por el orden de 867000 GPCS (867 TPCS).

Krason (1994) estimó que el área de la cuenca Colombia con posible presencia de hidratos podría contener alrededor de 1000 TPCS de gas metano, valor que coincide con el rango de estimaciones de Gómez y León. Cualquiera de las dos estimaciones supera ampliamente las reservas probadas (aproximadamente 7 TPCS) y el potencial de reservas de gas para Colombia a partir de fuentes convencionales (70 TPCS).

## **2.3 CONDICIONES PARA LA FORMACIÓN DE HIDRATOS EN AMBIENTES NATURALES**

Para que los HGN se formen en ambientes naturales (rocas sedimentarias) es necesario que el gas y el agua se encuentren a condiciones de presión y temperatura dentro de la región de equilibrio termodinámico de los hidratos. La formación de YNHG se asocia con el origen del gas formador que puede generarse básicamente a partir de dos procesos geoquímicos distintos: biogénico y termogénico.

Los gases de origen biogénico son generados a bajas temperaturas por la descomposición de materia orgánica causada por microorganismos anaeróbicos, siendo el origen más común de los YNHG.

Los gases termogénicos son producidos por un proceso de catágenisis, caracterizado por altas temperaturas (mayores a 373 K) y altas presiones en las que también se producen cantidades relativas de etano e hidrocarburos más pesados. La generación termogénica es más común en la formación de yacimientos de gas convencional y su relación con los hidratos solo es posible cuando los gases migran hacia regiones donde las condiciones son propias para la formación de hidratos.

La formación de hidratos en ambientes naturales se presenta de dos tipos:

**1. Formación de hidratos a partir de gas disuelto**, cuando la tasa de formación depende del flujo difusivo de gas desde el agua adyacente: las moléculas de gas disueltas en el agua se transforman en hidrato encontrando solamente la resistencia difusiva del agua líquida, la cual está en contacto con la superficie de crecimiento del hidrato.

**2. Formación de hidratos a partir de gas libre** en el espacio poroso (transformación de yacimientos de gas o condensados en hidratos, causado por el cambio en las condiciones termodinámicas): las moléculas de gas libre contenidas en el espacio poroso deben vencer la resistencia difusiva de crecimiento del hidrato en el límite entre la burbuja de gas y el agua.

Los GHF se forman principalmente mediante el primer tipo, ya que no requieren de cubierta litológica impermeable para su formación, puesto que a medida que se forman bloquean el flujo difusivo de los gases.

### **2.3.1 Zona de formación de hidratos.**

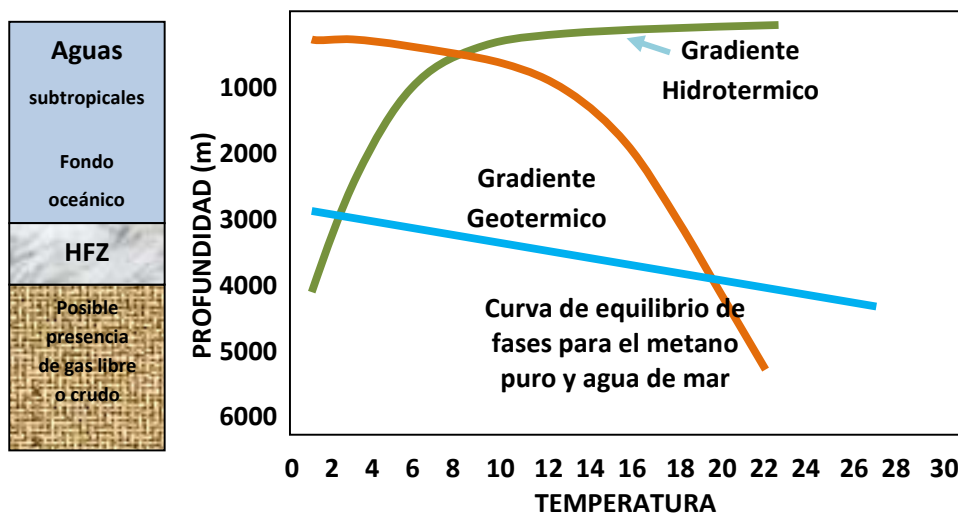
Se llama zona de formación de hidratos (HFZ) a un estrato de roca permeable, usualmente sedimentaria, cuya presión y temperatura corresponden a las condiciones de estabilidad de los hidratos. Los hidratos pueden existir en un amplio rango de temperaturas, 35 a 330 K (-395 a 135 °F), en condiciones de alto vacío y a presiones por encima de 1700 MPa (245000 Psi). Los HGN, principalmente de metano, son de interés a presiones entre 2 y 50 MPa (290 a 7200 Psi) y a temperaturas de 264 a 300 K (15 a 80 °F), más allá de estas temperaturas, los YNHG contienen cantidades de metano insignificantes. Debido a su baja permeabilidad, los hidratos de gas actúan en muchos casos como roca sello, por lo tanto es muy común encontrar yacimientos de gas libre y de crudo bajo la capa de hidratos.

El tamaño de la HFZ depende en cada caso de las condiciones termodinámicas, de la composición del gas y el contenido de sal del agua de formación. Las características termodinámicas de la mayoría de rocas sedimentarias que cubren el planeta corresponden a condiciones de acumulación de hidratos y se presume la existencia de estos en un 25% de la cubierta terrestre (regiones de hielos permanentes) y en un 70% de los fondos marinos.

### 2.3.1.1 Zona de formación de hidratos en ambientes del fondo oceánico.

Las condiciones de presión y temperatura bajo las aguas del Ártico, a profundidades mayores de 335 m (1100 pies) y en aguas de mares tropicales a profundidades mayores de 610 m (2000 pies) son adecuadas para la formación de HGN, sin embargo, se debe tener en cuenta que la profundidad mínima para la formación de hidratos depende del gradiente hidrotérmico y de la temperatura ambiente para cada región en particular. El límite superior de HFZ corresponde al fondo marino y el límite inferior dentro de los sedimentos; el espesor real de la HFZ está localizado entre el fondo oceánico y el punto bajo de intersección del gradiente geotérmico con la curva de equilibrio de fases para el hidrato (figura 11).

**Figura 11.** Esquema para la determinación de la HFZ en ambientes oceánicos.



**Modificada de:** Makogon, Y.F., Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, p. 202

La figura 11 es un esquema para la determinación de la HFZ en ambientes marinos, se elaboró para una profundidad del fondo oceánico de 3000 m, con una

temperatura del fondo de 1.6 °C y un gradiente geotérmico de 2.5 °C/100 m. Para determinar el espesor de la HFZ y la profundidad de la base de estabilidad del hidrato a una determinada profundidad del fondo oceánico es necesario calcular la temperatura del agua en el fondo marino (según el gradiente hidrotérmico de la región). Los sedimentos cerca al fondo usualmente son muy permeables, por lo tanto, la presión en los sedimentos puede suponerse igual a la presión hidrostática; teniendo en cuenta ésta suposición, la escala de presión para la curva de equilibrio de fases del hidrato (de metano) se convierte a profundidad.

La intersección del gradiente hidrotérmico con la curva de equilibrio de fases (figura 11) corresponde a la mínima profundidad del agua a la cual el hidrato puede ser estable; valor que depende del gradiente hidrotérmico y la temperatura ambiente. Los hidratos son estables desde el fondo marino hasta una profundidad de los sedimentos donde la temperatura exceda la temperatura de estabilidad del hidrato, profundidad que corresponde a la intersección del gradiente geotérmico con la curva de equilibrio de fases del hidrato.

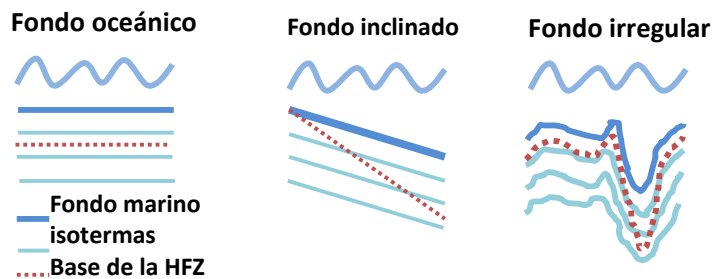
La profundidad de la base de HFZ depende de la temperatura del fondo Oceánico, del gradiente geotérmico, de la composición del gas y de la salinidad del agua de formación. Por ejemplo, la profundidad de la base de la HFZ incrementa con el aumento de la profundidad del fondo marino y con el aumento del gradiente hidrotérmico (fondo marino más frío); disminuye con el aumento del gradiente geotérmico. La profundidad de la base de la zona de estabilidad del hidrato depende también de la morfología del fondo así<sup>8</sup>;

---

<sup>8</sup> Makogon, Y. F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books. p. 132.

Cuando el piso oceánico es llano la base del hidrato es paralela a las líneas isotérmicas; cuando el fondo es liso e inclinado la base del hidrato cortará las neas isotérmicas; y cuando el piso es irregular la profundidad de las líneas isotérmica es variable, por lo tanto, el espesor de la HFZ será variable (figura 12).

**Figura 12.** Profundidad de la base de profundidad y forma *del* fondo marino.

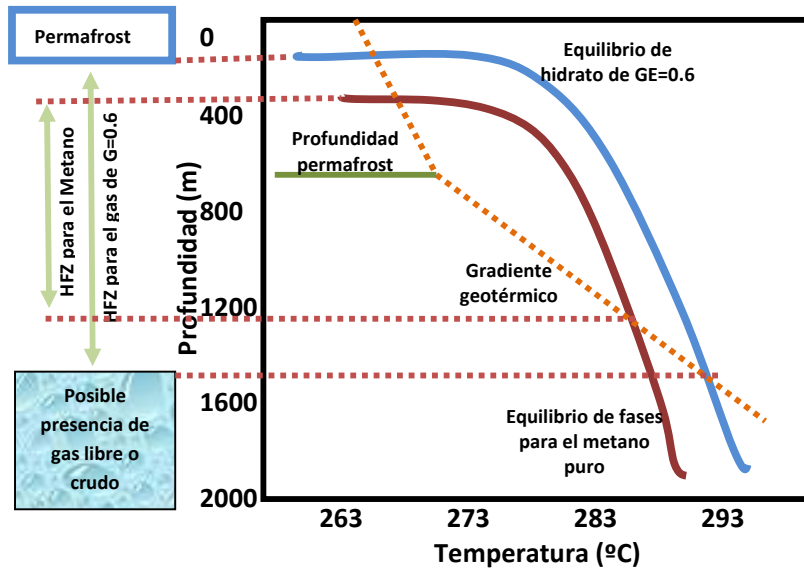


Fuente. Autores

### 2.3.1.2 Zona de formación de hidratos en ambientes permafrost.

La determinación de la HFZ en regiones permafrost tiene algunas diferencias con respecto a la HFZ en ambientes oceánicos. La figura 13 presenta un esquema para la determinación de la HFZ para el hidrato de metano y un gas de gravedad específica de 0.6.

**Figura 13** Esquema para la determinación de la HFZ en ambientes permafrost



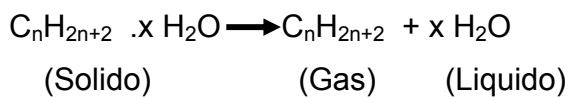
**Modificada.** Makogon, Y.F., *Hydrates of Hydrocarbons*. Tulsa: PennWell Books, p. 225

La línea a trazos de la figura 13 representa el gradiente térmico en función de la profundidad de los sedimentos; la pendiente del gradiente presenta un cambio en la base *permafrost*, donde el cambio en la conductividad térmica de los sedimentos genera gradientes térmicos diferentes; la presión fue convertida en profundidad para dibujar las curvas de equilibrio del hidrato para el metano y el gas de gravedad específica 0.6.

La HFZ está determinada entre los puntos de intersección de la curva de equilibrio de fases con la curva del gradiente térmico. Como puede observarse en la figura 13, la composición del gas afecta considerablemente el espesor de la HFZ. Para determinar la HFZ, es necesario conocer los gradientes geotérmicos, junto con: la salinidad del agua de formación, composición del gas y profundidad de la base permafrost.

### 3. ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS NATURAL

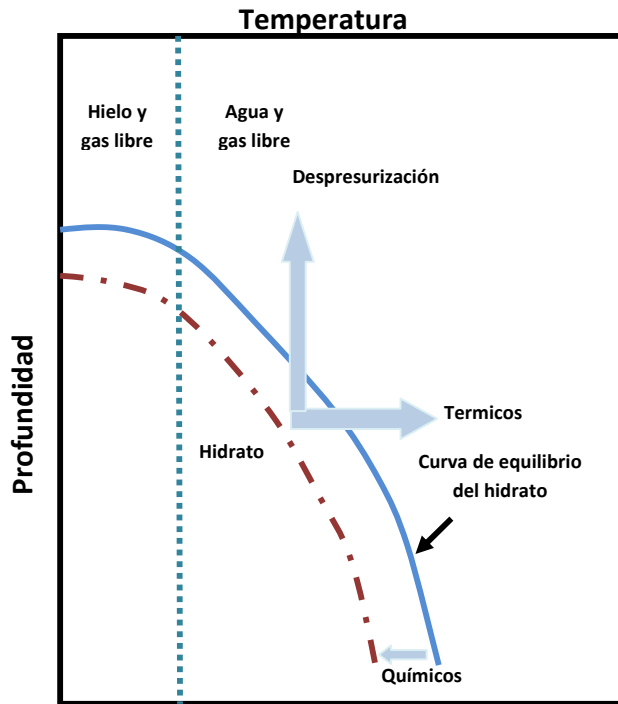
Los **HGN** se encuentran en estado sólido (inmóviles e impermeables), por lo que es necesario descomponerlos en gas y agua (disociación) para su posterior producción. La siguiente ecuación representa la disociación de los HGN.



Un valor típico de x (número de moles de agua por mol de gas en la fase hidrato) para el hidrato de metano es 6.3. La energía requerida para producir gas a partir de hidratos representa alrededor del 7-8% del valor de calentamiento del gas producido, pero la relación exacta entre la energía requerida y la energía recobrada depende del esquema de recuperación utilizado y de las pérdidas de calor provocadas por la transferencia de calor hacia la fase hidrato.

La disociación es más compleja que los procesos de fundición o sublimación, ya que incluye la presencia de tres fases: gas, agua e hidrato, para realizar la disociación existen tres procesos fundamentales (figura 14): disminución de la presión del sistema por debajo de la presión de equilibrio a la temperatura presente (despresurización); calentamiento del yacimiento arriba de la temperatura de disociación del hidrato para la presión existente (térmicos) e inyección de inhibidores de formación de hidratos (químicos). En la práctica estos procesos pueden ser combinados para obtener los diversos esquemas de explotación de los YNHG.

**Figura 14.** Posibles procesos para la disociación de los hidratos in situ.



**Modificada.** Makogon, Y.F., Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, p. 176

El proceso usado para disociar el hidrato en agua y gas libre y la posterior producción usando métodos regulares, definen los esquemas de desarrollo de los YNHG. Es de primordial importancia conocer las implicaciones ambientales de los YNHG y su explotación.

### **3.1 ESQUEMAS DE DESPRESURIZACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS**

Los esquemas de despresurización consisten en reducir la presión de los fluidos asociados a los YNHG por debajo del valor de equilibrio trifásico (vapor hidrocarburo, agua líquida e hidrato), para lograr la descomposición del hidrato en gas y agua (figura 14). El calor requerido para la descomposición del hidrato

proviene del calor sensible del yacimiento y de las formaciones adyacentes, como resultado del gradiente de temperatura originado por el carácter endotérmico del proceso de disociación, de ésta manera se eliminan las pérdidas de calor, las cuales pueden ser significantes en esquemas de estimulación térmica.

El proceso por el cual el calor es transferido al hidrato puede ser visualizado de la siguiente manera: primero se reduce la presión del gas sobre los hidratos; después que la presión cae abajo de la presión de equilibrio de los hidratos se inicia su disociación; a medida que transcurre el proceso se produce el enfriamiento debido a la naturaleza endotérmica del proceso. Los hidratos continúan disociándose hasta que el gas generado levanta la presión por encima de la presión de disociación para la nueva temperatura, la cual es ahora más fría. De ésta forma se origina un gradiente de temperatura entre los hidratos y el medio circundante y el calor fluye hacia los hidratos. Reduciendo la presión mediante la remoción del gas generado los hidratos continúan disociándose y enfriándose manteniendo el gradiente de temperatura y el flujo de calor, por lo tanto, la disociación del hidrato es función de la tasa de transferencia de calor.

La producción de gas a partir de YNHG por despresurización en el campo Messoyakhi es la única prueba de la explotación de éste tipo de yacimientos, con lo cual se prueba que la despresurización es un proceso económicamente factible.

Para aplicar el esquema de despresurización se debe tener en cuenta la configuración física del yacimiento, la presencia y movilidad de las fases (tabla 8), la cual puede tener tres tipos básicos que son: yacimientos totalmente saturados de hidratos, yacimientos parcialmente saturados de hidratos y yacimientos de hidratos en contacto con una capa de gas libre (estratificados).

### **3.1.1 Yacimiento totalmente saturado de hidratos.**

Para despresurizar un yacimiento totalmente saturado de hidratos, debido a que no hay fases móviles, es necesario realizar un fracturamiento que permita una disociación inicial, seguidamente se procederá a retirar los fluidos disociados para obtener la despresurización.

➤ **Método de fracturamiento hidráulico para despresurización.**

Patric L. McGuire<sup>99</sup> desarrolló un esquema de descompresión que consiste en reducir la presión de fondo, de un pozo fracturado hidráulicamente, a un valor bajo (690 a 1380 kPa (100 a 200 Psia)). El hidrato de metano es inestable a baja presión e inicia a descomponerse, adsorbiendo calor sensible de los sedimentos circundantes, el gas disociado migra hacia el pozo a través de la fractura y es comprimido en superficie. Debido a la baja presión de producción, algunos fluidos pueden acumularse en el pozo, haciéndose necesario un sistema de levantamiento artificial. La figura 15 muestra una vista plana del esquema de fracturamiento.

---

<sup>99</sup> Guire, Patrick L. Recovery of Gas from Hydrate Deposits Using Conventional Technology. Pittsburgh: SPE/DOE Unconventional Gas Recovery Symposium of the Society of petroleum engineers (May 16-18), Paper SPE/DOE 10832, 1982.

**Tabla 8.** Fases presentes y su movilidad en el sistema poroso.

| <b>Caso</b> | <b>Hidrato</b> | <b>Agua</b> | <b>Gas libre</b> | <b>Hielo</b> | <b>Ocurrencia</b>                                                                                                                            | <b>Consecuencia</b>                                                                                           |
|-------------|----------------|-------------|------------------|--------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>1</b>    | <b>Hidrato</b> |             |                  |              | <b>El volumen poroso esta 100% lleno con hidratos</b>                                                                                        | <b>No hay fluidos móviles</b>                                                                                 |
| <b>2</b>    | <b>Hidrato</b> | <b>Agua</b> |                  |              | <b>Se presenta cuando los hidratos se forman por filtración de gas dentro de un acuífero en la zona de estabilidad de hidratos</b>           | <b>Los pozos no fluirán sin un suministro de energía en la vecindad del pozo</b>                              |
| <b>3</b>    | <b>Hidrato</b> |             | <b>Gas</b>       |              | <b>Esta situación se presentaría si el gas es generado in-situ, excediendo las cantidades requeridas para hidratar toda el agua presente</b> | <b>Al ventear el gas un volumen de hidratos puede exponerse a la disociación debido a la caída de presión</b> |
| <b>4</b>    | <b>Hidrato</b> |             |                  | <b>Hielo</b> | <b>Puede presentarse en regiones articas, bajo hielos permanentes</b>                                                                        |                                                                                                               |
| <b>5</b>    | <b>Hidrato</b> | <b>Agua</b> | <b>Gas</b>       |              | <b>Ocurre si hay componentes hidrocarburos en la fase gas los cuales no entran en la estructura del hidrato</b>                              | <b>Hay dos fases móviles y el hidrato</b>                                                                     |
| <b>6</b>    | <b>Hidrato</b> |             | <b>Gas</b>       | <b>Hielo</b> | <b>La misma situación anterior, pero con temperaturas por debajo del punto de congelación del agua</b>                                       |                                                                                                               |

**Fuente.** "Winkels, Wim J.A.M. and Drenth, Rik J. J. Thermal Reservoir Simulation Model of Production from Naturally Gccurring Gas Hydrate Accumulations. En: SPE Reservoir Evaluation & Eng. Houston. Vol. 3, No. 6 (December 2000), paper SPE 56550; p. 8

- **Técnica de fracturamiento hidráulico salino.** El esquema de descompresión para la explotación de YNHG tendrá un buen desempeño si es posible mantener alta permeabilidad de la fractura a bajas temperaturas. Los posibles problemas que impiden el uso de técnicas convencionales de fracturamiento en YNHG se deben a que generalmente se encuentran en formaciones no consolidadas, en arenas ligeramente consolidadas y gravas, que deben su resistencia mecánica a la presencia de los hidratos, en tales yacimientos la matriz podría simplemente colapsar sobre el material de soporte y la fractura desaparecería; aún sí la fractura pudiese conservarse abierta, el agua liberada por el fluido de fracturamiento y por el proceso de disociación puede congelarse disminuyendo la permeabilidad y en algunos casos llegando a taponar la fractura. Por lo tanto, el objetivo del fracturamiento hidráulico en YNHG, además de crear una fractura y mantenerla abierta con el material de soporte, debe mantener una alta permeabilidad impidiendo el congelamiento del agua.

**Figura 15.** Vista plana del modelo de descompresión mediante fracturamiento.



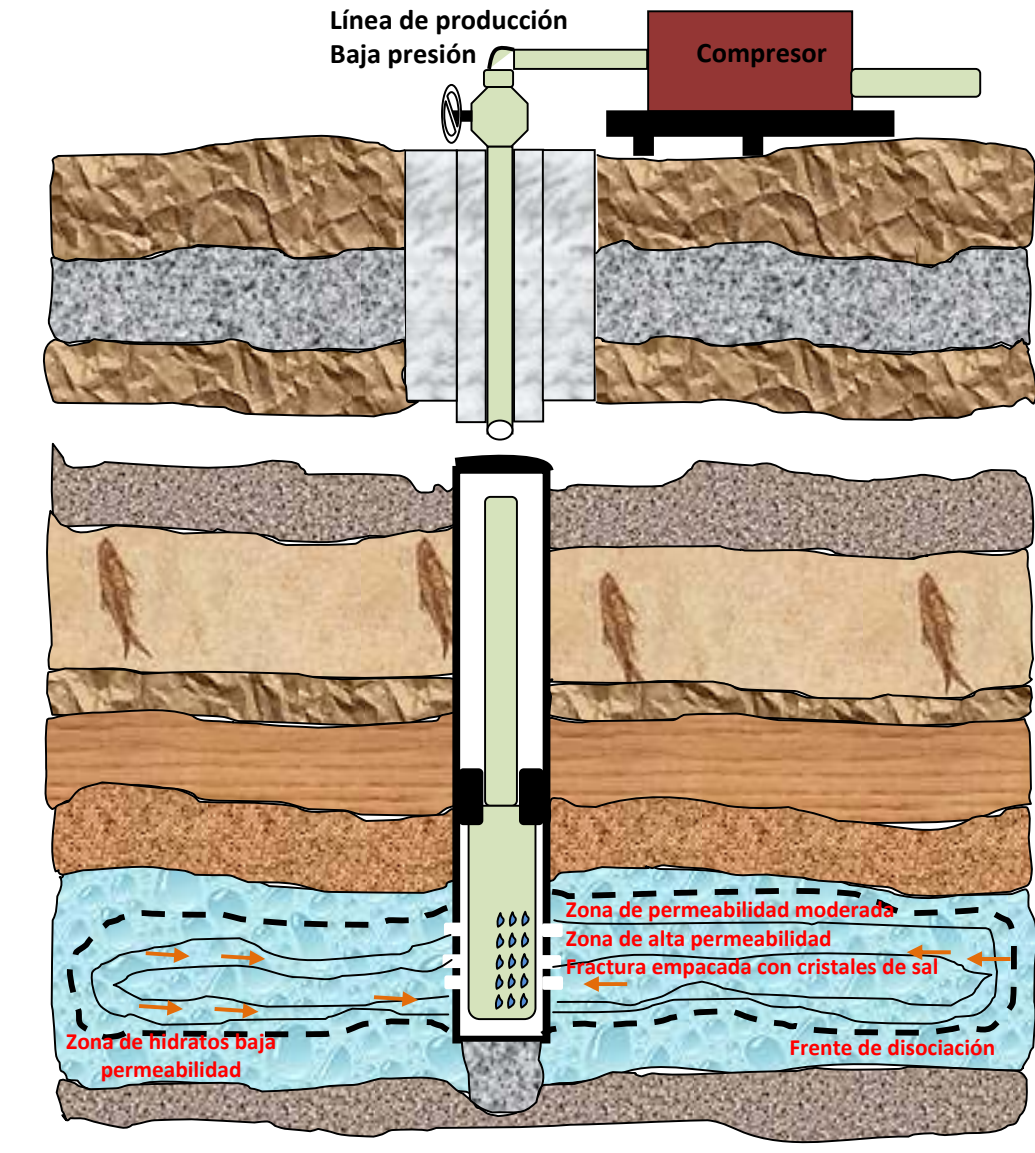
**Modificada.** Makogon, Y.F., Hydrates of Hydrocarbons. p.213

El fracturamiento hidráulico salino es diseñado para lograr éste propósito, asegurando que el contenido de sal en la fractura sea suficiente para impedir el congelamiento y la reformación del hidrato, además puede disociar los hidratos en las vecindades de la fractura. Si esto es obtenido, la permeabilidad en la fractura y sus vecindades proveerán un excelente camino de flujo para el gas disociado (figura 16).

El mejor fluido para realizar un fracturamiento hidráulico en un YNHG parece ser una salmuera supersaturada, viscosificada; usando cristales de sal como material de soporte. El fluido deberá usar preferiblemente sales de  $\text{CaBr}_2$  y/o  $\text{CaCl}_2$ , las cuales tienen punto de congelamiento extremadamente bajo, 190 y 218 K (-117 y -67 °F) respectivamente; y un polímero viscosificante que sea compatible con la salmuera y tenga buena reología. Deberá ser mezclado en superficie, al disolverse la sal, su calor de hidratación levanta la temperatura considerablemente permitiendo que el fluido disuelva grandes cantidades adicionales de sal; entonces se adiciona el polímero viscosificador junto con más sal; la salmuera supersaturada será bombeada hacia el pozo a altas tasas para crear una larga fractura en la zona de hidratos que es empaquetada con sal (figura 16).

La salmuera disocia los hidratos a lado y lado de la fractura creando un camino de flujo de alta permeabilidad y evitando la congelación de fluidos (figura 16). A medida que la salmuera se enfría el exceso de sal se precipita de la solución y junto con la sal de soporte actúan para mantener una alta concentración de sal en el camino de flujo, el alto contenido de sal, aún, si es diluido considerablemente por el agua liberada de la disociación, mantendrá el camino de flujo libre de congelamiento, asegurando que la fractura estimule efectivamente la disociación por largos periodos de tiempo. Si no fueran usadas grandes cantidades de sal el camino de flujo probablemente se congelaría, disminuyendo los beneficios de la fractura.

**Figura 16.** Producción de gas a partir de YNHG empleando la técnica fracturamiento hidráulico salino para despresurización.



**Modificada.** McGuire, Patrick L. Recovery of Gas from Hydrate Deposits Using Conventional Technology, paper SPEIDOE 10832

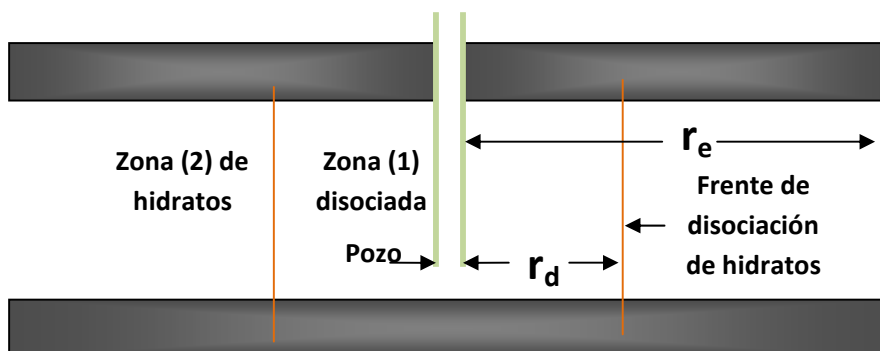
La producción de hidratos de gas por medio de despresurización sería una técnica factible si fuera posible mantenerse una alta permeabilidad de la fractura a

temperaturas por debajo de 273 K (32 °F), lo que es posible mediante la técnica de fracturamiento salino. El esquema de producción por despresurización parece ser el mejor método de producción de hidratos de gas natural, con el cual se podría recuperar grandes cantidades de gas, periodos de tiempo relativamente cortos, sin la utilización de grandes equipos.

### 3.1.2 Yacimiento parcialmente saturados de hidratos (gas libre inicial).

En éstos yacimientos el espacio poroso se encuentra inicialmente saturado de gas libre presurizado e hidratos estables. Al perforar un pozo y permitir el flujo del gas libre se logra la despresurización, debido a la caída de presión los hidratos cerca del pozo se desestabilizan y disocian. El proceso de disociación se expande radialmente alejándose del pozo a medida que transcurre el tiempo. Durante el proceso el yacimiento presenta dos zonas con diferentes fases; la zona más cercana al pozo contiene gas natural y agua líquida, mientras que la zona exterior de la interface (frente de disociación) contiene gas natural e hidrato (figura 17).

**Figura 17.** Esquema de despresurización de un yacimiento parcialmente saturado de hidratos.



**Modificada.** Makogon, Y.F., Hydrates of Hydrocarbons. pdf.

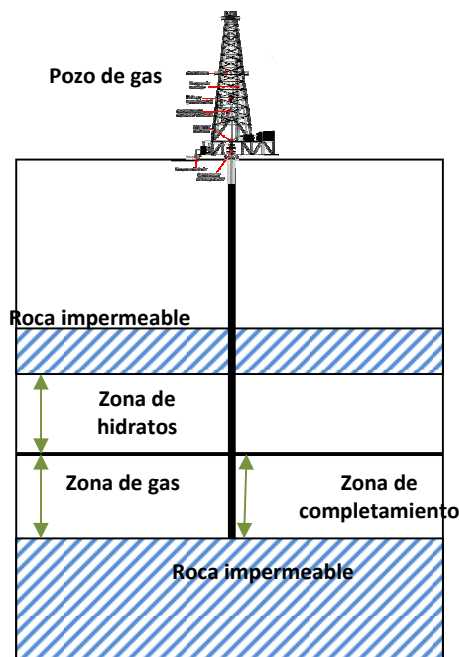
La presión y la temperatura en las dos zonas decrecen gradualmente a medida que el gas fluye hacia el pozo y el frente de disociación se mueve. La

presión y temperatura en el frente de disociación, son la presión y temperatura de disociación correspondientes, las cuales varían con el tiempo.

### 3.1.3 Yacimiento estratificado (yacimiento de gas convencional en contacto con una capa de hidrato).

Son yacimientos donde los hidratos y la zona de gas se presentan estratificados pero están contenidos en un mismo medio poroso y la zona de hidratos esta encima de la zona de gas (figura 18). La perforación de un pozo y su completamiento en la zona de gas permite la extracción del gas libre, cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de disociación el hidrato empieza a descomponerse aportando gas y agua a la zona de gas libre.

**Figura 18.** Yacimiento estratificado (hidratos en contacto con gas libre).



**Modificada.** Makogon, Y.F., Hydrates of Hydrocarbons. pdf

El calor requerido para la disociación es obtenido del calor específico de los sedimentos circundantes, por tal motivo, la temperatura del yacimiento disminuye, al mantener la despresurización se sostiene la disociación de los hidratos, siendo el caso más favorable para aplicar el esquema de despresurización.

#### **3.1.4 Desventajas de los esquemas de despresurización.**

Las grandes cantidades de energía requeridas para la disociación de los hidratos producen una disminución en la temperatura del yacimiento a medida que se despresuriza alcanzando en algunos casos temperaturas inferiores a 273 K (32 °F), lo que produciría que el hidrato se disocie en hielo y gas que es una situación indeseable puesto que el hielo es impermeable y puede taponar la formación deteniendo el proceso de disociación. Si el hidrato se disocia en gas y agua, la cual posteriormente forma hielo, el yacimiento puede taponarse e impedir el flujo del gas libre. Por lo anterior, la despresurización no es un método de disociación recomendable para yacimientos con temperaturas iniciales cerca o por debajo de 273 K (32 °F).

### **3.2 ESQUEMAS TÉRMICOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS**

Los métodos térmicos para la explotación de YNHG se fundamentan en el uso de una fuente de energía calorífica para aumentar la temperatura del yacimiento por encima de la temperatura de equilibrio del hidrato y así obtener la disociación (figura 14), una porción del calor es requerida para levantar la temperatura del yacimiento hasta la temperatura de disociación del hidrato (a la presión existente) y la otra porción es requerida para disociar los hidratos en gas y agua; la disociación se puede dividir en dos procesos, el primero en el cual se altera la

estabilidad del hidrato, produciendo rompimiento de los puentes de hidrógeno entre las moléculas de agua y en el segundo las moléculas de gas que se encontraban atrapadas en la estructura formada por el agua, escapan a través de la interface. Holder y otros<sup>10</sup> reportaron que el calor requerido para disociar hidratos de metano solo representa entre el 7 y 8% del valor de calentamiento obtenido por la combustión del metano recuperado, lo que hace factible desde el punto de vista termodinámico a los métodos de recobro térmico.

Los esquemas térmicos para explotación de YNHG se subdividen en: inyección de fluidos calientes y generación de calor in-situ. La figura 19 es una clasificación general de los esquemas térmicos propuestos por diversos investigadores para la explotación de YNHG. La mayoría de esquemas, métodos y modelos se han probado en laboratorio, pero poco se conoce de pruebas de campo.

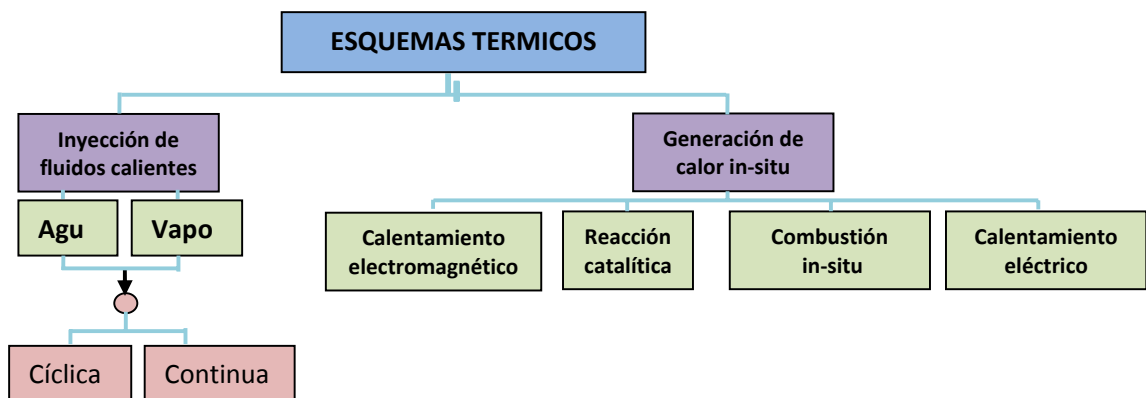
### **3.2.1 Inyección de fluidos calientes para la explotación de yacimientos de hidratos de gas natural.**

La inyección de fluidos calientes es ampliamente conocida en la recuperación de crudos pesados, algunos investigadores han adaptado ésta técnica para utilizarla en la explotación de YNHG. La técnica consiste en suministrar calor al yacimiento inyectando fluidos calientes, generalmente agua o vapor, para aumentar la temperatura hasta la temperatura de equilibrio del hidrato y así provocar la disociación. La inyección de fluidos calientes se puede subdividir en inyección de agua caliente e inyección de vapor.

---

<sup>10</sup> Holder, G. D., Angert, P., John, V. T. and Ven, S. A thermodynamic evaluation of thermal Recovery of gas from hydrates in the Earth. En: J P T. Paper SPE 8929, (May 1982); p. 1129.

**Figura 19.** Esquemas térmicos para explotación de yacimientos de hidratos de gas natural.



Las técnicas de estimulación térmica pueden ser propicias en los siguientes dos casos: en yacimientos de hidratos que tienen suficiente inyectabilidad, lo que es poco común; y en yacimientos de hidratos en los cuales puedan ser usados acuíferos geotérmicos para suministrar el agua caliente necesaria. En ambientes marinos tropicales, el agua superficial puede representar una buena opción.

### 3.2.1.1 Método de inyección de agua caliente.

La inyección de agua caliente consiste en inyectar agua previamente calentada en superficie para romper la estabilidad del hidrato, aumentando la temperatura del yacimiento por encima de la temperatura de equilibrio. Para que la inyección de agua sea exitosa en la recuperación de gas a partir de YNHG, se deben presentar las siguientes condiciones:

- a. Suficiente inyectabilidad de la formación, para que la inyección de agua sea factible técnicamente, de lo contrario, es necesario realizar un fracturamiento para

lograr que suficiente agua penetre dentro del yacimiento y obtener la disociación deseada.

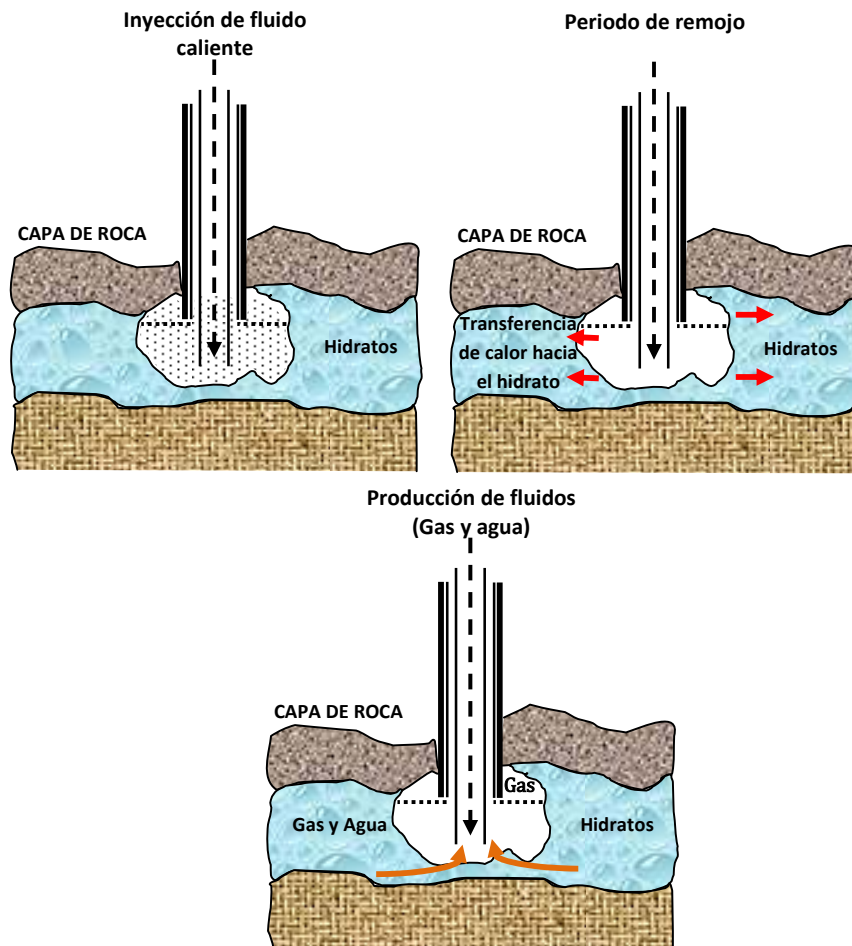
**b.** La formación debe presentar un espesor considerable, para que las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes sean mínimas.

La inyección de agua caliente se puede realizar de forma cíclica o continua, procesos que se manejan de manera similar a los esquemas de producción para crudos pesados. Para la inyección continua se requiere de un arreglo de pozos productores e inyectores, mientras que en la cíclica la inyección y la producción se llevan a cabo por el mismo pozo.

- ***Inyección cíclica de agua caliente.*** La inyección y la producción se llevan a cabo por el mismo pozo; el proceso presenta tres periodos diferentes que son: periodo de inyección, en el que se inyecta el fluido previamente calentado; periodo de remojo, en el cual se mantiene cerrado el pozo un tiempo determinado para permitir el intercambio de calor entre el fluido inyectado y los hidratos para lograr la disociación; y un periodo de producción del gas disociado (figura 20).

- ***Inyección continua de agua caliente.*** Para la inyección continua se requiere de un arreglo de pozos productores e inyectores (figura 21), los cuales se utilizan para la inyección del agua y la extracción del gas disociado, respectivamente. La mayoría de yacimientos de hidratos presentan permeabilidades in-situ bastante bajas, por lo que no es posible inyectar agua caliente a las altas tasas requeridas para una eficiencia térmica aceptable, sí los pozos son fracturados, el agua inyectada probablemente migrará directamente al pozo productor y solo se usará una pequeña fracción de la energía térmica inyectada en la disociación del hidrato, causando menores eficiencias energéticas.

**Figura 20.** Inyección cíclica de fluidos.



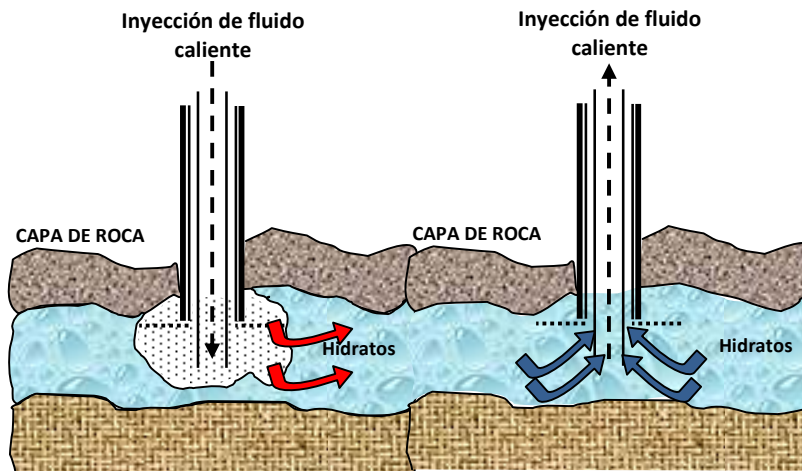
**Fuente.** Autores

### 3.2.1.2 Método de inyección de vapor.

La inyección de vapor es también un proceso aplicado a la recuperación de crudos pesados que fue adaptado para la aplicación en yacimientos de hidratos. La inyección de vapor presenta una mejor inyectabilidad pero las pérdidas de calor

son mayores comparadas con la inyección de agua. La inyección de vapor puede realizarse de forma continua y cíclica similar a la inyección de agua.

**Figura 21.** Inyección continua de fluidos.



Fuente. Autores

- **Inyección cíclica de vapor.** El proceso se lleva a cabo de forma similar a la inyección cíclica de agua presentando los mismos periodos. El vapor es inyectado dentro de la zona que contiene hidratos en el yacimiento causando la disociación del hidrato cerca a la cara del pozo. La figura 20 muestra el esquema de inyección cíclica de vapor dentro de un YNHG.

- **Inyección continua de vapor.** El proceso se realiza de forma similar a la inyección de agua caliente (figura 21), las mayores diferencias son: la gran inyectabilidad del vapor comparada con la inyectabilidad del agua y las mayores pérdidas de calor presentadas en la inyección de vapor.

Kamath y Godbole<sup>11</sup> presentan un esquema de inyección continua de vapor para la recuperación de crudos pesados que se encuentran en contacto con un yacimiento de hidratos. La presencia de hidratos podría ser perjudicial ya que el hidrato se disociaría y la zona disociada podría actuar como una zona ladrona de calor, sin embargo, también puede tener efectos positivos.

Grandes cantidades de gas serán liberadas como resultado de la disociación del hidrato, alcanzando saturaciones de gas por encima de la saturación crítica, por lo tanto, se obtiene una fase móvil de gas, que actúa como mecanismo de empuje por gas, mejorando el recobro de crudo. La disociación del hidrato causa un incremento en la presión que puede tener diferentes efectos: el gas liberado en la disociación de los hidratos puede actuar como un mecanismo de extracción solvente; el banco de agua caliente incrementará de tamaño a medida que el vapor se condensa y se adiciona agua producto de la disociación, mejorando la eficiencia del barrido de la inyección de vapor; el gas liberado puede reducir la densidad y la viscosidad del crudo.

La inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado con presencia de hidratos es visualizada de la siguiente manera: inicialmente el vapor penetra a la zona de aceite y se moviliza más rápido por la parte superior del yacimiento, el tope de la zona de vapor entra en contacto con los hidratos disociándolos en gas y agua; debido a que los hidratos son relativamente impermeables el banco de agua se formará delante del frente de vapor. Por otro lado, la zona disociada actuará como zona ladrona de vapor debido a sus altas permeabilidades; el gas producto de la disociación incrementará la presión de la zona de vapor.

---

<sup>11</sup> Kamath, V. A., and Godbole, S. P. An Analytic Model for Analyzing the Effects of Dissociation of Hydrates on the Thermal Recovery of Heavy Oils. En: SPE Reservoir Engineering. Alaska. Paper SPE 14224; (May 1998); p. 449-456.

Una vez ocurra el rompimiento, el gas, el vapor y el aceite serán producidos simultáneamente, perdiéndose así el efecto positivo del gas producto de la disociación. Kamath y Godbole desarrollaron un modelo matemático para evaluar los posibles efectos de la disociación de hidratos en el recobro térmico de crudos pesados.

### **3.2.2 Generación de calor in-situ.**

Se conoce que la transferencia de calor para disociar los hidratos es uno de los principales mecanismos utilizados en la producción de gas a partir de YNHG. El calor es necesario para compensar el efecto endotérmico de la descomposición del hidrato.

La mayoría de esquemas conocidos de transferencia de calor implican transporte de fluido precalentado, el cual causa pérdidas de calor en el pozo. Por tal motivo, al generar el calor directamente en el yacimiento, ya sea por cualquiera de los métodos que se presentan a continuación, las pérdidas de calor en el pozo se evitarán y se obtendrá una mayor eficiencia.

#### **3.2.2.1 Método de calentamiento electromagnético.**

Para Makogon<sup>12</sup> la tecnología de alta frecuencia electromagnética es una nueva técnica para desarrollar los YNHG, el método consiste en irradiar una fuerte onda electromagnética de alta frecuencia (HF EMW) desde un radiador (antena) localizado en el fondo del pozo hacia el medio circundante (formación contenedora de hidratos de gas).

---

<sup>12</sup> Makogon, Yuri F. Hydrates of hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, 1997. p.411

Makogon explica que a medida que la HF EMW se propaga dentro del yacimiento de hidrato va interactuando y como resultado se originan fuentes de calor, fuerzas y momentos de fuerzas de origen electromagnético distribuidos por todo el volumen del yacimiento. Además, la presencia del campo electromagnético de alta frecuencia (HF EMW) ejerce una influencia sustancial sobre fenómenos fisicoquímicos tales como: la tensión superficial, la electrocapilaridad, los procesos electrocinéticos, los procesos de difusión, adsorción y filtración en el medio poroso. Como resultado de la interacción entre el YNHG y una HF EMW las condiciones termodinámicas del yacimiento cambian, por ejemplo: la temperatura aumenta debido a la aparición de fuentes internas de calor, si la temperatura alcanza el valor de la temperatura de cambio de fase (disociación), el hidrato empieza a *descomponerse*, el gas y el agua forman regiones de alta presión que promueven la filtración hacia el pozo.

El presente método se diferencia de los métodos convencionales principalmente porque la energía es suministrada directamente al yacimiento por medio de la HF EMW y no por medio de la hidrodinámica o transferencia de calor. Por lo tanto, la distribución de temperatura en el estrato es determinada principalmente por las propiedades electro-físicas del yacimiento.

Makogon afirma que es necesario resolver un gran número de nuevos problemas para justificar científicamente y desarrollar la tecnología de alta frecuencia electromagnética para la producción de gas a partir de YNHG que son: físico-matemática de la radiación y propagación de la HF EMW en el medio poroso saturado de hidratos; filtración de líquido y gas en el medio poroso en presencia de la HF EMW; de ingeniería para lograr suministrar energía electromagnética de alta frecuencia desde un radiador ubicado en el fondo del pozo; desarrollo de sistemas efectivos de radiación subterránea; entre otros.

Para el calentamiento electromagnético se han propuesto dos diferentes esquemas.

• **Esquema propuesto por Heinemann y colaboradores<sup>13</sup>**. Es un esquema de recuperación de gas a partir de YNHG mediante la utilización de calentamiento electromagnético. Comprende principalmente de tres pasos:

a. Localización de la zona de hidratos.

b. Posicionamiento de una fuente de radiación electromagnética dentro de la zona de hidratos.

c. Recobro de gas a partir de los hidratos, aplicándoles radiación electromagnética a una frecuencia dentro del rango: de corriente directa a luz visible, a una suficiente densidad de energía que pueda disociar el hidrato para liberar el gas constituyente (la figura 22 muestra un diagrama del esquema propuesto).

La radiación electromagnética debe ser preferiblemente no ionizante: las frecuencias útiles están entre un rango de 100 Mhz hasta 3000 Ghz y la longitud de onda utilizada estará entre 0.1 y 3 mm (microondas). La frecuencia de la radiación electromagnética puede ser ajustada para aumentar la profundidad de penetración en la zona de hidratos y para optimizar la transferencia de energía: el nivel de poder de radiación puede ser ajustado para obtener un balance económico favorable.

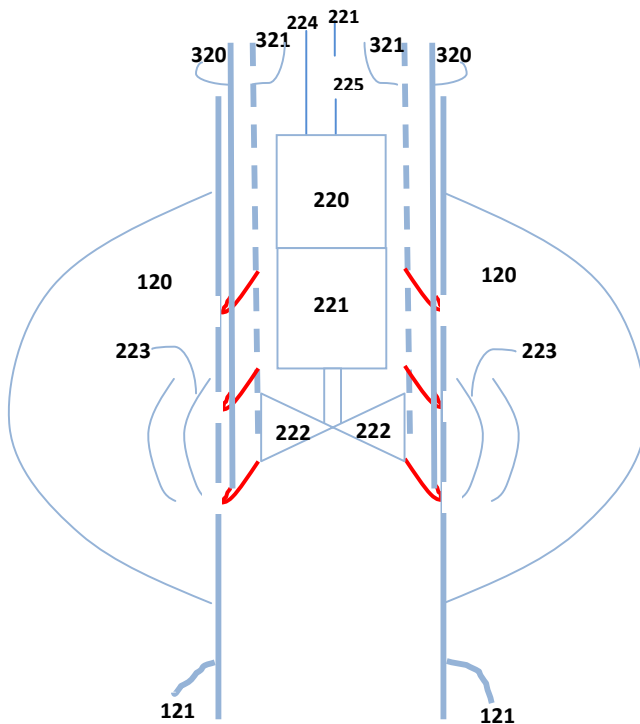
Robert F. Heinemann y otros describen el proceso utilizando la figura 22 así: la roca que contiene hidratos (120) se encuentra alrededor del revestimiento (121), una herramienta (220) es bajada por medio de un cable (225) y posicionada en la

---

<sup>13</sup> Makogon, Yuri F. Hydrates of hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, 1997. p.411

zona de hidratos (120). La herramienta de fondo de pozo (220) soporta un generador de microondas (221) y dos o más antenas de radiación de microondas (222) diseñadas para radiación directa (223) hacia la formación (120); el generador de microondas (221) está conectado por medio de un cable eléctrico (224) con una fuente de corriente directa (superficie), el gas (320) y el agua (321) son disociados y posteriormente producidos.

**Figura 22.** Diagrama del calentamiento electromagnético presentado por Heinemann.



**Modificada.** Heinemann, R. F., Huang, D. D., Long, J. and Saeger, R. B. Method for recovering gas from hydrates. Patent US No. US 6 214175 B1.

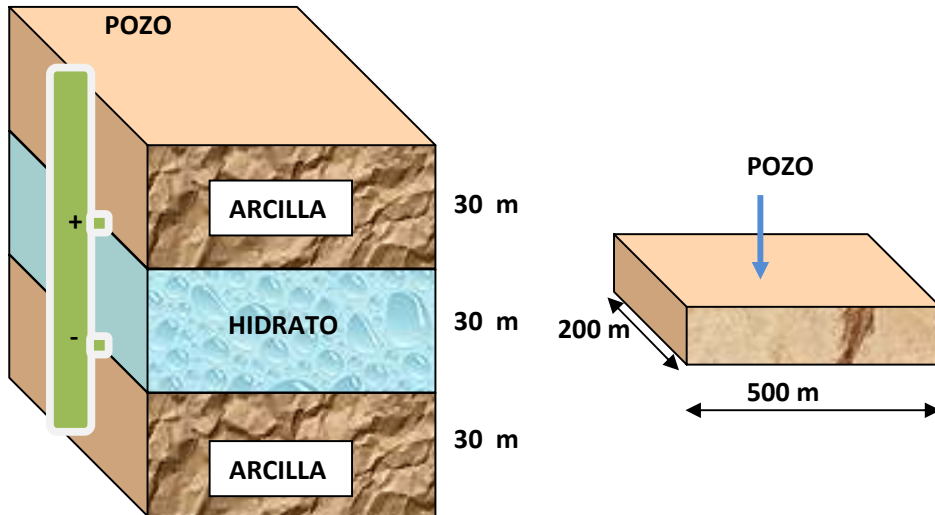
- **Esquema de calentamiento electromagnético sugerido por Islam.** Considerando las altas pérdidas de calor en los esquemas de inyección de fluidos

calientes, Islam propone que el calor sea generado directamente por un aparato en fondo para hacer el proceso mucho más eficiente. La técnica puede ser aplicada mediante pozos horizontales o verticales en yacimientos de hidratos (inicialmente se concibió para recobrar crudos pesados).

El proceso consiste en un calentamiento inductivo, donde la corriente eléctrica alterna fluye a través de conductores induciendo un campo magnético en el medio circundante, la variación del campo magnético induce corrientes secundarias que circulan en el medio para generar calor. Después que los hidratos han sido calentados hasta alcanzar la temperatura de equilibrio se empiezan a disociar y pueden ser puestos bajo despresurización con el fin de producir el gas por expansión.

**Pozos verticales.** Los pozos verticales del modelo se configuraron con dos electrodos de diferentes polaridades en el mismo pozo; un electrodo fue colocado en contacto con la formación arcillosa de la parte superior del yacimiento y el otro fue colocado bajo la zona de hidratos (figura 23). El mismo pozo fue usado para calentar el yacimiento y para producir el gas disociado. El proceso consta de un periodo de precalentamiento, al final del cual, la temperatura ha aumentado considerablemente y se encuentra por encima de la temperatura de disociación, en éste momento el pozo se pone a producir a una presión constante; durante el periodo de producción el calentamiento puede mantenerse continuamente, presentarse a intervalos o interrumpirse definitivamente según convenga.

**Figura 23.** Esquema de calentamiento electromagnético, pozo vertical (Islam).



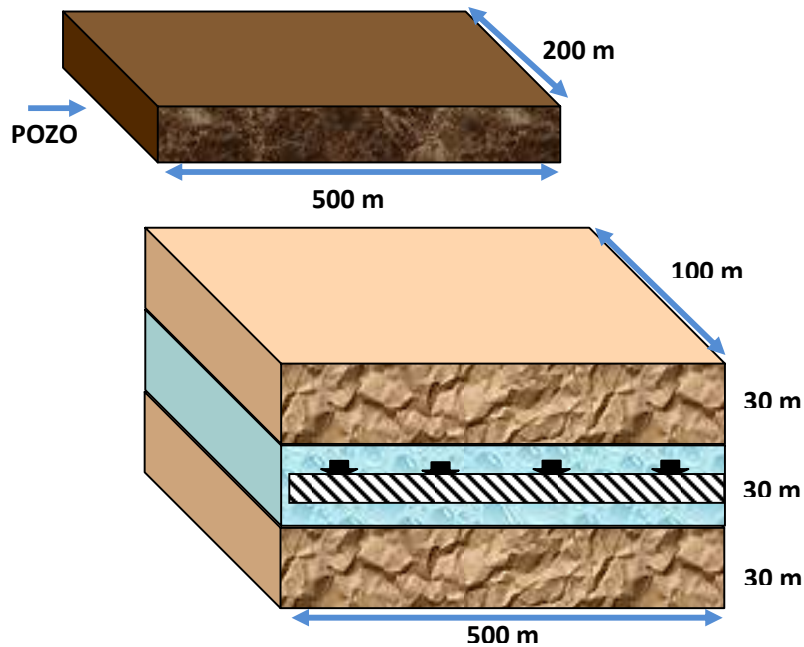
**Modificada.** George J. Moridis , SPE Y.F., Hydrates of Hydrocarbons., pdf

**Pozos horizontales.** Los pozos horizontales del modelo propuesto por Islam se configuraron con electrodos en el mismo pozo, separados una distancia de 30 m cada uno. Los electrodos de polaridades alternantes fueron colocados en toda la longitud del pozo horizontal (figura 24). Para pozos horizontales el esquema consta de dos procesos idénticos a los utilizados en pozos verticales.

### 3.2.2.2 Método de generación catalítica de calor.

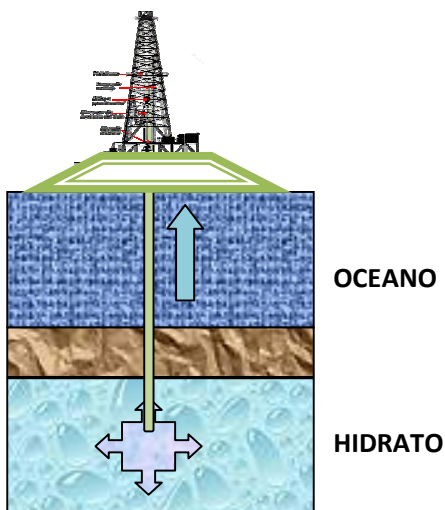
Es un esquema recientemente propuesto para la explotación de YNHG, implica menores pérdidas de calor que los esquemas de inyección de fluidos calientes (figura 25).

**Figura 24.** Esquema para el modelo de calentamiento electromagnético, pozo horizontal.



**Modificada.** George J. Moridis , SPE Y.F., Hydrates of Hydrocarbons., pdf

**Figura 25.** Esquema de recuperación de gas a partir de hidratos utilizando una reacción catalítica.



**Modificada.** Melgunov, M. S. y otros. Possibility of application of adsorption and catalytic processes in gas hydrate development and further gas utilization.

La propuesta consiste en usar una reacción catalítica exotérmica que genera el calor necesario para disociar el hidrato. Además de la mejor utilización del calor (las pérdidas de calor en el reactor son utilizadas para disociar el hidrato) son producidas otras sustancias (CO, H<sub>2</sub>O y otras) que pueden ser utilizadas posteriormente de forma independiente<sup>14</sup>. Los procesos que pueden ser aplicados para tal propósito son extensivamente estudiados en el instituto de catálisis Borekov (en la antigua Unión Soviética).

• **Generación catalítica de calor dentro del yacimiento de hidratos.** El calor necesario para la descomposición del hidrato de gas puede ser obtenido directamente en la zona de hidratos por medio de reacciones catalíticas exotérmicas de oxidación del gas natural. Dos procesos promisorios de oxidación de gas natural (principalmente metano) son: combustión catalítica parcial y oxidación parcial para síntesis de gas (SYNGAS).

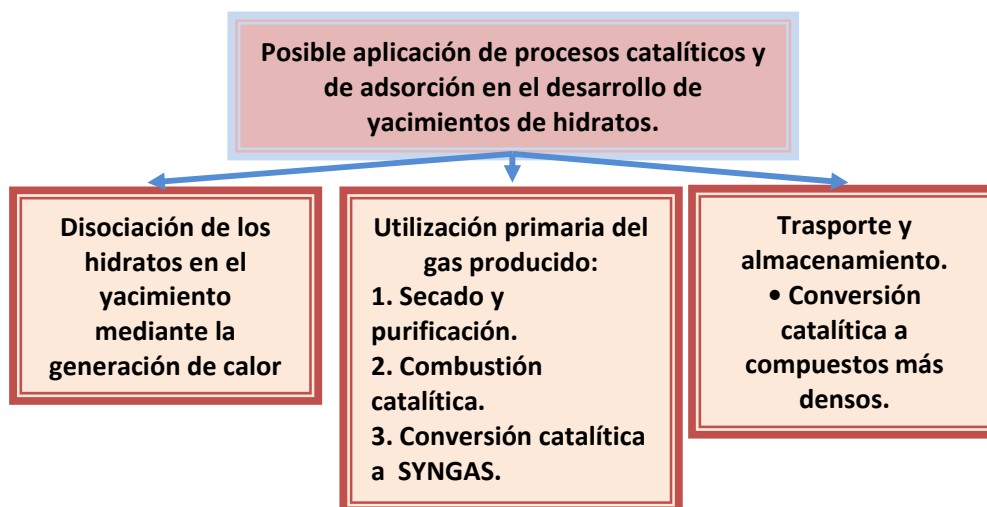
La eficiencia de la generación catalítica de calor se puede observar haciendo la siguiente estimación: el calor requerido para disociar el hidrato de metano (CH<sub>4</sub>.6H<sub>2</sub>O) en gas y agua es de 54 kJ/mol, el calor de combustión catalítica completa del metano es de 890 kJ/mol, aproximadamente. Así, para liberar calor que descomponga 1 mol de hidrato de gas (y así extraer una mol de metano) se debería quemar 0.06 moles del metano extraído; una similar estimación puede se puede hacer cuando el metano es convertido a SYNGAS (oxidación parcial). Si el calor de conversión es de 360 kJ/mol, entonces se obtiene una relación de 0.15 moles de metano convertido (que puede ser utilizado en otros procesos) por mol de gas extraído.

---

<sup>14</sup> Melgunov, M. S., Fenelonov, V. B., Galvita, V. V., Sadykov, V. A., Pavlova, S. N. et al. Possibility of application of adsorption and catalytic processes in gas hydrate development and further gas utilization. Borekov Institute of catalysis, e-mail: max@catalysis.nsk.su.

Además de los procesos anteriores que combinan la producción de calor para la disociación de los hidratos con la producción de otras sustancias tales como SYNGAS, el cual puede ser utilizado en la obtención de hidrocarburos más pesados (gasolinas, lubricantes y otros), el instituto Boreskov propone una serie de procesos que pueden ser realizados en la plataforma, los cuales son: secado y purificación del gas producido con el fin de prevenir problemas que se presentan al transportar gas natural, síntesis de hidrocarburos más pesados (más fáciles de transportar) a partir de SYNGAS y generación de potencia eléctrica a través de procesos catalíticos. El resumen de la propuesta del instituto Boreskov se puede observar en la figura 26.

**Figura 26.** Procesos catalíticos en la producción de yacimientos de hidratos de gas.



**Modificada.** Melgunov, M. S. y otros. Possibility of application of adsorption and catalytic processes in gas hydrate development and further gas utilization.

### **3.2.2.3 Otros métodos de generación de calor in-situ.**

Además del calentamiento electromagnético y la generación catalítica de calor existen otros métodos de generación de calor in situ tales como: combustión in situ, que es similar al utilizado en procesos de recobro de crudos pesados; y calentamiento eléctrico, que consiste en localizar una resistencia eléctrica en el fondo del pozo para generar el calor necesario para disociar los hidratos.

### **3.2.3 Desventajas de los esquemas térmicos de explotación de yacimientos de hidratos de gas.**

La mayor desventaja de la estimulación térmica mediante inyección de fluidos calientes consiste en que el calor es inyectado antes que inicie la disociación; lo cual provoca que una cantidad sustancial de calor se consuma en el calentamiento de formaciones adyacentes (Overburden y Underburden), fenómeno que causa pérdidas del orden de 10 a 75 % del calor inyectado<sup>15</sup>.

Las bajas porosidades y permeabilidades presentes en los YNHG hacen difícil encontrar yacimientos con suficiente inyectabilidad de fluidos para lograr un flujo considerable de calor hacia el yacimiento. La inyección de vapor presenta grandes pérdidas de calor, especialmente en formaciones delgadas, en cambio la inyección de agua presenta pérdidas de calor más bajas pero la inyectabilidad del agua caliente determina la aplicabilidad del método. La generación de calor in situ resuelve el problema de las pérdidas de calor en el pozo, sin embargo, las pérdidas hacia formaciones adyacentes son considerables, especialmente en formaciones delgadas.

---

<sup>15</sup> Sloan, E. D. Clathrate hydrates of natural gas. Second Edition. New York: Marcel Dekker Inc., 1998. p. 517

Las formas de generación de calor in situ son aún objeto de investigación y en la mayoría de los casos no se han desarrollado las herramientas de campo necesarias para su aplicación.

La mayoría de los esquemas térmicos son propuestas teóricas que escasamente han sido probadas en laboratorio, no se conoce de experiencia de campo y solo algunas se han evaluado mediante modelos matemáticos.

### **3.3 ESQUEMAS QUÍMICOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS HIDRATOS DE GAS**

Los esquemas químicos consisten en desplazar las condiciones de equilibrio del hidrato por debajo de la temperatura y presión del yacimiento (figura 14) mediante la inyección de un inhibidor líquido. Kamath<sup>16</sup> y otros combinan la técnica de estimulación térmica con la inyección de sustancias químicas tales como: salmueras, metanol, glicol, entre otros.

La inyección de químicos se realiza de forma semejante a la inyección de agua o vapor, sin embargo, los químicos alteran la estabilidad del hidrato de una forma diferente (figura 14), aunque se inyectan calientes para obtener doble efecto.

El término inhibidor *de* hidrato es usado para algunos químicos que tienen la habilidad de disminuir la temperatura de formación de hidrato (o producir cambio del equilibrio del hidrato), el grado de disminución de la temperatura de disociación del hidrato es función del tipo de inhibidor, concentración, presión y composición del hidrato de gas.

---

<sup>16</sup> Kamath, V.A., Mutalik, P.N., Sira, J.H., Patil, S.L., Proc. 64th Ann Tech Conf., paper SPE: 19810, San Antonio.

Kamath realizó pruebas de laboratorio de la inyección de inhibidores para la producción de gas a partir de hidratos y obtuvo los siguientes resultados: la tasa de disociación del hidrato es función de la concentración de inhibidores, de la tasa de inyección del inhibidor, presión, temperatura de solución del inhibidor, y área interfacial inhibidor-hidrato. La tabla 9 muestra una correlación obtenida por Kamath para las tasas de producción de gas en función de  $\Delta T$ , comparada con resultados experimentales de diferentes investigadores.

**Tabla 9.** Correlación de tasas de disociación de hidratos con inyección de inhibidores.

$$Q_g / \phi A = a \Delta T^b$$

| Hidrato | Fluido inyección | Constante a            | Constante b | Avg % error | Referencia           |
|---------|------------------|------------------------|-------------|-------------|----------------------|
| Propano | Agua             | $4.806 \times 10^{-7}$ | 1.605       | 5.3         | Kamath et al. (1984) |
| Metano  | Agua             | $1.451 \times 10^{-7}$ | 2.16        | 13.5        | Kamath&Holder(1987)  |
| Metano  | Salmuera         | $1.353 \times 10^{-7}$ | 2.195       | 22.0        | Kamath et al. (1989) |
| Metano  | Salmuera         | $3.233 \times 10^{-6}$ | 1.28        | 5.8         | Kamath et al. (1969) |
| Metano  | Metanol          | $4.557 \times 10^{-7}$ | 1.668       | 13.9        | Sfra et al. (1990)   |
| Metano  | Glicol           | $8.606 \times 10^{-8}$ | 2.578       | 17.3        | Sfra et al. (1990)   |

$Q_g$ =tasa de producción de gas (gmol/s),  $\phi$  = fracción de área de la interface de los hidratos; A = área seccional cruzada del corazón (cm<sup>2</sup>);  $\Delta T$  = temperaturas mínimas de equilibrio en la interface (C)

### **3.3.1 Inyección de salmueras para la explotación de yacimientos de hidratos de gas natural.**

Kamath y Godbole<sup>17</sup> sugieren el uso de salmuera caliente como una alternativa térmicamente más eficiente que la técnica de inyección de vapor o agua caliente debido a que la salmuera actúa como un inhibidor de hidratos. La salmuera disminuye la temperatura de disociación del hidrato, haciendo posible la disociación con menores requerimientos de calor y además disminuyendo las pérdidas hacia las formaciones adyacentes en el pozo.

El calentamiento con salmuera se puede realizar mediante inyección cíclica o continua de forma similar a la inyección de agua o vapor. La técnica de estimulación de yacimientos de hidratos con salmuera caliente es un esquema atractivo por las siguientes razones:

1. La salmuera actúa como inhibidor de hidratos reduciendo la temperatura de equilibrio (el grado de disminución de la temperatura depende del grado de salinidad). De ésta manera la temperatura del yacimiento no necesita alcanzar valores altos como requeridos por los métodos de inyección de vapor o agua caliente.
2. Las bajas temperaturas de disociación reducen los requerimientos de calor sensible.
3. Como consecuencia de la disminución de las temperaturas de disociación, las pérdidas de calor son menores que las de la inyección de vapor o agua caliente.

---

<sup>17</sup> Kamath, V. A. y Godbole. Inhibitor-induced hydrate dissociation. En: JPT. Vol. 39, (1987); p. 1379.

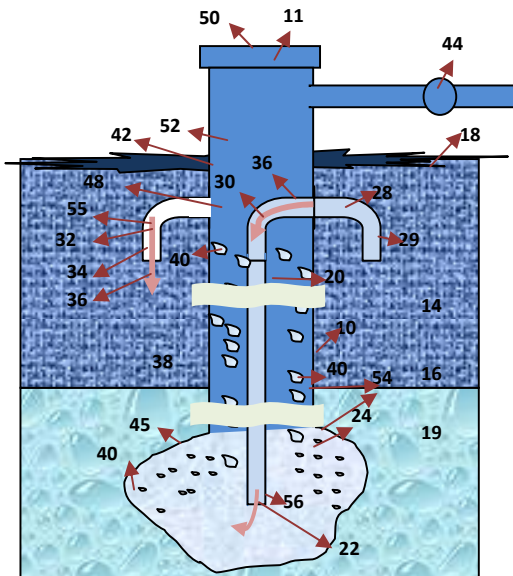
De éste modo, el triple efecto es: reducción de requerimiento del calor sensible, reducción en el requerimiento de la energía de disociación del hidrato, y reducción en las pérdidas de calor obteniendo como resultado una mejor eficiencia térmica.

4. En ambientes sub-oceánicos, generalmente es posible encontrar salmueras calientes en yacimientos geotermales próximos a los YNHG, con temperaturas entre 150 °C y 370 °C, a profundidades entre 1000 y 1500 metros (3280 y 4221 ft) y con salinidades entre 0.5 y 2% en peso.

5. Es posible realizar fracturamiento hidráulico para mejorar la inyectabilidad, Kamath y Godbole recomiendan utilizar cristales salinos como material de soporte, los cuales también contribuyen para evitar la reformación del hidrato y la congelación del agua durante la producción.

6. En ambientes suboceanicos es posible inyectar directamente agua marina de la siguiente manera (figura 27): se permite que el agua de mar pase a través del dispositivo (26) hacia la tubería (20) que es concéntrica con el revestimiento(10), la salmera desciende hasta el fondo del pozo (22) y entra en contacto con los hidratos (18) ocasionando la disociación, el gas y el agua liberados son retirados junto con la salmuera, por el anular (38), la salmuera es descargada nuevamente al mar (34) y el gas es extraído a través de la válvula (44) y comprimido, después de inicializada la circulación, ésta continúa por sí sola debido a la menor columna hidrostática en el anular (38), causada por las burbuja del gas liberado (40). El proceso también puede ser realizado a través de dos pozos cercanos, utilizando uno como inyector y el otro como productor.

**Figura 27.** Inyección de agua de mar para la producción de gas a partir de yacimientos de hidratos.



**Modificada.** Elliott, Guy R. B., Barraclough, B.L., Vanderborgh, N.E. United States Patent.

### 3.3.2 Inyección de solventes para la explotación de yacimientos de hidratos de gas natural.

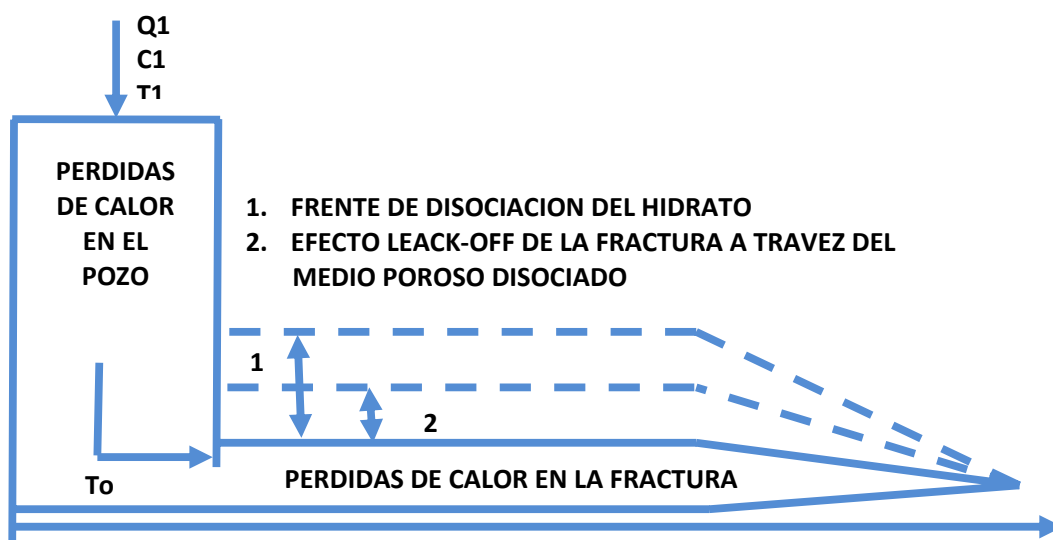
Algunos solventes como el metanol y el glicol tienen la capacidad de disminuir considerablemente la temperatura de disociación del hidrato, por ésta razón se inyectan al yacimiento para desestabilizar y disociar los hidratos. El metanol y el glicol se usan generalmente para controlar o prevenir la formación de hidratos de gas en tuberías de producción, procesamiento y transporte, aunque también son excelentes estimulantes y logran aumentar considerablemente la tasa de disociación de hidratos, como lo demuestran las pruebas realizadas por Makogon<sup>18</sup> en el campo Messoyakhi.

<sup>18</sup> Makogon, Yuri F. Hydrates of hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, 1997. p. 444.

### 3.3.2.1 Método de fracturamiento hidráulico con solvente caliente.

El método de fracturamiento hidráulico con inyección de solventes calientes (S. T. S. F.) es una técnica propuesta por Iseux<sup>19</sup>, la cual consiste en reemplazar el ácido usado en el fracturamiento hidráulico por un solvente caliente que aumente la disociación del hidrato, la técnica es una mejora de la sugerida por Kamath y Godbole<sup>20</sup>. La figura 28 muestra el proceso de fracturamiento con solventes calientes.

**Figura 28.** Proceso de disociación de hidratos por S.T.S.F.



**Modificada.** Iseux, J., Gas Hydrates: Occurrence, Production, and Economics Oklahoma; SPE.

Después de obtenida la fractura se inicia la etapa de producción, la cual puede realizarse mediante inyección cíclica del inhibidor, utilizando el pozo fracturado; o

<sup>19</sup> Iseux, J.C., Gas Hydrates: Occurrence, Production, and Economics. Oklahoma: SPE: 21682, April 7-9, (1991).

<sup>20</sup> Kamath, V. A. and Godbole, S.P., Evaluation of hot brine stimulation technique for gas production from natural gas hydrates, SPE 13596 (1985).

mediante inyección continua del inhibidor, utilizando un arreglo de pozos de inyección-producción. Aunque los inhibidores químicos (metanol, glicol) son más costosos que la salmuera, su grado de eficiencia es mucho mayor. El uso del metanol es la mejor opción de estimulación en casos de explotaciones continentales, a menos que existan fuentes geotermales cercanas.

### **3.3.3 Desventajas de los esquemas químicos para la explotación de yacimientos de hidratos.**

El uso de inhibidores químicos como el glicol y metanol para la disociación de hidratos representa excesivos costos y además son necesarias grandes cantidades para asegurar una producción de gas suficiente, lo que lo convierte en un método económicamente poco atractivo, sin embargo, pueden ser usados en procesos de estimulación; las salmueras representan una opción más económica y de desempeño similar.

## **3.4 OTROS ESQUEMAS DE PRODUCCIÓN DE GAS A PARTIR DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS**

Además de los diferentes esquemas ya enumerados, existen algunas propuestas que han tenido poca difusión o aún se están investigando, entre ellas se puede enumerar: dragado del fondo marino para desestabilizar los hidratos<sup>21</sup>, inyección de CO<sub>2</sub> para reemplazar el gas del hidrato<sup>22</sup>, combinación de ácidos y bases que producen reacciones químicas exotérmicas<sup>23</sup>, entre otros.

---

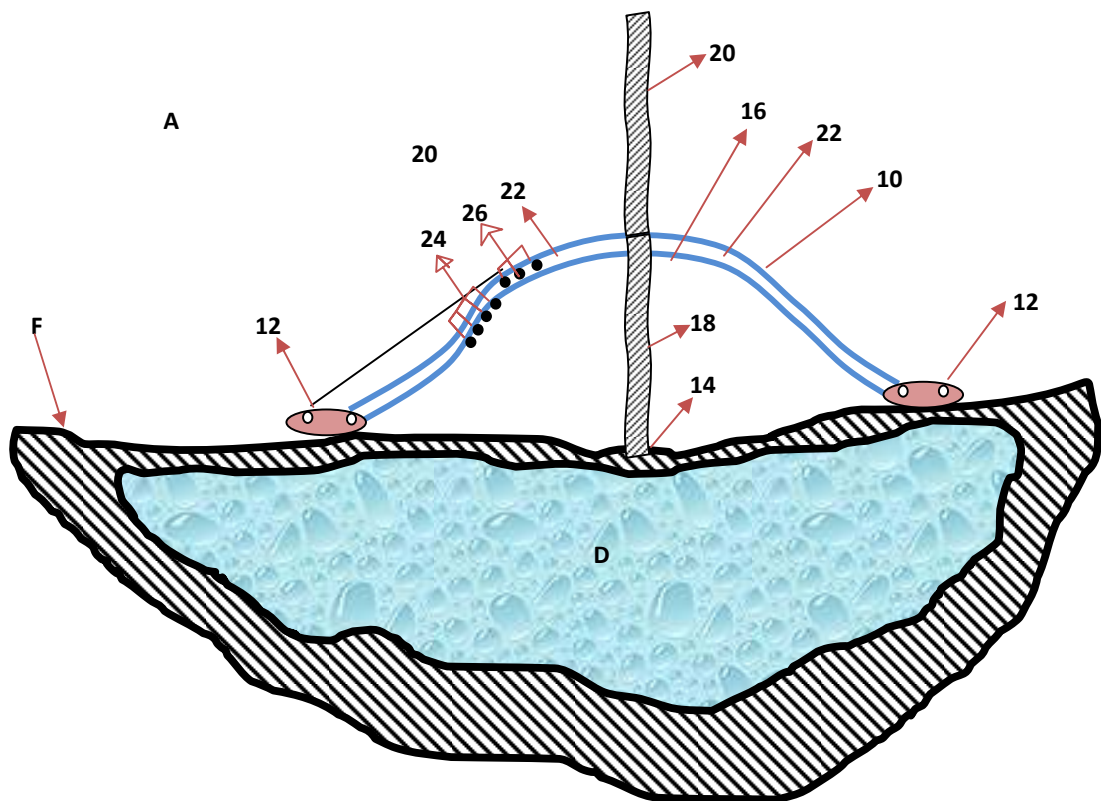
<sup>21</sup> Wyatt, D.E. Method and apparatus for recovering a gas from a gas hydrate located on the ocean floor. Patent.

<sup>22</sup> Zhu, Tao, Patil, S. injection of CO<sub>2</sub> for reeovery of methane from gas hydrate reservoirsnatural gas hydrates, SPE 13596 (1985).

<sup>23</sup> Chatte~i, J., Griffrrth J.E. Methods of decomposing gas hydrates. Patent

El esquema de dragado está compuesto principalmente por una cubierta (10) que es andada al fondo marino (F) sobre el yacimiento de hidratos (D), para recoger el gas liberado, el cual es conducido a superficie a través de un conducto (20). Para liberar el gas se emplea un mecanismo de dragado (14) que remueve los sedimentos bajo la cubierta (figura 29).

**Figura 29.** Esquema de dragado para recuperar gas a partir de hidratos del fondo marino.



**Modificada.** Wyatt, O.E. Method and apparatus for recovering a gas from a gas hydrate located on the ocean floor.

La inyección de  $\text{CO}_2$  consiste en reemplazar el metano formador del hidrato por  $\text{CO}_2$ , este proceso es termodinámicamente favorable, con lo cual se pretende que parte del metano presente en el hidrato sea reemplazado por  $\text{CO}_2$  sin disociar el

hidrato lo que permitiría mantener la estabilidad mecánica de los sedimentos en formaciones en las cuales el hidrato hace parte del material cementante. Además, presenta ventajas ambientales, entre las cuales se mencionan el balance de carbono que sería igual a cero.

La combinación de algunos ácidos y bases líquidas forman soluciones salinas mediante reacciones químicas exotérmicas, el esquema de reacción química exotérmica consiste en lograr que la reacción ocurra en el yacimiento para que el calor liberado levante la temperatura del hidrato por encima del punto de equilibrio y se presente la disociación, después se procede a recuperar el gas.

### **3.5 COMPARACIÓN ENTRE LOS ESQUEMAS DE PRODUCCION**

Antes de la aplicación de un esquema de recuperación de gas a partir de YNHG es de primordial importancia conocer muchos factores, se recomienda analizar los siguientes aspectos para tomar la decisión:

1. Tipo de yacimiento: totalmente saturado de hidratos, parcialmente saturados o en contacto con una capa de gas libre o crudo.
2. Tipo de hidratos: masivos, laminados, nodulares, granulares diseminados ó finamente diseminados.
3. Tipo de ambiente geológico de formación del hidrato.
4. Cantidad de hidratos en el yacimiento: la saturación de hidratos puede afectar la viabilidad económica de producción.
5. Condiciones termodinámicas de presión temperatura y composición.
6. Porosidad y permeabilidad del yacimiento y de las zonas adyacentes.

7. Propiedades termodinámicas del yacimiento y de las zonas adyacentes.

8. Las diferentes fases presentes en el yacimiento y la movilidad que presenta cada una de ellas. La tabla 8 muestra las situaciones que pueden darse.

Algunos de los esquemas han sido evaluados por medio de modelos matemáticos con el fin de determinar su aplicabilidad.

Cada uno de los esquemas anteriores tiene sus ventajas y desventajas que juegan un papel definitivo a la hora de analizar la posible aplicación de cada uno de ellos, a continuación se enumeran algunas de ellas:

1. En la literatura el proceso de despresurización se considera como el de mayores ventajas técnicas y económicas para la producción de gas a partir de YNHG: comparado con la estimulación térmica, “la eficiencia energética es mayor”<sup>24</sup>; de los tres procesos generales, la despresurización es el más económico y parece ser el más viable<sup>25</sup>; la despresurización es probablemente el método más práctico de todos, sin embargo, puede ser aplicado solo en yacimientos que contengan hidratos asociados con gas libre”<sup>26</sup>.

2. La despresurización puede ser usada junto con estimulaciones térmicas o químicas periódicas que lo constituyen en uno de los procesos más eficientes por las siguientes razones: no presenta las altas pérdidas de calor de los esquemas térmicos; no degrada el gas natural, como ocurre en la combustión in-situ; no resulta en altas pérdidas de químicos costosos (inhibidores).

---

<sup>24</sup> Lewin and associates. Handbook of Gas Hydrate Properties and Occurrence, citado por Sloan, Ibid. p.516.

<sup>25</sup> Sloan, E. D. Clathrate hydrates of natural gas. Second edition. New York: Marcel Dekker Inc., 1998. p. 517.

<sup>26</sup> Sira, J.S.H. Experimental Study of Dissociation of Gas Hydrate with and without Inhibitors, citado por Khataniar, S., Kamath, V. A. Omenihu, S. D. Patil, S. L. and Dandekar, A. Modelling and economic analysis of gas production from hydrates by depressurization method. En: The Canadian journal of chemical engineering. Vol. 80, (February 2002); p.135

- 3.** La despresurización no es recomendable en yacimientos cercanos o por debajo del punto de congelación del agua, ya que el hidrato se disociará en hielo y gas, el hielo es impermeable y puede taponar la formación impidiendo el flujo de gas. En estos casos la despresurización debe estar acompañada de un proceso de estimulación, ya sea térmico o químico.
- 4.** En cualquier caso de despresurización se debe controlar la temperatura en el yacimiento con el fin de evitar la formación de hielo y reformación del hidrato.
- 5.** En la inyección de vapor y en la combustión in-situ, las pérdidas de calor pueden ser muy altas para zonas de hidratos de poco espesor, pero para zonas de suficiente espesor (mayores de 4.5 m), éstas técnicas pueden ser térmicamente eficientes.
- 6.** La inyección de agua caliente producirá menores pérdidas de calor que la inyección de vapor y la combustión in-situ, pero la inyectabilidad del agua en los hidratos regularía la aplicabilidad del esquema.
- 7.** La permeabilidad del yacimiento de hidratos juega un papel muy importante en la determinación de la efectividad de la inyección de fluidos. Valores altos de permeabilidad permitirán la inyección de fluidos calientes, para bajos valores se requerirá del fracturamiento hidráulico.
- 8.** La generación de calor in situ parece solucionar los problemas de pérdidas de calor en el pozo, sin embargo, la aplicabilidad y el desarrollo de las herramientas necesarias para aplicar la generación catalítica de calor y el calentamiento electromagnético están en periodo de investigación.
- 9.** El calentamiento mediante resistencias eléctricas y combustión in situ parecer muy poco favorable y no es muy común en la literatura.

**10.** La inyección de salmueras tiene mayor eficiencia térmica que la inyección de agua y vapor debido al efecto de la sal sobre el equilibrio del hidrato.

**11.** En zonas costa afuera, la inyección de salmuera (agua de mar) es una buena alternativa. La inyección de salmuera también es recomendada cuando existen acuíferos geotérmicos a temperaturas considerables.

**12.** La inyección de inhibidores se ha probado como un mecanismo de estimulación en procesos de despresurización (campo Messoyakhi), sin embargo, se debe tener en cuenta que su aplicabilidad es regida por parámetros económicos debido a sus altos costos.

**13.** Algunos otros procesos como la inyección de CO<sub>2</sub>, las reacciones exotérmicas y el dragado del fondo marino son poco conocidos.

**14.** El dragado implica el desarrollo de herramientas de resistencia adecuada para las condiciones de trabajo.

**15.** La inyección de salmueras requiere de exhaustivos controles de corrosión.

La producción de HGN en el campo Messoyakhi presenta un costo de producción de un 20% más alto que el registrado en la explotación de yacimientos de gas convencionales<sup>27,26</sup>. El campo se encuentra en un ambiente **permafrost**, por lo tanto, se debe tener en cuenta que el desarrollo de YNHG en ambientes oceánicos tienen las siguientes características especiales<sup>28</sup>:

---

<sup>27</sup> Makogon, Yuri F. Hydrates of hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, 1997. p. 436

<sup>28</sup> *Ibid.*, p. 436

1. Ausencia (en muchos casos) de la cubierta litológica impermeable sobre los YNHG.
2. Grandes áreas de extensión de los YNHG.
3. Relativamente baja resistencia mecánica de la formación saturada de hidratos y de la formación que cubre el YNHG.
4. Presencia de grandes columnas de agua sobre los YNHG.
5. Grado de sobre-enfriamiento de los YNHG y muchos otros detalles.

Las mayores dificultades técnicas para la producción de yacimientos de hidratos son tres:

1. Las bajas permeabilidades que a menudo existen en estos yacimientos, aunque hay algunas excepciones: generalmente el hidrato se encuentra taponando los poros y ocasionando restricción al flujo; como consecuencia de tan bajas permeabilidades se presenta la necesidad de realizar fracturamiento.
2. Las grandes cantidades de energía requeridas para dissociar el hidrato: para hidratos de metano son necesarios aproximadamente 193 J/g (212 Btu/Lbm), el alto requerimiento de energía implica que las técnicas de estimulación térmica necesiten de considerable flujo de energía dentro del yacimiento, para lograrlo es necesario utilizar grandes equipos y altas tasas de inyección, además los hidratos se localizan en ambientes hostiles, así que la operación y mantenimiento de los equipos será difícil.
3. La experiencia de producción de gas a partir de hidratos es limitada a las operaciones rusas en el campo Messoyakhi, la configuración del campo es

especial, ya que presenta un yacimiento de gas libre en la parte inferior del yacimiento de hidratos. Aunque los hidratos contribuyen a la producción del campo, la mayoría de los trabajos Rusos están enfocados en prevenir que los hidratos se formen cerca al pozo e impidan la producción del gas libre.

#### **4. METODOLOGIA PARA LA EXTRACCION DE HYDRATOS DE GAS EN LECHOS MARINOS**

Antes de 1970 no se conocía la existencia de hidratos de metano en los fondos marinos profundos. Las primeras indicaciones de la existencia de hidratos de metano en los fondos marinos profundos se obtuvieron de los estudios sísmológicos realizados en la década de 1970, por los geofísicos George Bryan y John Ewing del "Lamont-Doherty Earth Observatory" de la Universidad de Columbia<sup>29</sup>, en el área de "Blake Ridge", costa fuera de la costa de Carolina.

La presencia de hidratos de gas costa fuera en los márgenes continentales ha sido inferida por la existencia de reflectores anormales que coinciden con la fase limitante de la base de la zona de estabilidad de los hidratos de gas. Este reflector es conocido como el reflector simulador de fondo (B.S.R), que ha sido observado en muchas líneas sísmicas de los márgenes continentales del mundo, a profundidades bajo el fondo marino entre 100 y 1.100 metros. Las reflexiones BSR generalmente delimitan el techo de una zona de gas libre que puede existir bajo la base de la zona de estabilidad de los hidratos de gas.

En la detección y evaluación de los intervalos que contienen hidratos de gas, los datos de líneas sísmicas se complementan con la información geofísica de perfiles de pozo. Los perfiles de pozo para estudios de hidratos de gas incluyen: caliper, gamma ray, bulk density, neutrón porosity, compresional velocity, resistivity, compresional velocity- vp, shear velocity-vs, Vp/Vs ratio y mud gas.

---

<sup>29</sup> Bryan, George. y Ewing, John, the assessment of marine gas hydrates. (Agosto 15 del 2002)

Los aspectos más importantes a tener en cuenta en la metodología para la extracción de hidratos de gas en lechos marinos son:

1. Analizar las propiedades físicas de los hidratos
2. Optimizar las tecnologías en hidratos encontradas
3. Identificar campos potenciales de hidratos en áreas marinas y evaluar estos recursos
4. Seleccionar los campos apropiados para estudios de producción costa afuera en las siguientes fases
5. A través de estudios de producción en tierra verificar las tecnologías que permiten disociar hidratos y recobrar gas metano en cabeza de pozo

#### **4.1 Detección de los yacimientos de hidratos de gas**

La ocurrencia de HGN en el medio poroso puede ser detectada mediante métodos directos (corazones) y a través de evidencias indirectas que miden las propiedades geofísicas de los YNHG. Los recursos indirectos (reflexiones sísmicas o acústicas y los registros de hueco abierto) son un buen indicio de la presencia de hidratos.

##### **4.1.1 Sísmica**

Se cree que la velocidad del sonido en el hidrato puro es similar a la del hielo, pero el valor exacto todavía no se ha determinado y probablemente depende de la química del hidrato. La velocidad acústica en una capa de hidrato cementado también es alta, más alta que en un sedimento lleno de líquido. Como resultado, el contacto entre una capa rica en hidrato y una capa llena de gas puede actuar

como un prominente reflector sísmico. A estos reflectores que se presentan en la base de la zona de hidrato se les conoce como reflectores simuladores de fondo, (BSR; por sus siglas en Inglés). Su forma sigue la forma del fondo del mar y la polaridad de su pulso sísmico se invierte. La profundidad de los BSR por debajo del fondo del mar depende de las temperaturas y las presiones requeridas para la estabilidad del hidrato. En zonas marinas se han mapeado BSR que se encuentran a profundidades de entre 100 a 500 m [330 a 1640 pies] por debajo del fondo del mar. La ocurrencia de los BSR en los datos de reflexión sísmica, es el indicador más importante de la existencia de hidratos en los sedimentos marinos. No obstante, los hidratos pueden existir sin la creación de los BSR si no existe una cantidad importante de gas libre o si el hidrato no endurece considerablemente la matriz del sedimento. Unos investigadores en Canadá han reportado éxito en la identificación de zonas marinas de hidratos utilizando resonancia eléctrica remota en áreas donde los BSR no son visibles. Los reflectores simuladores de fondo se han observado en muchas partes del mundo. Una de las regiones mejor estudiadas es Blake Ridge, costa afuera de Carolina del Norte, EUA.

#### **4.1.2 Perforación de Pozos exploratorios.**

La perforación de YNHG presenta grandes retos debido a los ambientes difíciles (permafrost y aguas profundas) en los que están presentes y a los problemas causados por la disociación del hidrato mientras se perfora.

Las tecnologías para la perforación en dichos ambientes se encuentran en constante desarrollo, y para el caso de perforación en aguas profundas existen diversas técnicas que permiten llegar a grandes profundidades (3000 m de columna de agua). Una de las más importantes tecnologías utilizadas en la

perforación costa afuera son los barcos de perforación con posicionamiento dinámico que permiten permanecer ubicados sobre el objetivo.

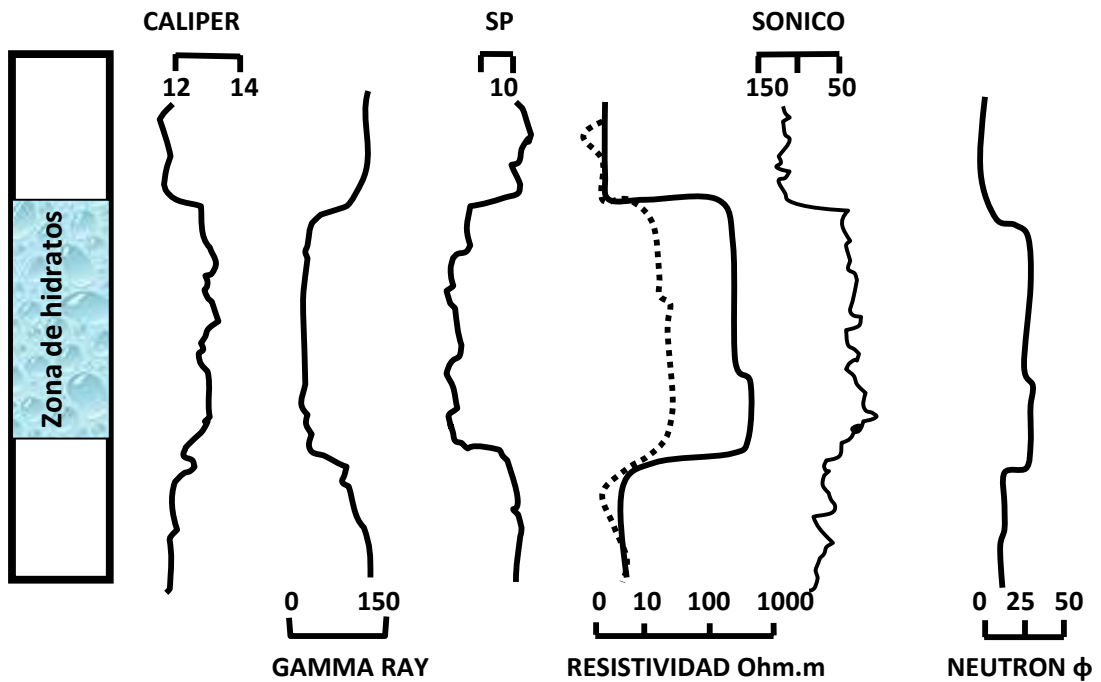
Los estratos saturados de hidratos se caracterizan por bajas permeabilidades que impiden la formación de la torta de lodo para la protección de la formación; la ausencia de ésta capa protectora deja los hidratos expuestos a altas temperaturas y agentes químicos que aceleran la descomposición. La descomposición del hidrato desconsolida la roca, lo que genera cavernas que pueden colapsar la tubería de perforación; el gas liberado puede generar un amago de reventón con consecuencias catastróficas, sí no es controlado.

Para evitar la disociación de los hidratos durante la perforación se aconseja: reducción de la temperatura y aumento de la densidad del fluido de perforación; incremento de la velocidad de circulación del lodo; reducción de la velocidad de rotación de la broca; y bajar revestimiento después de perforar la zona de hidratos. La temperatura es una variable muy importante en el equilibrio de los hidratos durante la perforación, por lo tanto, para realizar una perforación segura se hace necesario conocer la temperatura del otro en el fondo del pozo en tiempo real, para jugar con otros parámetros tales como: densidad del lodo y revoluciones de la broca que permitan mantener el equilibrio del hidrato.

#### **4.1.3 Registros de pozo.**

La detección de YNHG mediante interpretación de registros de pozos ha sido desarrollada gracias a la perforación de yacimientos de hidratos, inicialmente en regiones permafrost (Messoyakhi, Rusia) y actualmente también en aguas profundas. Las características más notorias de los registros que indican la presencia de hidratos son las siguientes (figura 30):

**Figura 30.** Respuestas de los registros que indican la presencia de hidratos.



**Modificada.** S. Collett United States Geological Survey Denver, Colorado, EUA Oilfield Review.

1. Registros de las propiedades del lodo de perforación (Mud log): el lodo presenta un incremento significativo de la concentración de gas y un decrecimiento del filtrado durante la perforación de la zona de hidratos.
2. Registro de resistividad de la formación: la resistividad eléctrica en la zona de hidratos es relativamente alta comparada con una zona de gas libre. Cuando se baja éste registro, la resistividad aumenta significativamente en las cercanías de la zona de hidratos y aumenta enormemente cuando esta dentro.

**3. Potencial espontáneo (SP):** se nota un decrecimiento e inversión en la amplitud del potencial espontáneo sobre la zona de hidratos (comparado con zonas de gas libre o agua).

**4. Caliper** usualmente indica un ensanchamiento en el diámetro del hueco causado por la disociación de los hidratos cerca de la cara del pozo. Sin embargo, el aumento en el diámetro del pozo no es muy grande con relación al diámetro promedio.

**5. Registro sónico:** las velocidades acústicas presentan un notorio incremento en la zona de hidratos pareciéndose a la velocidad del sonido en el hielo.

**6. Registro neutrón (porosidad):** en la zona de hidratos hay incremento en la porosidad neutrón comparada con la reducción normal en zonas de gas libre. En un hidrato la concentración de moléculas de hidrógeno es muy alta ocasionando un incremento en la porosidad neutrón. La densidad neutrón del agua y del hidrato son similares.

**7. Densidad:** aparentemente, la densidad decrece en la zona de hidratos y puede distinguirse de la densidad del agua pero no de la del hielo.

**8. Tasa de perforación:** en la zona de hidratos la tasa de perforación decrece.

Aunque los registros individuales no dan evidencia confiable de la presencia de hidratos, por lo tanto, existen técnicas de correlación de registros y las gráficas llamadas Cross-Plot que mejoran la interpretación.

**Figura 31.** Respuestas de los registros que indican la presencia de hidratos.



**Fuente.** Timothy S. Collett United States Geological Survey Denver, Colorado, EUA Oilfield Review.

## 4.2 Interpretación

Cuando terminamos la perforación y corazonamiento de las zonas de interés obtendremos una gran cantidad de datos que al ser estudiados nos entregarán información valiosa sobre las propiedades de nuestro yacimiento que son necesarias para un buen desarrollo de las operaciones futuras.

#### **4.2.1 Propiedades Físicas De Los Sedimentos**

Las propiedades y comportamiento de los sedimentos marinos son el resultado de las interacciones físicas, eléctricas y químicas entre un extremado y complejo ensamblaje de granos sólidos y fluidos. La mayoría de las propiedades físicas en combinación con otras mediciones, tales como el tamaño de grano, proveen un medio para caracterizar esos sedimentos; pero algunos pueden ser usados para interpretar ambientes de depositación, la historia de esfuerzos, para predecir fuerzas de cizalla, comportamientos de deformación y propiedades de flujo. Mediciones discretas en corazones simples validan los datos de registros wireline y de registros mientras perforan (LWD), que, a su turno, proveen datos de alta resolución para comparaciones entre diferentes zonas de las regiones. Estas propiedades que se presentan son de interés porque relativamente pocas propiedades físicas han sido dirigidas al estudio del comportamiento de los sedimentos de hidratos de gas, particularmente sedimentos cerca al fondo marino.

#### **4.2.2 Propiedades Mecánicas Y Electromagnéticas**

Motivaciones científicas para estudiar los hidratos de gas incluye su potencial como un recurso de hidrocarburos no convencionales, su posible rol en el cambio climático global y su conexión con los riesgos geológicos en el fondo del mar, tal como las fallas inclinadas. Estudios de laboratorio comparan las propiedades geotécnicas y geofísicas de sedimentos naturales, con y sin hidratos de gas, para avanzar en la comprensión de estos temas. Los resultados pueden ser usados para calibrar relaciones entre parámetros geofísicos y saturaciones de hidratos de gas, tales relaciones pueden ser utilizadas para evaluar el impacto en la formación y disociación de hidratos sobre el comportamiento mecánico de los sedimentos de

hidratos y para evaluar como el corazonamiento y la perforación de los sedimentos de hidratos afectan sus propiedades, un importante tema para la evaluación de las estrategias de producción.

### **4.3 Campaña de perforación**

Los objetivos principales del programa experimental ejecutado en la campaña de perforación, son para obtener los datos de ingeniería y para verificar tecnologías las cuales pueden ser requeridas para los futuros estudios de producción de los hidratos de metano costa afuera. Cinco elementos se señalan como críticos y por eso se les debe dar gran importancia para ser analizados:

- Fluidos de perforación aplicabilidad para la estabilidad del pozo
- Monitoreo de la presión de pozo y temperatura cuando perforan
- Cementación
- Medidas de la presión de fracturamiento de la formación
- Capacidad para perforaciones horizontales de formaciones no consolidadas y capas de hidratos en secciones someras de lechos marinos.

#### **4.3.1 Fluidos de perforación aplicables para darle estabilidad a las paredes del pozo**

Se debe estudiar los fluidos de perforación aplicables para darle estabilidad al pozo, debido a lo suave e inconsolidada que está la formación en el ambiente de fondo marino y sostener las capas de hidratos. En la campaña de perforación en Nankai Japón se usaron 3 diferentes tipos de fluidos de perforación en pozos

experimentales como son: el lodo de polímero de KCl, lodo de sepiolita y el lodo de gel de agua de mar.

#### **4.3.2 Monitoreo de la presión de pozo y temperatura cuando perforan**

En las operaciones de perforación bajo el ambiente marino, esto es posible para tener suficiente información y poder evaluar las condiciones del pozo tales como: la condición de retorno de los cortes, las propiedades de lodo que retorna del pozo y datos generales de registros del lodo desde un conjunto de sensores en superficie. Sin embargo la información para evaluar las condiciones de pozo es limitada.

#### **4.3.3 Cementación**

Se debe seleccionar un cemento que logre mantener estable el borde del pozo ya que es muy fácil que la formación por ser muy poco consolidada no se sostenga. Las características del cemento deben ser:

- Baja densidad
- Bajo calor de hidratación
- Poca conductividad térmica
- Poca deshidratación
- Tiempo corto de transición
- Suficiente fuerza compresiva, debido a las bajas temperaturas

#### **4.3.4 Presión de fracturamiento**

Se debe medir la presión de fracturamiento de la formación para futuras operaciones del campo, como el fracturamiento hidráulico para poder despresurizar los hidratos y remover el gas.

#### **4.3.5 Capacidad para perforaciones horizontales de formaciones no consolidadas y capas de hidratos en secciones someras de lechos marinos.**

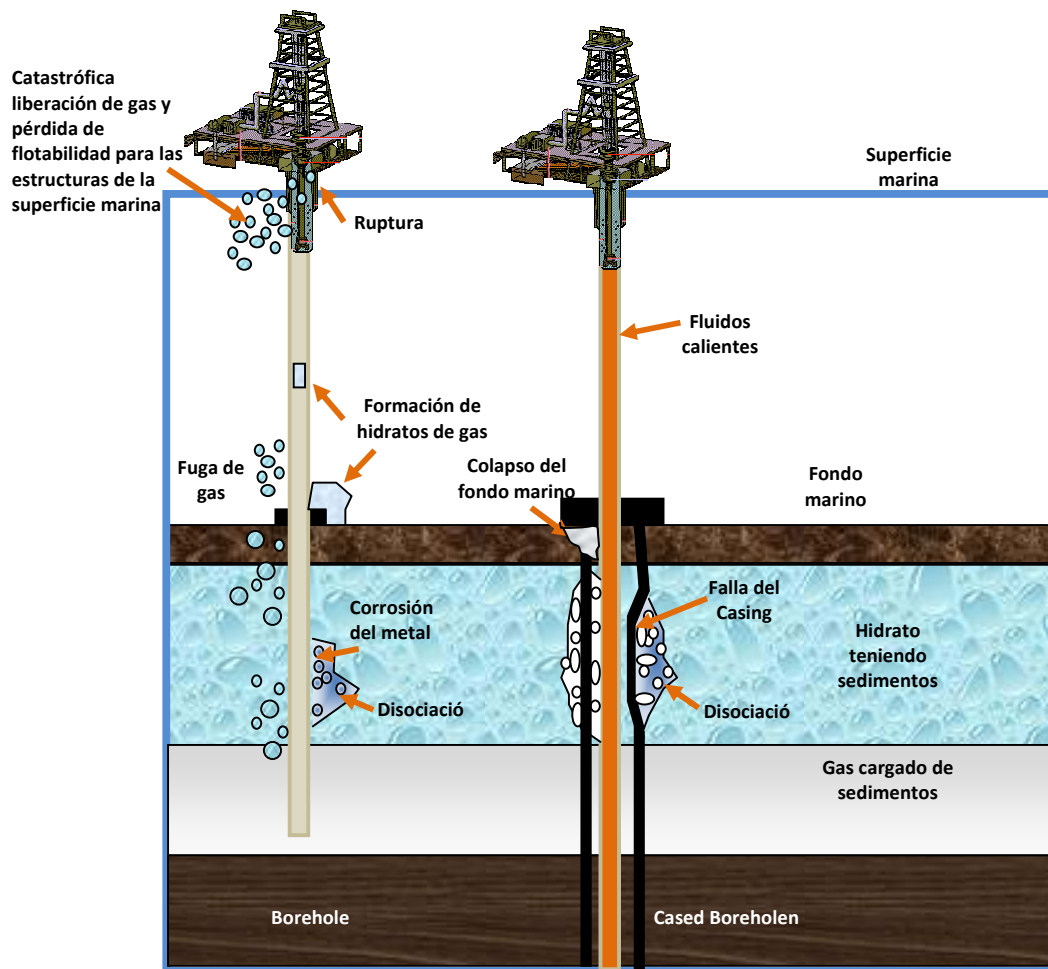
El objetivo del estudio de esta fase es perforar horizontalmente una zona seleccionada para determinar la factibilidad de éxito de la realización de pozos horizontales para las futuras operaciones de producción del campo, debido a que en las condiciones del ambiente del fondo marino los estratos son suaves poco profundos e inconsolidados.

#### **4.3.6 Problemas en la perforación**

Los problemas más comunes presentados en las operaciones de perforación en zonas de hidratos de gas están dados por la disociación de hidratos de gas cerca al fondo marino, esto puede conducir al colapso del fondo marino y a la pérdida o daño de la infraestructura; como tuberías y pilotes de soporte para facilidades de superficie marinas. Estos problemas también se presentan en la fase post-perforación, fase de producción cuando la producción de fluidos cálidos desde el fondo del yacimiento conduce a la disociación de hidratos de gas, debilitando la estabilidad de la formación y causando el colapso del casing, en el peor de los casos o daños parciales del casing. En sedimentos de baja permeabilidad que no

poseen zonas para el tránsito de gas, la disociación de hidratos de gas y la presión que este crea, causa daños en el casing.

**Figura 32.** Problemas en la perforación de yacimientos de hidratos de gas



Fuente. Autores

#### **4.4 ELECCIÓN DEL METODO DE PRODUCCION DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS EN LECHOS MARINOS**

El paso final en el programa de desarrollo de un campo de hidratos de gas, es la selección del método de extracción que se va a utilizar; este depende de muchos factores propios de cada (YNHG). Es importante por esta razón tener el mayor conocimiento posible sobre estos parámetros para poder dar un criterio de selección que sea el apropiado para obtener los mejores resultados.

Es importante, además recordar que el fin de extraer los hidratos es el de buscar una fuente de energía económica y limpia, por esta razón estos factores juegan un papel importante a la hora de dar un resultado sobre que método debemos utilizar.

El método más estudiado y económicamente más factible es el de despresurización, debido a que no se requiere la utilización de energía limpia ni aditivos químicos, sin embargo este debe ser desarrollado bajo ciertas condiciones:

- Se debe tener en cuenta que este método no es recomendable para yacimientos que la temperatura inicial este cerca o por debajo de 273 K (32 °F).
- Este método no es recomendado para yacimientos que estén completamente saturados por hidratos ya que puede haber problemas de taponamiento de la formación.
- Para el caso de yacimientos que tienen gas asociado si es recomendable pues, al extraer el gas se producirá una caída de presión que ayuda a la disociación del hidrato.

El esquema térmico para la explotación es utilizado cuando las temperaturas tanto del yacimiento como de las formaciones adyacentes son bajas y por ende se necesita calor externo para poder lograr la disociación de los hidratos, el principal problema de esto es que se necesita calentar la formación lo cual requiere mucha energía y se generan grandes pérdidas del calor inyectado.

Otro de los problemas para los métodos térmicos es que por lo general las zonas que contienen hidratos poseen permeabilidades bajas haciendo que la inyección de fluidos no se pueda lograr.

Por último nos queda por analizar la extracción con químicos partiendo que la principal desventaja es el costo puesto que al agregar sustancias adicionales se aumentan los gastos, lo que va en contraposición con nuestro aumento de la economía. La técnica de inyección de salmuera es la más viable pues esta funciona de una forma similar a la inyección de agua pero con la mejora de que la sal nos afecta la temperatura de disociación del hidrato dándonos un buen resultado. En algunos casos es posible la inyección de agua de mar que sería ventajoso para el desarrollo del proyecto debido a su disminución de costos por tener este recurso presente.

## CONCLUSIONES

- Desde el punto de vista de las perspectivas geológicas, los hidratos de gas constituyen un importante rasgo de la geosfera poco profunda. Si las actuales estimaciones de recursos de hidratos de gas son correctas, éstos contienen mayor potencial de energía de combustibles fósiles que el existente en los depósitos convencionales de petróleo, gas natural y carbón. Hay una incertidumbre respecto a qué porción de esta fuente energética puede ser realmente explotable, debido a falta de tecnología para la recuperación de metano. Sin embargo, los notables avances tecnológicos alcanzados en los últimos años, por la industria petrolera mundial en el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo y gas en aguas profundas, podrán ser aplicados a la exploración y desarrollo de los depósitos de hidratos de gas.
- La selección del método más apropiado para la producción de metano asociado a hidratos depende de muchas variables, tales como el ambiente donde se encuentran, si se tiene asociado gas libre o no, la temperatura del yacimiento, entre otras, que permitirán seleccionar el método más apropiado para su explotación.
- Cuando se busca un método de producción se debe tener en cuenta que el más factible tanto económicamente como técnicamente es el de despresurización, debido a que no requiere costos aparte como la utilización de energía limpia ni aditivos químicos, además de no requerir herramientas diferentes a las de un yacimiento convencional de gas costa fuera.

## REFERENCIAS

- Barajas Herrera, Edgar Javier; Suarez García, Edgar Augusto; Barrero Perez, Jaime Guillermo, “Construcción Y Montaje De Un Sistema Electrónico De Supervisión Y Control Para El Simulador De Precipitación De Hidratos Bajo Condiciones Dinamicas” UIS 2000
- Caicedo Duran, Javier Omar; Pinto Vargas, Nelson Alonso, “ esquema de explotación de yacimientos de hidrocarburos de gas: primera aproximación de un modelo matemático para el esquema de despresurización” UIS 2001
- Carroll, John J.” Natural Gas Hydrates: A Guide for Engineers / John J. Carroll” 2003.
- Chi U. Ikoku; ”Natural Gas Production Engineering” Krieger Publishing company 1992.
- Collett (Editors), GSC Bulletin 585: Scientific results from the Mallik 2002 gas hydrate production research well program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Geological Survey of Canada, pp. 36.
- Dicharry, C., Gayet, P., Marion, G., Graciaa, A. and Nesterov, A.N., 2005. Modeling heating curve for gas hydrate dissociation in porous media. Journal of Physical Chemistry B. 2005(109), 17205-17211.
- Dr. Boyun Guo; Dr. Ali Ghalambor “Natural Gas Engineering Handbook” University of Louisiana at Lafayette 2005
- Francisca, F., Yun, T.S., Ruppel, C. and Santamarina, J.C., 2005. Geophysical and geotechnical properties of near-seafloor sediments in the

northern Gulf of Mexico gas hydrate province. *Earth and Planetary Science Letters*. 237, 924-939.

- Franco M. Francisca, Ph.D “Los Deslizamientos Submarinos Producidos Por Hidratos De Gas”
- Ginsburg, G., Soloviev, V., Matveeva, T. and Andreeva, I., 2000. Sediment grain-size control on gas hydrate presence, Sites 994, 995 and 997. In: C.K. Paull, R. Matsumoto, P.J. Wallace and W.P. Dillion (Editors), *Proceedings of Ocean Drilling Program, Scientific Results*, 164, College Station, Texas, pp. 237-245.
- Gómez Rosales, Carlos Manuel; Leon Herrera, Javier; Reyes Ariza, Leovaldo, “Recuperación De Gas Metano En Yacimientos De Hidratos De Gas En La Cuenca Colombia Como Futura Fuente De Energía” UIS 2000
- González Pacheco, Eduardo. *Ciencia y tecnología, HIDRATOS DE GAS.pdf*
- Gracia, E., Martínez-Ruiz, F., Pinero, E., Larrasoana, J.C., Vizcanio, A. et al., 2006. Data Report: Grain-size and bulk and clay mineralogy of sediments and the presence of gas hydrate in Hydrate Ridge. In: A.M. Trehu, G. Bohrmann, M.E. Torres and F.S. Colwell (Editors), *Proceedings of Ocean Drilling Program, Scientific Results*, 204, College Station, Texas, pp. 1-19.
- Inters, W.J., Pecher, I.A., Waite, W.F. and Mason, D.H., 2004. Physical properties and rock physics models of sediment containing natural and laboratory-formed methane gas hydrate *American Mineralogist*. 89, 1221-1227.

- Jianchun Dai, Niranjana Banik, Diana Gillespie, Nader Dutta  
Dai\_2008\_Marine-and-Petroleum-Geology, journal homepage:  
[www.elsevier.com/locate/marpetgeo](http://www.elsevier.com/locate/marpetgeo), Schlumberger, 10001 Richmond  
Avenue, Houston, TX 77042, USA
- Kidnay, Arthur J.; Parrish, William R. " Fundamentals of Natural Gas  
Processing" Taylor and Francis Group 2006
- Kono, H.O., Narasimhan, S., Song, F. and Smith, D.H., 2002. Synthesis of  
methane gas hydrate in porous sediments and its dissociation by  
depressurizing Powder Technology. 122, 239-246.
- Krason, J. and Ciesnik, M., 1985. Geological evolution and analysis of  
confirmed or suspected gas hydrate localities. DOE/MC/21181-1950, US  
Department of Energy, Morgantown, West Virginia. 184
- Krason, J. and Finley, P.D., 1992. Messoyakh Gas Field - Russia West  
Siberian Basin, American Association of Petroleum Geologists - Treatise of  
Petroleum Geology, Structural Traps VII, pp. 197-220.
- Kumar, P., Turner, D. and Sloan, E.D., 2004. Thermal diffusivity  
measurements of porous methane hydrate and hydrate-sediment mixtures.  
Journal of Geophysical Research. 109(B01207), 1-8.
- Kuerth, D.C., Weinberg, D.M., III, J.W.R., Scott, C.L. and Johnson, J.T.,  
2001. Acoustic laboratory measurements during the formation of a THF  
hydrate in unconsolidated porous media. Journal of Seismic Exploration. 9,  
337-354.

- Kvalstad, T.J., Andresen, L., Forsberg, C.F., Berg, K., Bryn, P. et al., 2005. The Storegga Slide: evaluation of triggering sources and slide mechanics. *Marine and Petroleum Geology*. 22(1-2), 245-256.
- Kvenvolden, K.A. and McMenamin, M.A., 1982. Hydrates of natural gas: A review of their occurrence. *US Geological Survey Circular 825*, pp. 11.
- Liang, M., Chen, G., Sun, C., Yan, L., Liu, J. et al., 2005. Experimental and modeling study on decomposition kinetics of methane hydrates in different media. *Journal of Physical Chemistry B*. 109, 19034-19041.
- Liu, X. and Flemings, P.B., 2007. Dynamic multiphase flow model of hydrate formation in marine sediments. *Journal of Geophysical Research*. 112(B3), B01301.
- Makogon, Y.F., 2007. Professor Emeritus - Petroleum Engineering Department, Texas A&M University, Personal Communication.
- Makogon, Y.F., Holditch, S.A. and Makogon, T.Y., 2005. Russian field illustrates gas hydrate production. *Oil and Gas Journal*. 103(5), 43-47.
- Makogon, Y.F., Holditch, S.A. and Makogon, T.Y., 2007. Natural gas hydrates – A potential energy source for the 21st century. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 56(1-3), 14-31.
- Makogon, Y.F., Trebin, F.A., Trofimuk, A.A. and Chersky, N.V., 1971. Detection of a pool of natural gas in a solid hydrated state. *Doklady Akademii Nauk SSSR*. 196(1), 197-200.
- Makogon, Y.F., Tsarev, V.P. and Chersky, N.V., 1970. Gas-hydrate resource in the offshore, 17th World Gas Congress, Moscow.

- Masui, A., Haneda, H., Ogata, Y. and Aoki, K., 2005. The effect of saturation degree of methane hydrate on the shear strength of synthetic methane hydrate sediments, 5th International Conference on Gas Hydrates, Trondheim, Norway, pp. 657-663.
- Medina Sierra, Yesid Alberto; Montagut Rueda, Carmen Cecilia "Software Para Predecir Las Condiciones De Formacion De Hidratos Aplicando Ecuaciones De Estado Modelo Termodinámico -Estadístico" UIS 2001
- Meyerhoff, A.A., 1980. Petroleum basins of the Soviet Arctic. Geological Magazine. 117(2), 101-210.
- Mienert, J., Vanneste, M., Bunz, S., Andreassen, K., Hafliðason, H. et al., 2005. Ocean warming and gas hydrate stability on the mid-Norwegian margin at the Storrega Slide. Marine and Petroleum Geology. 22, 233-244. 186
- Milkov, A.V. and Sassen, R., 2000. Thickness of the gas hydrate stability zone, Gulf of Mexico continental slope. Marine and Petroleum Geology. 17, 981-991.
- Milkov, A.V. and Sassen, R., 2002. Economic geology of offshore gas hydrate accumulations and provinces. Marine and Petroleum Geology. 19, 1-11.
- Milkov, A.V. and Sassen, R., 2003. Preliminary assessment of resources and economic potential of individual gas hydrate accumulations in the Gulf of Mexico continental slope. Marine and Petroleum Geology. 20, 111-128.

- Milkov, A.V., 2005. Molecular and stable isotope compositions of natural gas hydrates: a revised global dataset and basic interpretations in the context of geological settings. *Organic Geochemistry*. 36, 681-702.
- Moridis, G.J. and Collett, T., 2004. Gas production from Class 1 hydrate accumulations. In: C. Taylor and J. Kwan (Editors), *Recent Advances in the Study of Gas Hydrates*, pp. 75-88.
- Moridis, G.J. and Sloan, E.D., 2007. Gas production potential of dispersed low-saturation hydrate accumulations in oceanic sediments. *Energy Conversion and Management*. 48(6), 1834-1849.
- Moridis, G.J., Kowalsky, M.B. and Pruess, K., 2007. Depressurization-induced gas production from Class 1 hydrate deposits. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 10(5), 458-481.
- Pérez Angulo, Julio Cesar "Estudio Técnico Económico De Los Diferentes Métodos De Inhibición Química De Hidratos De Gas Natural" UIS 1999
- Richard S. Kraus; " Petroleo y Gas Natural " ENCICLOPEDIA DE SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO
- Ruppel, C., Dickens, G.R., Castellini, D.G., Gilhooly, W. and Lizzalde, D., 2005. Heat and salt inhibition of gas hydrate formation in the northern Gulf of Mexico. *Geophysical Research Letters*. 32(L04605), 1-4.
- Rutqvist, J., Grover, T. and Moridis, G.J., 2008. Coupled hydrological, thermal and geomechanical analysis of wellbore stability in hydrate bearing sediments, *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas.
- Sassen, R. and Macdonald, I.R., 1994. Evidence of structure H hydrate, Gulf of Mexico continental slope. *Organic Geochemistry*. 22(6), 1029-1032.

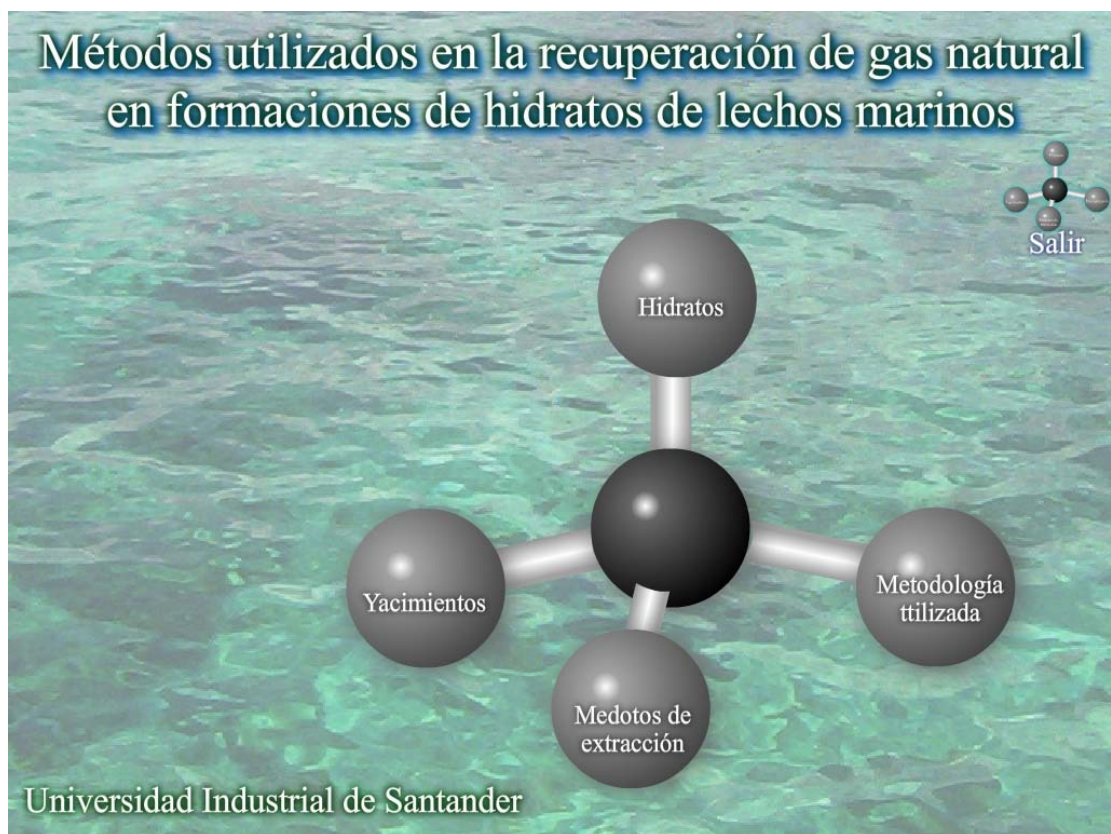
- Sassen, R., Joye, S., Sweet, S.T., DeFreitas, D.A., Milkov, A. et al., 1999a. Thermogenic gas hydrates and hydrocarbon gases in complex chemosynthetic communities, Gulf of Mexico continental slope. *Organic Geochemistry*. 30, 485-497.
- Sloan, E.D. and Koh, C.A., 2008. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*. CRC Press, Boca Raton, 752 pp.
- Smith, D.H., Wilder, J.W. and Seshadri, K., 2002. Methane hydrate equilibria in silica gels with broad pore-size distributions *AIChE Journal*. 48(2), 393-400. 190
- Smith, S., Boswell, R., Collett, T., Lee, M. and Jones, E., 2006. Alaminos Canyon Block 818: A documented example of gas hydrate saturated sand in Gulf of Mexico. *Fire In The Ice: NETL Methane Hydrate R&D Newsletter*. 12.
- Takashi Uchida, Japan Petroleum Exploration Company, Ltd. Chiba, Japón; el creciente interés por los hidratos de gas. *Oilfield Review*.
- Uchida, T., Ebinuma, T., Takeya, S., Nagao, J. and Narita, H., 2002. Effects of pore sizes on dissociation temperatures and pressures of methane, carbon dioxide, and propane hydrates in porous media. *Journal of Physical Chemistry B*. 106, 820- 826.
- Velásquez Reyes, Mauricio. *LOS HIDRATOS DE GAS SUBMARINOS.pdf*
- Vera, Emilio; “Hidratos de Gas Submarinos”
- Vogt, P.R. and Jung, W.Y., 2002. Holocene mass wasting on upper non-polar continental slopes - due to post-glacial ocean warming and hydrate dissociation? *Geophysical Research Letters*. 29(9), 55-1 - 55-4.

- Yun, T.S., Francisca, F.M., Santamarina, J.C. and Ruppel, C., 2005. Compressional and shear wave velocities in uncemented sediment containing gas hydrate. *Geophysical Research Letters*. 32(L10609), 1-5. 193
- Yun, T.S., Narsilio, G.A. and Santamarina, J.C., 2007a. Physical characterization of core samples recovered from Gulf of Mexico. *Marine and Petroleum Geology*. In Press.
- Zatsepina, O.Y. and Buffett, B.A., 2001. Experimental study of the stability of CO<sub>2</sub> hydrate in a porous medium. *Fluid Phase Equilibria*. 192, 85-102.

# ANEXOS

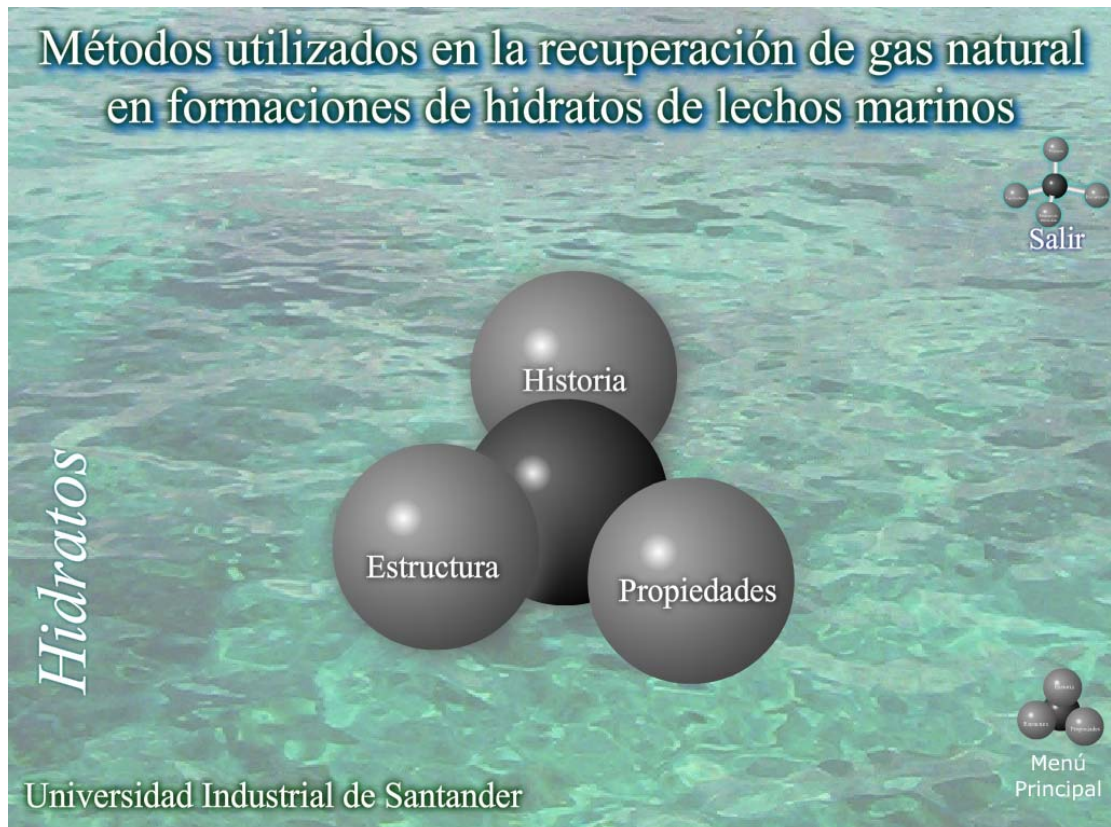
## Herramienta Multimedia

Figura 33. Página principal de la herramienta



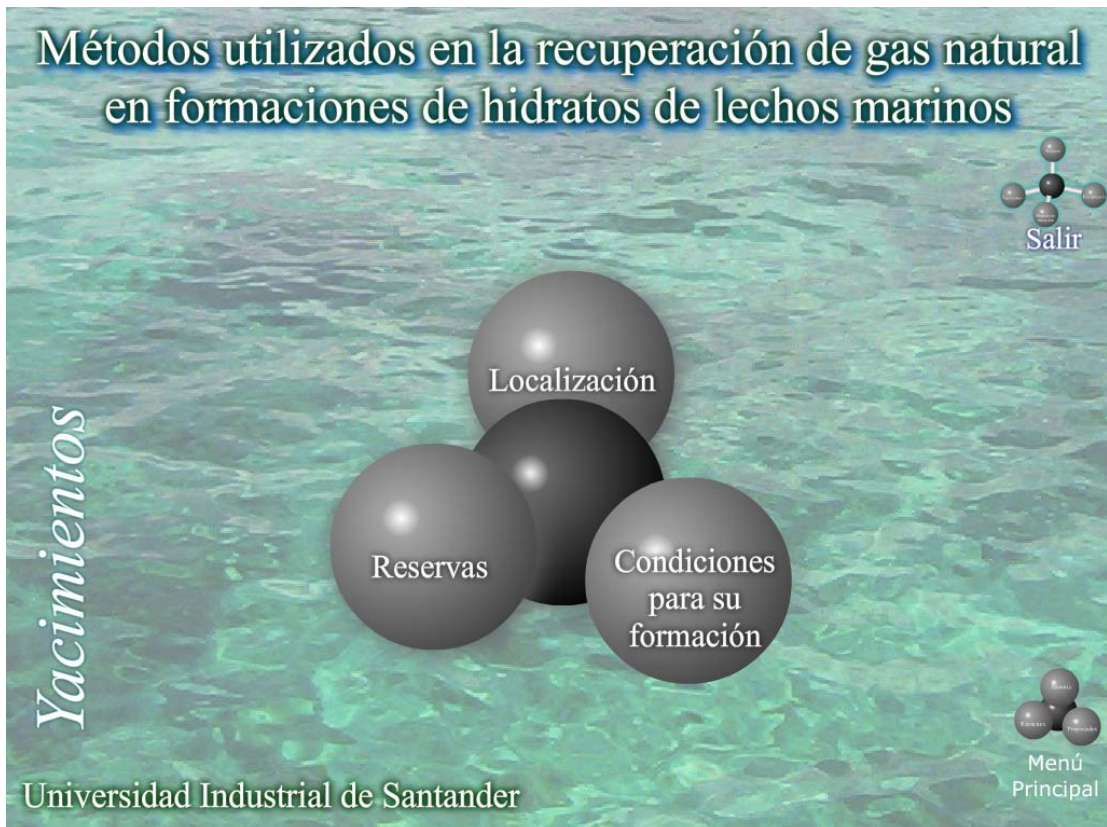
En esta parte encontraremos el menú principal de la herramienta que nos permitirá obtener diferente información acerca de los hidratos de gas, principalmente dividido en 4 partes el menú nos permite la entrada a otros submenús en los cuales existen links que nos llevan a la información por medio de archivos pdf.

Figura 34. Submenú 1 hidratos



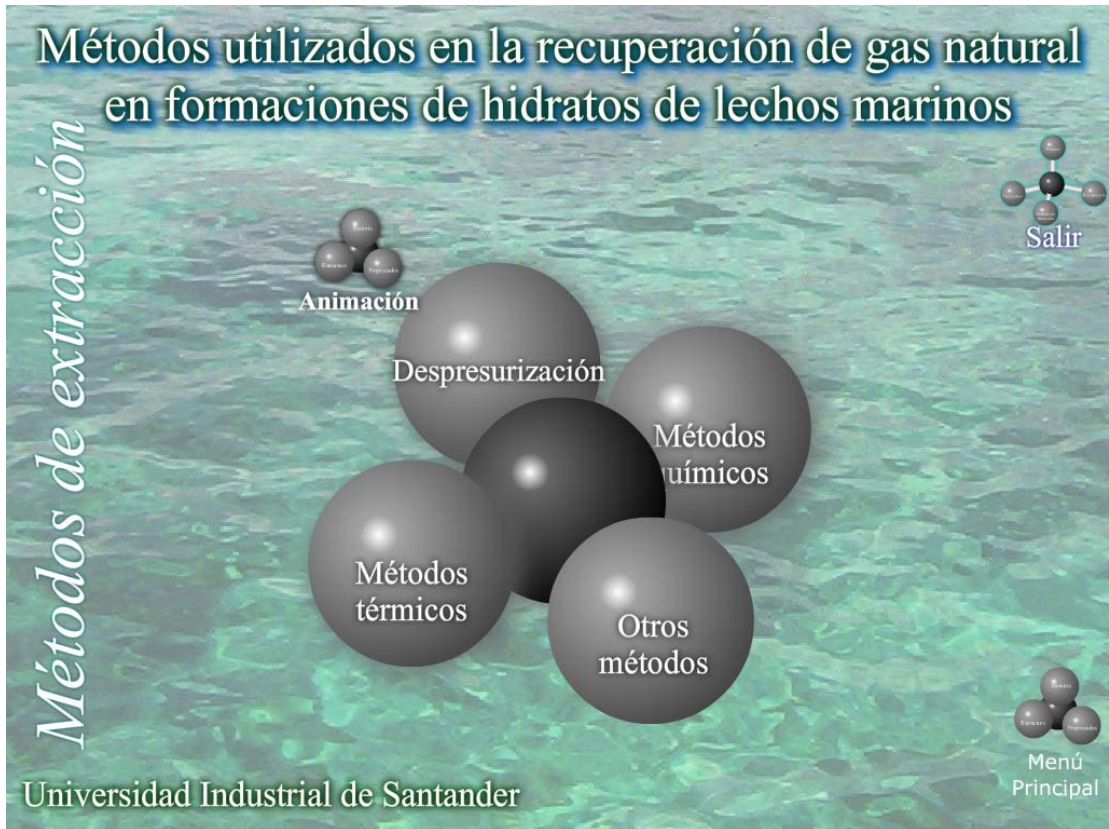
En este submenú encontraremos todo lo relacionado con las generalidades del gas asociado a hidratos su historia, inicios de investigación y descubrimiento de su existencia, las diferentes estructuras moleculares que se pueden encontrar dentro de la naturaleza de los hidratos además de sus propiedades físicas y químicas

Figura 35. Submenú 2 Yacimientos



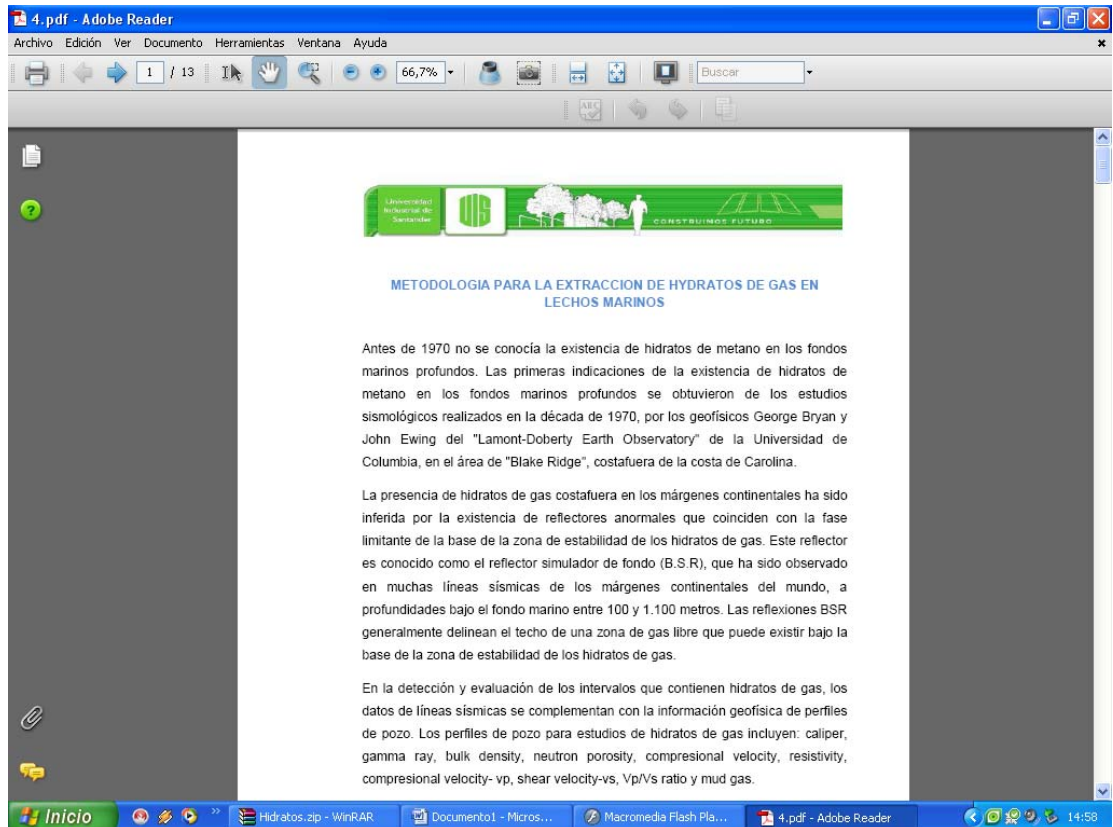
En este submenú se podrá encontrar todo lo relacionado con la localización de los hidratos de gas de lechos marinos y permafrost que se encuentran en la tierra descubiertos hasta la fecha, además algunas de las estimaciones de reservas hechas por diferentes autores que tratan de enfatizar en la importancia de los hidratos de gas como una fuente rentable de energía con grandes proporciones dentro de la industria petrolera, además se podrán observar las diferentes condiciones de temperatura y presión entre otras a las cuales se pueden formar hidratos.

Figura 36. Submenú 3 Métodos de extracción



Dentro de este submenú se podrá observar en teoría los diferentes métodos utilizados para la extracción de los hidratos de gas así como una animación que permitirá observar el proceso llevado a cabo en cada caso, donde los principales métodos son; el método de despresurización en el cual se trabaja por manipulación de la presión, el método térmico dentro del cual se cambia la temperatura del yacimiento, y los métodos químicos en los cuales se opera introduciendo diferentes sustancias que ayudan a la explotación del yacimiento.

Figura 37. Archivos que se podrán observar dentro del programa



Cada uno de los links de los submenús permitiera el acceso a diferentes archivos en formato pdf que contienen la información requerida, así como gráficas, esquemas y tablas contenidos dentro de los mismos, que permiten observar detalladamente todo lo relacionado con el gas asociado a hidratos en lechos marinos.