

**TÉCNICAS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE  
GAS: CASOS DE ESTUDIO A NIVEL MUNDIAL**

**ALEJANDRO BARBOSA HERNÁNDEZ  
EDNA ROCIO TRISTANCHO AMAYA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2014**

**TÉCNICAS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE  
GAS: CASOS DE ESTUDIO A NIVEL MUNDIAL**

**ALEJANDRO BARBOSA HERNÁNDEZ  
EDNA ROCIO TRISTANCHO AMAYA**

**Proyecto de grado presentado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director:  
DRA. ZULY CALDERÓN CARRILLO  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2014**

*A Dios, por ser mi compañía en este camino  
Y permitirme cumplir una de mis metas  
Cuidándome en cada uno de mis pasos.*

*A mi mamá Yorlen Hernández  
Por ser mi apoyo incondicional*

*A mi papá Benjamín Barbosa  
Por ser más que mi padre mi amigo  
Por sus consejos y su total respaldo*

*A mis hermanos Pilar y Benjamín  
Por sus buenos deseos para mi vida*

*A mis sobrinas Catalina y Ariana  
Por llenarme de motivos para seguir adelante*

*A Edna por ser mi compañía incondicional  
En esta etapa de culminación de una de mis metas*

*En especial a mi abuelita Fanny Hernández  
Por su cariño y por estar siempre conmigo  
Incluso ahora desde el cielo junto a Dios.*

*A mis demás familiares y amigos  
Que de una u otra manera han estado conmigo.*

*Gracias.*

*Alejandro Barbosa Hernández*

*En primer lugar a Dios  
Por ayudarme a alcanzar una de mis metas  
Y por ser mi más grande guía y protector*

*A mi mami Trinidad Amaya  
Por estar ahí cuando más la necesito*

*A mi papi Guillermo Trisancho  
Por sus consejos y todo su apoyo.*

*A mis hermanas Sandra y Caro  
Por estar pendientes de mí siempre  
Por brindarme sus consejos y buenos deseos*

*A mis sobrinos Clarita, Julián y Sarah  
Por darle tantas alegrías a mi vida*

*A mi amor Alejo por ser más que mi novio mi compañero  
Por apoyarme y ayudarme siempre que lo necesité  
Gracias por brindarme tantos momentos bonitos  
Y llenar mis días de mil colores*

*A mis demás familiares y amigos  
Muchas Gracias.*

*Edna Rocio Trisancho Amaya*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado por medio de estas líneas desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

**Dra. Zuly Calderon Carrillo**, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander y directora del proyecto, por creer en el proyecto por su colaboración, sus aportes invaluable y sugerencias.

**La Universidad Industrial de Santander** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, por habernos formado como profesionales integrales comprometidos con el desarrollo y evolución de nuestra carrera.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	20
1. TÉCNICAS DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS .	23
1.1 TÉCNICA DE DESPRESURIZACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.....	25
1.1.1 Yacimiento totalmente saturado de hidratos. ....	28
1.1.2 Yacimiento parcialmente saturado de hidratos (Gas libre inicial). ....	33
1.1.3 Yacimiento estratificado (yacimiento de gas convencional en contacto con una capa de hidrato).....	34
1.1.4 Desventajas de la técnica de despresurización. ....	35
1.2 TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN TÉRMICA PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.....	36
1.2.1 Inyección de fluidos calientes para la explotación de yacimientos de hidratos de gas. ....	38
1.2.1.1 Inyección de agua caliente. ....	39
1.2.1.2 Inyección de vapor.....	41
1.2.2 Generación de calor in-situ. ....	43
1.2.2.1 Método de calentamiento electromagnético.....	44
1.2.2.2 Otros métodos de generación de calor in-situ.....	49
1.2.3 Desventajas de la técnica de estimulación térmica. ....	49
1.3 TÉCNICA DE INYECCIÓN DE INHIBIDORES QUÍMICOS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS. ....	51
1.3.1 Inyección de solventes.....	53

1.3.1.1	Técnica de fracturamiento hidráulico con solvente caliente. ....	53
1.3.2	Inyección de salmueras. ....	54
1.3.3	Desventajas de la técnica de inyección de inhibidores químicos. ....	56
1.4	TÉCNICA DE INYECCIÓN DE PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.....	57
1.5	OTRAS TÉCNICAS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.....	59
2.	VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA SELECCIÓN DE UNA TÉCNICA DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS TENIENDO EN CUENTA LOS ESTUDIOS REALIZADOS A NIVEL MUNDIAL.....	60
2.1	RUSIA.....	60
2.1.1	Propiedades del yacimiento estudiado en Rusia.....	66
2.2	JAPÓN.....	66
2.2.1	Propiedades del yacimiento estudiado en Japón. ....	70
2.3	CANADÁ.....	71
2.2.2	Propiedades del yacimiento estudiado en Canadá. ....	72
2.4	ESTADOS UNIDOS.....	73
2.4.1	Propiedades del yacimiento estudiado en Estados Unidos. ....	76
2.5	Desarrollo de la base de datos.....	76
3.	ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE LOS YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS, QUE IMPACTAN EN LA SELECCIÓN DE UNA TÉCNICA DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE LOS MISMOS. ....	79
3.1	Tipo de yacimiento. ....	79
3.2	Cantidad de hidratos en el yacimiento. ....	80
3.3	Condiciones termodinámicas y de temperatura.....	80

3.4	Permeabilidad del yacimiento y de las zonas adyacentes. ....	80
3.5	Espesor de la formación. ....	81
3.6	Presencia de acuíferos geotérmicos. ....	81
3.7	Costos.....	81
4.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SOBRE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE UNA DE LAS TÉCNICAS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.....	82
4.1	Análisis de sensibilidad al tipo de yacimiento. ....	83
4.2	Análisis de sensibilidad a la temperatura. ....	84
4.3	Análisis de sensibilidad a la permeabilidad. ....	85
4.4	Análisis de sensibilidad al espesor de la formación.....	86
4.5	Análisis de sensibilidad al espesor de la formación.....	87
4.6	Análisis de sensibilidad a los costos. ....	88
4.7	Análisis de sensibilidad “método telaraña”. ....	89
5.	METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN ADECUADA DE UNA TÉCNICA DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS. ....	90
5.1	Análisis de las propiedades del yacimiento. ....	92
5.2	Optimizar las tecnologías en hidratos de gas encontradas. ....	95
5.3	Realizar estudios de producción en tierra para verificar las tecnologías existentes que permiten disociar los hidratos con el fin de recobrar gas metano en cabeza de pozo. ....	108
6.	CONCLUSIONES .....	109
7.	RECOMENDACIONES .....	110
	BIBLIOGRAFÍA.....	111
	ANEXOS .....	116

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>FIGURA 1.</b> ESTABILIDAD DEL HIDRATO DE GAS EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN Y LA TEMPERATURA.....	24
<b>FIGURA 2.</b> POSIBLES PROCESOS PARA LA DISOCIACIÓN DE LOS HIDRATOS DE GAS IN-SITU. ....	25
<b>FIGURA 3.</b> DIAGRAMA DE LA TÉCNICA DE DESPRESURIZACIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS. ....	26
<b>FIGURA 4.</b> VISTA PLANA DEL MODELO DE DESCOMPRESIÓN MEDIANTE FRACTURAMIENTO. ....	29
<b>FIGURA 5.</b> VISTA EN PLANTA DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE FLUJO DE FRACTURA. ....	30
<b>FIGURA 6.</b> IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO SALINO PARA DESPRESURIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS.....	33
<b>FIGURA 7.</b> ESQUEMA DE DESPRESURIZACIÓN DE UN YACIMIENTO PARCIALMENTE SATURADO DE HIDRATOS. ....	34
<b>FIGURA 8.</b> YACIMIENTO ESTRATIFICADO (HIDRATOS EN CONTACTO CON GAS LIBRE). ....	35
<b>FIGURA 9.</b> TÉCNICAS TÉRMICAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS.....	37
<b>FIGURA 10.</b> ESQUEMA DE INYECCIÓN DE UN FLUIDO CALIENTE. ....	38
<b>FIGURA 11.</b> INYECCIÓN CONTINUA DE AGUA CALIENTE.....	40
<b>FIGURA 12.</b> INYECCIÓN CÍCLICA DE AGUA CALIENTE. ....	41
<b>FIGURA 13.</b> ESQUEMA DE UNA INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR DE UN YACIMIENTO QUE CONTIENE UNA ZONA DE HIDRATOS DE GAS QUE RECUBRE UNA ZONA DE PETRÓLEO PESADO. ....	43
<b>FIGURA 14.</b> CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO. ....	44

<b>FIGURA 15. ESQUEMA DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO PROPUESTO POR HEINEMMAN.</b> .....	47
<b>FIGURA 16. PROCESO DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO, POZO VERTICAL (ISLAM).</b> .....	48
<b>FIGURA 17. PROCESO DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO, POZO VERTICAL (ISLAM).</b> .....	49
<b>FIGURA 18. SISTEMAS DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO.</b> .....	50
<b>FIGURA 19. PROCESO DE DISOCIACIÓN DE HIDRATOS POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON SOLVENTE CALIENTE.</b> .....	54
<b>FIGURA 20. INYECCIÓN DE AGUA DE MAR PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS.</b> .....	56
<b>FIGURA 21. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO PETROLERO MESSOYAKHA EN RUSIA.</b> .....	61
<b>FIGURA 22. SECCIÓN DEL CAMPO MESSOYAKHA.</b> .....	62
<b>FIGURA 23. ESTADO TERMODINÁMICO INICIAL DEL YACIMIENTO MESSOYAKHA.</b> .....	63
<b>FIGURA 24. SECCIÓN TRANSVERSAL DEL YACIMIENTO MESSOYAKHA.</b> .....	64
<b>FIGURA 25. MAPA DE CONTOURNO DE LA PARTE SUPERIOR DE LA FORMACIÓN DOLGAN EN EL CAMPO MESSOYAKHA.</b> .....	65
<b>FIGURA 26. DISTRIBUCIONES DE BSR EN LAS ZONAS DE ALTA MAR CIRCUNDANTES ALREDEDOR DE JAPÓN.</b> .....	68
<b>FIGURA 27. MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE HIDRATOS DE GAS Y ACUMULACIONES DE GAS LIBRE EN EL ÁREA DE LA BAHÍA DE PRUDHOE-KUPARUK RIVER.</b> .....	74
<b>FIGURA 28. SECCIÓN GEOLÓGICA TRANSVERSAL ESTE-OESTE DE LA ZONA DE PRUDHOE BAY-KUPARUK RIVER.</b> .....	75
<b>FIGURA 29. MENÚ PRINCIPAL DE LA BASE DE DATOS REALIZADA.</b> .....	77
<b>FIGURA 30. PROPIEDADES DE UNO DE LOS CASOS DE ESTUDIO ENCONTRADAS EN LA LITERATURA.</b> .....	77
<b>FIGURA 31. VARIACIÓN DE LA PRIORIDAD DEL TIPO DE YACIMIENTO EN CADA UNA DE LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.</b> .....	83
<b>FIGURA 32. VARIACIÓN DE LA PRIORIDAD DE LA TEMPERATURA EN CADA UNA DE LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.</b> .....	84

<b>FIGURA 33.</b> VARIACIÓN DE LA PRIORIDAD DE LA PERMEABILIDAD EN CADA UNA DE LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.....	85
<b>FIGURA 34.</b> VARIACIÓN DE LA PRIORIDAD DEL ESPESOR DE LA FORMACIÓN EN CADA UNA DE LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS. ....	86
<b>FIGURA 35.</b> VARIACIÓN DE LA PRIORIDAD DE LA PRESENCIA DE ACUÍFERO GEOTÉRMICO EN CADA UNA DE LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.....	87
<b>FIGURA 36.</b> VARIACIÓN DE LA PRIORIDAD DE LOS COSTOS EN CADA UNA DE LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.....	88
<b>FIGURA 37.</b> ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MÉTODO TELARAÑA. ....	89
<b>FIGURA 38.</b> SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO DE HIDRATOS DE GAS OCEÁNICO CLASE 2 UTILIZANDO EL SIMULADOR TOUGH+HYDRATE.....	100
<b>FIGURA 39.</b> SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO DE HIDRATOS DE GAS OCEÁNICO CLASE 3 UTILIZANDO EL SIMULADOR TOUGH+HYDRATE.....	102
<b>FIGURA 40.</b> PERFIL DE TEMPERATURA.....	106
<b>FIGURA 41.</b> PERFIL DE SATURACIÓN DE AGUA.....	107
<b>FIGURA 42.</b> PERFIL DE SATURACIÓN DE GAS.....	107
<b>FIGURA 43.</b> PERFIL DE PRESIÓN. ....	108

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>TABLA 1.</b> FASES PRESENTES Y SU MOVILIDAD EN EL SISTEMA POROSO. ....	28
<b>TABLA 2.</b> CORRELACIÓN DE TASAS DE PRODUCCIÓN DE GAS CON INYECCIÓN DE INHIBIDORES.....	52
<b>TABLA 3.</b> PROPIEDADES DEL YACIMIENTO ESTUDIADO EN RUSIA.....	66
<b>TABLA 4.</b> PROPIEDADES DEL YACIMIENTO ESTUDIADO EN JAPÓN. ....	71
<b>TABLA 5.</b> PROPIEDADES DEL YACIMIENTO ESTUDIADO EN CANADÁ.....	73
<b>TABLA 6.</b> PROPIEDADES DEL YACIMIENTO ESTUDIADO EN ESTADOS UNIDOS.....	76
<b>TABLA 7.</b> PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS ESTUDIADOS A NIVEL MUNDIAL. ....	78
<b>TABLA 8.</b> ESTUDIO ECONÓMICO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS. * .....	81
<b>TABLA 9.</b> VALORES DE PRIORIDAD ASIGNADOS PARA SU RESPECTIVO CARÁCTER.....	83
<b>TABLA 10.</b> VALORES DE PRIORIDAD ASIGNADOS PARA SU RESPECTIVO CARÁCTER.....	84
<b>TABLA 11.</b> VALORES DE PRIORIDAD ASIGNADOS PARA SU RESPECTIVO CARÁCTER.....	85
<b>TABLA 12.</b> VALORES DE PRIORIDAD ASIGNADOS PARA SU RESPECTIVO CARÁCTER.....	86
<b>TABLA 13.</b> VALORES DE PRIORIDAD ASIGNADOS PARA SU RESPECTIVO CARÁCTER.....	87
<b>TABLA 14.</b> VALORES DE PRIORIDAD ASIGNADOS PARA SU RESPECTIVO CARÁCTER.....	88
<b>TABLA 15.</b> TABLA DE APLICACIÓN PARA LA SELECCIÓN DE UNA TÉCNICA DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS DE ACUERDO A LA LITERATURA ENCONTRADA DE LOS ESTUDIOS REALIZADOS A NIVEL MUNDIAL.....	94
<b>TABLA 16.</b> CARACTERÍSTICAS DE LOS PROCESOS DE LAS TÉCNICAS ESTUDIADAS PARA LA PRODUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE GAS. ....	96
<b>TABLA 17.</b> PARÁMETROS Y ESPECIFICACIONES UTILIZADOS PARA LLEVAR A CABO LA SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS. ....	105
<b>TABLA 18.</b> EJEMPLOS DE RESERVAS POTENCIALES DE GAS EN HIDRATOS. ASUMIENDO ESPESOR DE HIDRATOS DE 10M.....	116

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pàg.</b>
<b>ANEXO A</b> .....	116
<b>ANEXO B</b> .....	117
<b>ANEXO C</b> .....	118
<b>ANEXO D</b> .....	119
<b>ANEXO E</b> .....	120

**NOTA:** Los anexos de esta investigación pueden ser consultados en la biblioteca de la Universidad Industrial de Santander - Sala base de datos.

## RESUMEN

**TITULO:** TÉCNICAS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS: CASOS DE ESTUDIO A NIVEL MUNDIAL<sup>1</sup>.

**AUTORES:** ALEJANDRO BARBOSA HERNÁNDEZ; EDNA ROCIO TRISTANCHO AMAYA<sup>2</sup>.

**PALABRAS CLAVES:** Hidratos, Gas, Técnicas, Explotación, Producción.

### DESCRIPCIÓN:

Los hidratos de gas se encuentran en los sedimentos oceánicos y en el permafrost en grandes cantidades. A nivel mundial, se cree que estos yacimientos contienen aproximadamente un 35 por ciento más de gas que otras reservas. Pero aún no está claro que los hidratos de gas se puedan extraer de forma económica y segura para el medio ambiente. Para liberar el metano atrapado en las estructuras enrejadas de los hidratos de gas es necesario bajar la presión o aumentar la temperatura. Para llevar a cabo estos procesos existen diferentes técnicas que están siendo estudiadas a nivel mundial. Una de las técnicas estudiada es la técnica de despresurización, en la que se perfora un pozo en una formación y el agua se bombea fuera, la diferencia de presión entre el yacimiento subterráneo y el pozo produce la liberación del metano. Otra técnica consiste en inyectar vapor en un pozo para estimular el flujo del metano. También se está estudiando la técnica de inyección de inhibidores químicos y otras técnicas como la de inyección de CO<sub>2</sub>.

A parte de las cuestiones técnicas para seleccionar una técnica adecuada de explotación y producción de los hidratos de gas, hay una serie de barreras económicas y logísticas que se deben tener en cuenta. Por lo que se hace necesario que los investigadores sigan llevando a cabo pruebas que aclaren del todo la naturaleza de los yacimientos de hidratos y la viabilidad del uso de las técnicas de explotación y producción antes de que las empresas comerciales de petróleo y gas inviertan dinero en la explotación.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado

<sup>2</sup> Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. DRA. Zuly Calderón Carrillo. Ingeniero de Petróleos

## ABSTRACT

**TITLE:** TÉCNICAS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS: CASOS DE ESTUDIO A NIVEL MUNDIAL<sup>3</sup>.

**AUTHORS:** ALEJANDRO BARBOSA HERNANDEZ; EDNA ROCIO TRISTANCHO AMAYA<sup>4</sup>.

**KEYWORDS:** Hydrates, Gas, Techniques, Exploitation, Production.

### DESCRIPTION:

Gas hydrates are found in ocean sediments and permafrost in large quantities. Globally, it is believed that these deposits contain about 35 percent more gas than other stocks. But it remains unclear which gas hydrates can be drawn from economic and safe for the environment. To release the trapped methane latticed structures gas hydrates is necessary to lower the pressure or raise the temperature. To carry out these processes there are different techniques that are being studied worldwide. One technique is the technique studied depressurization, in which a well is drilled into a formation and water is pumped out, the pressure difference between the underground reservoir and the well causes the release of methane. Another technique is to inject steam into the well to stimulate the flow of methane. Also being studied injection technique of chemical inhibitors and other techniques such as CO<sub>2</sub> injection. In addition to the techniques for selecting a suitable technique for exploration and production of gas hydrates issues, there are a number of economic and logistical barriers that must be taken into account. So it is necessary that researchers continue to carry out all evidence explaining the nature of the hydrate deposits and the feasibility of using the techniques of exploration and production business before the oil and gas companies invest money exploitation.

---

<sup>3</sup> Grade Work.

<sup>4</sup> INDUSTRIAL UNIVERSITY OF SANTANDER, FACULTY OF ENGINEERING CHEMICAL AND PHYSICAL. PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL. DRA. ZULY CADERÓN CARRILLO.

## INTRODUCCIÓN

Los hidratos de gas son cristales de hielo sólidos que se forman a partir de mezclas de agua y, gas natural, como el metano, el dióxido de carbono, propano y butano. Se producen en los espacios porosos de sedimentos, y pueden formar cementos, linfáticos, venas, o capas. El metano es el componente dominante entre otros gases de hidrocarburos en los sedimentos.<sup>5</sup>

La historia de estos compuestos podría remontarse a Joseph Priestly (el descubridor del "aire desglosificado" - oxígeno), quien en 1776, obtuvo los hidratos de gas haciéndolo pasar a través del agua de 0 °C. El nombre de hidratos fue acuñado por primera vez en 1811, cuando Humphrey Davy y su ayudante Michael Faraday fueron capaces de repetir el experimento de Priestley con gas cloro. Durante los siguientes 150 años, los hidratos se consideraron como una curiosidad de laboratorio o un fastidio industrial (en 1933 se comprobó que los hidratos de gas estaban obstruyendo las tuberías de gas). En 1969, los científicos soviéticos se toparon con los hidratos de gas natural, a una profundidad de 1450m en el transártico, Siberia (Rusia) en el campo de Gas Messoyakha. Este descubrimiento, que coincide con la primera crisis del petróleo y la crisis energética que siguió, resultó ser un catalizador en el crecimiento de los estudios de los hidratos de gas natural como fuente de energía en el mundo. Más de siete mil trabajos de investigación se han publicado en los últimos cuarenta años, y una serie de países tomó gas natural hidrato de programas de R & D.<sup>6</sup>

El conjunto de hidratos de gas y gas asociado atrapados en el subsuelo son especialmente comunes en márgenes continentales. Un estudio comparativo de la

---

<sup>5</sup>DEMIRBAS, A. Methane Gas Hydrate. Springer-Verlag. London Limited. 2010.

<sup>6</sup>HASHIM, M. ANSARI, M. and KHAN, S. Gas Hydrates in Makran: Identifying the possible analogies with the reservoirs around the world for future development and exploitation. Samanalshaq. Mol Pakistan Oil and Gas CO. B. V. Islamabad. Balochistan University of Information Technology, Quetta.

mayoría de las ocurrencias reportadas en márgenes continentales activas y pasivas, mostró la influencia relativa de la geodinámica y en relación a su formación y estabilidad.

Aunque existen muchas ocurrencias de hidratos de gas confirmadas o inferidas en el mundo, de los estudios realizados por Geoexplorer International en 13 regiones, 5 están localizadas en márgenes continentales activas y 7 en pasivas. Otras regiones investigadas en las márgenes activas incluyen el Nankai “Trough”, costa afuera del sureste Japonés “Trough”, y el Timor “Trough” en el archipiélago Indonesio. En otras cuencas los hidratos de gas han sido investigados en los mares Negro, Caspio y Okhotsk.

Los hidratos de gas del campo ruso Messoyakha (Este de Siberia) y los del área de Kuparuk River-PrudhoeBay (Alaska) son los más conocidos.

Fuera de las áreas mencionadas también se reporta o postula la existencia en las siguientes localidades (**ver Anexo 1**).

América: “Trench” Aleutiano, Mar de Beaufort, Archipiélago Ártico, Costa afuera Newfoundland y Labrador, Costa afuera California N., Baltimore “CanyonTrough”, Blake-Bahama “Outer Ridge”, Golfo de México W, Cuenca Colombiana (Caribe), Cuenca de Panamá (Pacífico), Costa afuera Perú (Pacífico), costa afuera Argentina, entre otras. Africa-Asia: Costa afuera Angola, Cuenca Vilyui E, Golfo de Omán, Costa afuera NE Nueva Zelandia, Antártica, entre otras.<sup>7</sup>

La cantidad de gas presente en los hidratos de gas postulados en el mundo se estima que podría alcanzar  $18E15$  CF ( $6,5E5$  TCF). Lo anterior significa que habría dos veces más carbono en los hidratos de gas que el conocido o estimado

---

<sup>7</sup>VÁSQUEZ, C, H. Profesor Geología del Petróleo, Universidad EAFIT, Geólogo e ingeniero de Petróleos. Facultad de Minas de Medellín. Posgrado Universidad de Texas. Revista Universidad EAFIT- No. 102.

en las reservas de combustibles fósiles del mundo. Y que esta fuente energética podría suplir las necesidades mundiales hasta el Siglo XXI<sup>8</sup>.

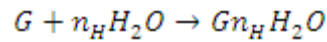
Dicha cantidad de gas acumulado en forma de hidratos de gas se ha estimado en más de la mitad del total de energía fósil, y se considera como la fuente de energía más importante para cubrir las necesidades de gas natural en el futuro. Debido a los escasos datos disponibles, importantes esfuerzos en la recolección de los datos reales se han realizado y se consideran estudios de simulación adicionales para este reservorio no convencional. Las posibilidades de desarrollo de métodos eficaces y económicos para la producción de hidratos de gas a una tasa económicamente viable se han multiplicado debido a los últimos avances en tecnología. Es por esto que el objetivo de este proyecto es presentar las técnicas de explotación y producción de hidratos de gas y los diferentes casos de estudio a nivel mundial, para definir una metodología para la selección adecuada de una de las técnicas estudiadas teniendo en cuenta los diferentes parámetros que afectan dicha selección.

---

<sup>8</sup> VÁSQUEZ, C, H. Profesor Geología del Petróleo, Universidad EAFIT, Geólogo e ingeniero de Petróleos. Facultad de Minas de Medellín. Posgrado Universidad de Texas. Revista Universidad EAFIT- No. 102.

## 1. TÉCNICAS DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS

En condiciones de presión y temperatura apropiadas, una molécula de gas reacciona con el agua para formar hidratos, de acuerdo a la siguiente relación:



(Gas) (Líquido) (Sólido)

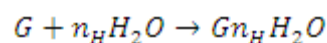
Donde G es una molécula de gas y  $n_H$  es el número de hidratación. Cuando el gas es metano; en sistemas geológicos los hidratos de gas además incluyen  $CO_2$ ,  $N_2$ , y  $H_2S$ .

Ciertas propiedades de los hidratos son únicas, un volumen de hidrato de metano de estructura I, totalmente ocupada (la ocupación real es entre un 70 y un 90%), equivale a 164 volúmenes de metano (medido en superficie a condiciones normales), lo que significa que su contenido energético de aproximadamente 4451.46 kJ/ (149000 Btu/ ).

La presión de gas libre después de la disociación del hidrato de metano en un volumen cerrado, está por encima de 80 MPa (11600 Psia). Gracias al conocimiento de algunas de sus propiedades y características de formación-descomposición se han planteado nuevas tecnologías de procesamiento, transporte y almacenamiento de gas en forma de hidrato.

La extracción del gas de su hidrato y el gas libre bajo la zona de hidratos, es el principal obstáculo para la producción de gas, por lo que se plantean varias técnicas para disociar dichos hidratos.

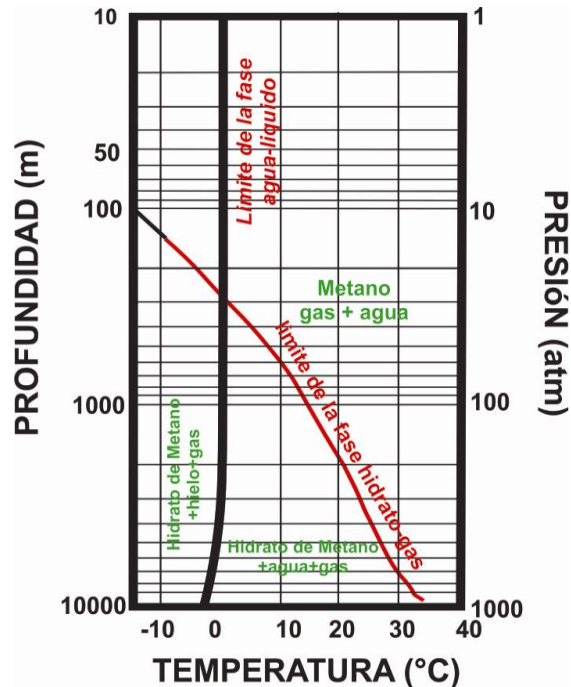
La disociación puede representarse de la siguiente manera:



(Sólido) (Gas) (Líquido)

En la Figura 1, se puede observar la estabilidad del hidrato de metano en función de la presión y la temperatura. La combinación de gas y agua a bajas temperaturas y altas presiones resulta en un sólido.

**Figura 1.** Estabilidad del hidrato de gas en función de la presión y la temperatura.



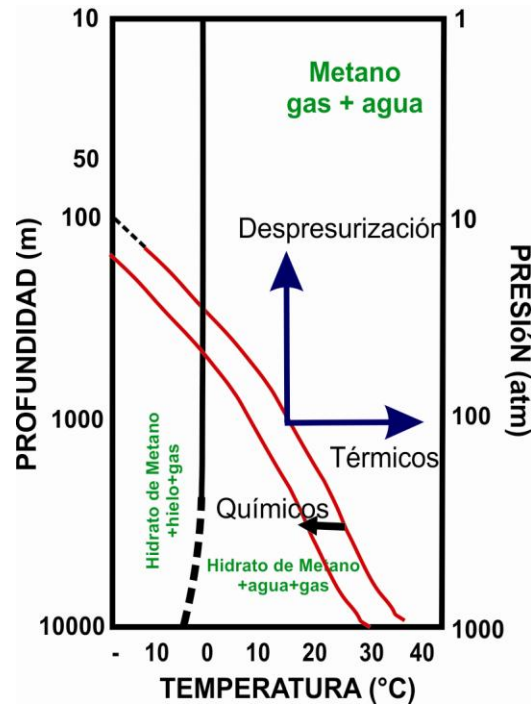
**Modificada.** COLLET, T, S.; LEWIS, R.; UCHIDA, T.: El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review, Otoño 2000.

La energía requerida para producir gas a partir de hidratos representa un porcentaje del valor del calentamiento del gas producido, 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 un proceso de alta complejidad, ya que incluye la presencia de tres fases: solida (hidrato), liquida (agua) y gaseosa. Para llevar a cabo la disociación se pueden utilizar tres procesos (Figura 2): Despresurización, disminución de la presión del sistema por debajo de la presión de equilibrio a la temperatura vigente; Térmico, calentamiento del yacimiento por encima de la

temperatura de disociación del hidrato para la presión presente; Químico, inyección de inhibidores de formación de hidratos. La explotación de los hidratos se puede realizar mediante la combinación de estos procesos.

**Figura 2.** Posibles procesos para la disociación de los hidratos de gas in-situ.

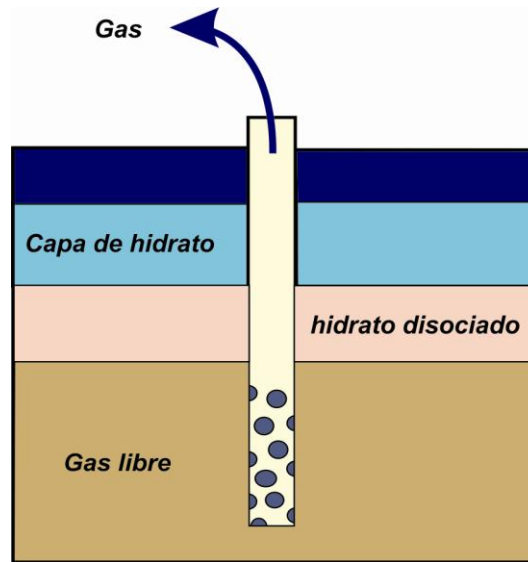


**Modificada.** MAKOGON, Y.F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books 1997. p.176.

### 1.1 TÉCNICA DE DESPRESURIZACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.

La técnica de despresurización de hidratos (véase Figura 3), consiste en exponer los hidratos a un ambiente de baja presión, por debajo del valor de equilibrio trifásico (hidrato, agua líquida y vapor hidrocarburo), donde son inestables (donde se altera su equilibrio) y se descomponen en metano y agua.

**Figura 3.** Diagrama de la técnica de despresurización para la producción de hidratos de gas.



**Modificada.** COLLET, T, S.; LEWIS, R.; UCHIDA, T.: El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review, Otoño 2000.

El proceso mediante el cual la energía en forma de calor es transferido al hidrato es el siguiente:

1. Reducción de la presión del gas sobre los hidratos.
2. Inicio de la disociación de los hidratos una vez la presión este por debajo de la presión de equilibrio.
3. Enfriamiento a medida que transcurre el proceso debido a su naturaleza.
4. Continuación de la disociación hasta que el gas hidrocarburo generado sube la presión por encima de la presión de disociación para la nueva temperatura (ahora un poco más baja).
5. Aparición de un gradiente de temperatura entre los hidratos y el medio circundante y el calor que fluye hacia los hidratos.

6. Reducción de la presión mediante la remoción del gas generado para que continúe la disociación y el enfriamiento manteniendo el gradiente de temperatura y el flujo de calor.

Esto muestra que la disociación de los hidratos es función de la tasa de transferencia de calor.

El metano liberado puede ser en ese momento recuperado mediante tecnologías convencionales. La técnica de despresurización involucra la perforación horizontal en la zona de gas libre, que subyace a la zona de hidratos. Se puede esperar que la remoción continua del gas producido sustente esta disociación inducida por la baja de presión de la base de la zona de hidratos.

La técnica de despresurización es considerada por muchos investigadores el método más rentable y práctico de producción (Max et al., 2006). La eficiencia de esta técnica está influenciada significativamente por la manera en que se produce el hidrato de metano (es decir, diseminada dentro de sedimento o en forma masiva) y la abundancia y la interconectividad del agua líquida de los poros que ayuda a transmitir la disminución de la presión.

Esta técnica es aplicable cuando hay una presencia de fluido debajo de la zona Hidrato y gran superficie.

También se requieren condiciones para el suministro de calor desde dentro. Así se requiere una gran área de superficie para la transferencia de calor requerido para la reacción endotérmica por encima de otras partes de las rocas.

Se debe tener en cuenta la configuración física del yacimiento, la presencia y movilidad de las fases y sus posibles consecuencias como se muestra a continuación en Tabla 1.

Se pueden tener tres clases: yacimientos totalmente saturados de hidratos, yacimientos parcialmente saturados de hidratos y yacimientos de hidratos en contacto con una capa de gas libre (yacimientos estratificados).

### 1.1.1 Yacimiento totalmente saturado de hidratos.

En este tipo de yacimiento no hay fases móviles, así que para llevar a cabo la despresurización es necesario realizar un fracturamiento que permita una disociación inicial, para luego proceder a retirar los fluidos disociados para llegar a la despresurización.

**Tabla 1.** Fases presentes y su movilidad en el sistema poroso.<sup>9</sup>

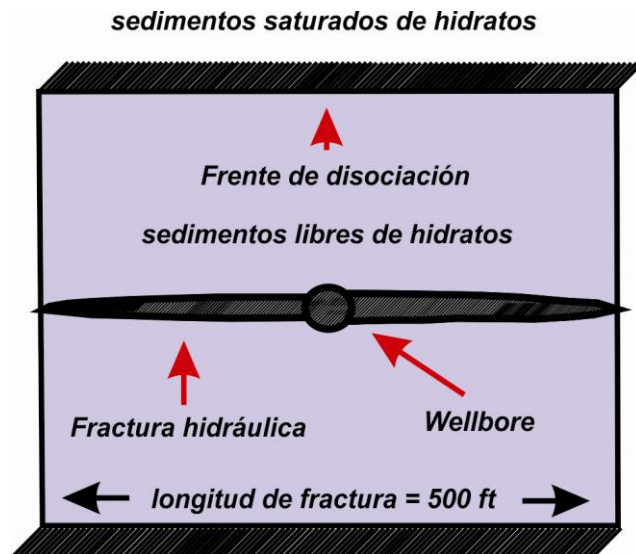
Caso	Hidrato	Agua	Gas libre	Hielo	Ocurrencia	Consecuencia
1	Hidrato				El volumen poroso esta 100% lleno con hidratos	No hay fluidos móviles
2	Hidrato	Agua			Se presenta cuando los hidratos se forman por filtración de gas dentro de un acuífero en la zona de estabilidad de hidratos.	Los pozos no fluirán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

<sup>9</sup> WIM, J.A.M. Swinkels. and RIK, J.J. Drenth. Thermal Reservoir Simulation Model of Production from Naturally Occurring Gas Hydrate Accumulations. En Society of Petroleum Engineers, SPE Reservoir Evaluation & Eng. Houston. Vol. 3, No. 6 (December 2000), paper SPE 56550; 8 p.

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

Patric L. McGuire <sup>10</sup> llevo a cabo un proyecto de descompresión, que consiste en disminuir la presión de fondo de un pozo fracturado hidráulicamente a un valor bajo (100 a 200 Psia). Debido a que el hidrato de gas es inestable a baja presión empieza a descomponerse, adsorbiendo calor sensible de los sedimentos adyacentes, el gas disociado migra hacia el pozo a través de la fractura y es comprimido en superficie. Por la baja presión de producción, algunos fluidos pueden acumularse en el pozo, haciéndose necesario un sistema de levantamiento artificial. La figura 4 muestra una vista plana del esquema de fracturamiento.

**Figura 4.** Vista plana del modelo de descompresión mediante fracturamiento.

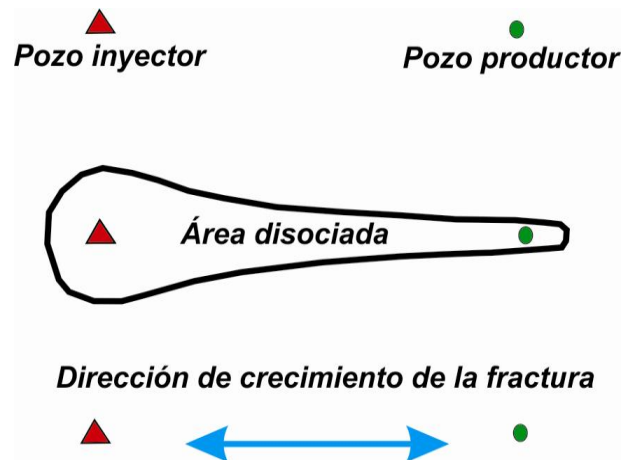


**Modificada.** MCGUIRE, P. L.; Recovery of Gas from Hydrate Deposits Using Conventional Technology. Pittsburgh: Unconventional Gas Recovery Symposium of the Society of petroleum engineers, Society of Petroleum Engineers/Department of Energy, SPE/DOE. En Society of Petroleum Engineers, paper SPE/DOE 10832, Mayo 1982.

<sup>10</sup> MCGUIRE, P. L.; Recovery of Gas from Hydrate Deposits Using Conventional Technology. Pittsburgh: Unconventional Gas Recovery Symposium of the Society of petroleum engineers, Society of Petroleum Engineers/Department of Energy, SPE/DOE. En Society of Petroleum Engineers, paper SPE/DOE 10832, Mayo 1982.

La Figura 5, es una vista de planta del sistema de producción de flujo de la fractura en el que el agua caliente se bombea hacia un pozo de inyección que se ha vinculado por fracturación hidráulica para la producción de un solo pozo.

**Figura 5.** Vista en planta del sistema de producción de flujo de fractura.



**Modificada.** MCGUIRE, P. L.; Recovery of Gas from Hydrate Deposits Using Conventional Technology. Pittsburgh: Unconventional Gas Recovery Symposium of the Society of petroleum engineers, Society of Petroleum Engineers/Department of Energy, SPE/DOE. En Society of Petroleum Engineers, paper SPE/DOE 10832, Mayo 1982.

Esta es la técnica de producción prevista, en yacimientos de hidratos donde la permeabilidad in situ es extremadamente baja debido a la obstrucción de hidratos de los canales de poros. Este caso de fractura de flujo es mucho menos eficaz que en el caso de barrido frontal debido a que un gran porcentaje de la energía inyectada se retira desde el yacimiento en el pozo de producción y se pierde.

La eficiencia de transferencia de calor, la energía gastada en el depósito dividido por la energía total inyectada, disminuye con el tiempo como la trayectoria de flujo entre los pozos se hace más amplia.

Esto se podría traducir en temperaturas de agua producidas superior y las tasas de producción de gas más bajas.

## - **Técnica de Fracturamiento Hidráulico Salino.**

Para el adecuado desempeño del esquema de descompresión para llevar a cabo la explotación de yacimientos de hidratos de gas, se debe mantener alta permeabilidad de la fractura a bajas temperaturas.

El uso de técnicas convencionales de fracturamiento en yacimientos de hidratos de gas no es viable, ya que acarrearía problemas el hecho de que por lo general estos yacimientos se encuentran en formaciones de arenas no consolidadas, ligeramente consolidadas y gravas, que deben su resistencia mecánica a la presencia de los hidratos, en dichos yacimientos la matriz podría colapsar sobre el material de soporte y la fractura desaparecería; en caso de que la fractura se pudiera conservar abierta, el agua que ha sido liberada por el fluido de fracturamiento y por el proceso de disociación podría congelarse disminuyendo la permeabilidad e incluso podría taponar la fractura. Así que, en el fracturamiento hidráulico de yacimientos de hidratos de gas se debe no solo crear una fractura sino que también mantenerla abierta con el material de soporte, manteniendo una alta permeabilidad evitando el congelamiento del agua.

Para conseguir dicho propósito se ha diseñado el fracturamiento hidráulico salino, asegurando que el contenido de sal en la fractura sea suficiente para evitar el congelamiento y la reformación del hidrato, adicionalmente puede disociar los hidratos en las cercanías de la fractura. En caso de que esto se realice, la permeabilidad en la fractura y sus cercanías suministrarán un adecuado camino de flujo para el gas que se ha disociado (Figura 6).

El fluido más adecuado para realizar un fracturamiento hidráulico en un yacimiento de hidratos de gas podría ser una salmuera supersaturada, viscosificada; usando cristales de sal como material de soporte. El fluido deberá usar preferiblemente sales de  $\text{CaBr}_2$  (Bromuro de calcio) y/o  $\text{CaCl}_2$  (Cloruro de Calcio), las cuales tienen punto de congelamiento bajo, 190 y

218°K (-117 y -67°F) respectivamente; y un polímero viscosificante que sea compatible con la salmuera y tenga una buena reología. La mezcla se debe realizar en superficie, cuando se disuelve la sal, su calor de hidratación aumenta la temperatura considerablemente permitiendo que el fluido disuelva grandes cantidades adicionales de sal; luego se adiciona el polímero viscosificante 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 6).

La salmuera descompone los hidratos a lado y lado de la fractura dando lugar a un canal (camino) de alta permeabilidad e impidiendo el congelamiento de fluidos (Figura 6). A medida que la salmuera se enfría el exceso de sal se precipita de la solución y actúa junto con la sal de soporte para mantener una alta concentración de sal en el canal de flujo, el alto contenido de sal, así sea diluido considerablemente por el agua liberada de la disociación, conservará el canal de flujo libre de congelamiento, asegurando que la fractura estimule efectivamente la descomposición por largos periodos de tiempo.

Si no se usaran grandes cantidades de sal el canal de flujo posiblemente se congelaría, disminuyendo considerablemente los beneficios de la fractura.

La técnica de despresurización para la producción de hidratos de gas, sería una técnica factible si fuera posible mantener una alta permeabilidad de la fractura a temperaturas por debajo de 273°K (32°F), lo que es posible mediante fracturamiento salino.

Esta técnica de producción mediante la despresurización se puede considerar como el mejor método de producción de hidratos de gas, con el cual se podrían recuperar grandes cantidades de gas natural, en periodos de tiempo relativamente cortos, sin necesidad de utilizar de grandes equipos. Además en comparación con las otras técnicas de producción de hidratos de gas esta es la más económica no solo en cuanto a instalación sino a otros aspectos.

**Figura 6.** Implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico salino para despresurización de yacimientos de hidratos de gas.



- 1** *Frente de disociación*
- 2** *Zona de hidratos baja permeabilidad*
- 3** *Zona de permeabilidad moderada*
- 4** *Zona de alta permeabilidad*
- 5** *Fractura empacada con cristales de sal*

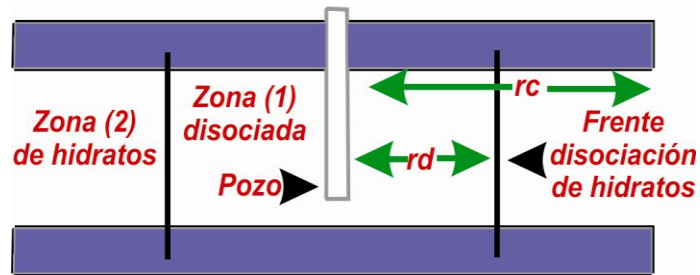
**Modificada.** MCGUIRE, P. L.; Recovery of Gas from Hydrate Deposits Using Conventional Technology. Pittsburgh: Unconventional Gas Recovery Symposium of the Society of petroleum engineers, Society of Petroleum Engineers/Department of Energy, SPE/DOE. En Society of Petroleum Engineers, paper SPE/DOE 10832, Mayo 1982.

### 1.1.2 Yacimiento parcialmente saturado de hidratos (Gas libre inicial).

En este tipo de yacimientos el espacio poroso se encuentra inicialmente saturado de hidratos estables y gas libre presurizado. Al perforar un pozo y

permitir el flujo del gas libre se consigue la despresurización, como resultado de la caída de presión los hidratos cerca del pozo se desestabilizan y posteriormente se descomponen. El proceso de descomposición se propaga radialmente alejándose del pozo a medida que transcurre el tiempo. Durante este proceso el yacimiento presenta dos zonas con diferentes fases; la zona más cercana al pozo contiene gas natural y agua líquida, y, la zona exterior de la interface (frente de disociación) contiene gas natural e hidrato (Figura 7).

**Figura 7.** Esquema de despresurización de un yacimiento parcialmente saturado de hidratos.



**Modificada.** MAKOGON, Y.F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books 1997. p.503.

La presión y la temperatura en las dos zonas disminuyen gradualmente a medida que el gas fluye hacia el pozo y el frente de disociación se mueve. La presión y la temperatura en el frente de descomposición, son la presión y la temperatura de descomposición correspondientes, las cuales varían con el tiempo.

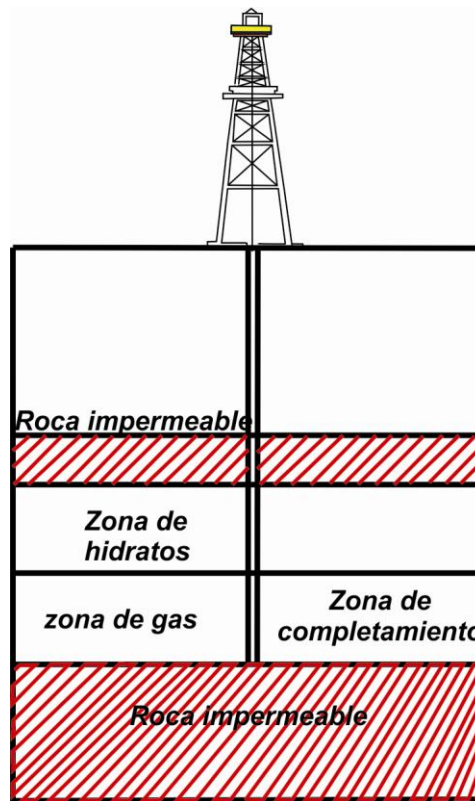
### 1.1.3 Yacimiento estratificado (yacimento de gas convencional en contacto con una capa de hidrato).

Son yacimientos donde la zona de gas y los hidratos se muestran estratificados pero están contenidos en un mismo medio poroso y la zona de hidratos esta encima de la zona de gas (Figura 8). 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

(descomposición) el hidrato inicia la descomposición aportando gas y agua a la zona de gas libre.

El calor requerido para la descomposición es conseguido del calor específico de los sedimentos adyacentes, por lo que, la temperatura del yacimiento disminuye, al mantener la despresurización se mantiene la descomposición de los hidratos, siendo el caso más propicio para aplicar el esquema de despresurización.

**Figura 8.** Yacimiento estratificado (hidratos en contacto con gas libre).



**Modificada.** HOLDER, G.D; ANGERT, P.F: Simulation of gas production from a reservoir containing both gas hydrates and free gas natural. En Society of Petroleum Engineers, SPE, 1982.

#### 1.1.4 Desventajas de la técnica de despresurización.

La gran cantidad de energía requerida para la disociación de los hidratos producen una disminución en la temperatura del yacimiento a medida que se

despresuriza obteniendo en algunos casos temperaturas inferiores a 273°K (32°F), lo que originará que el hidrato se disocie en gas y hielo que es un escenario indeseable ya que el hielo es impermeable y podría taponar la formación deteniendo el proceso de disociación. Si el hidrato se disocia en gas y agua, la cual posteriormente forma hielo, el yacimiento podría taponarse e impedir el flujo del gas libre. Así que, la despresurización no es un método de disociación adecuado para yacimientos con temperaturas iniciales cerca o por debajo de 273°K (32°F).

## **1.2 TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN TÉRMICA PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.**

Esta técnica se fundamenta en el uso de una fuente de energía calórica para aumentar la temperatura del yacimiento por encima de la temperatura de equilibrio del hidrato y así obtener la disociación (Figura 2), una porción del calor es requerida para elevar 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.

Se ha reportado 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.<sup>11</sup>

---

<sup>11</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: Society of Petroleum Engineers, SPE, Mayo 1982. Paper SPE 8929, p.1129.

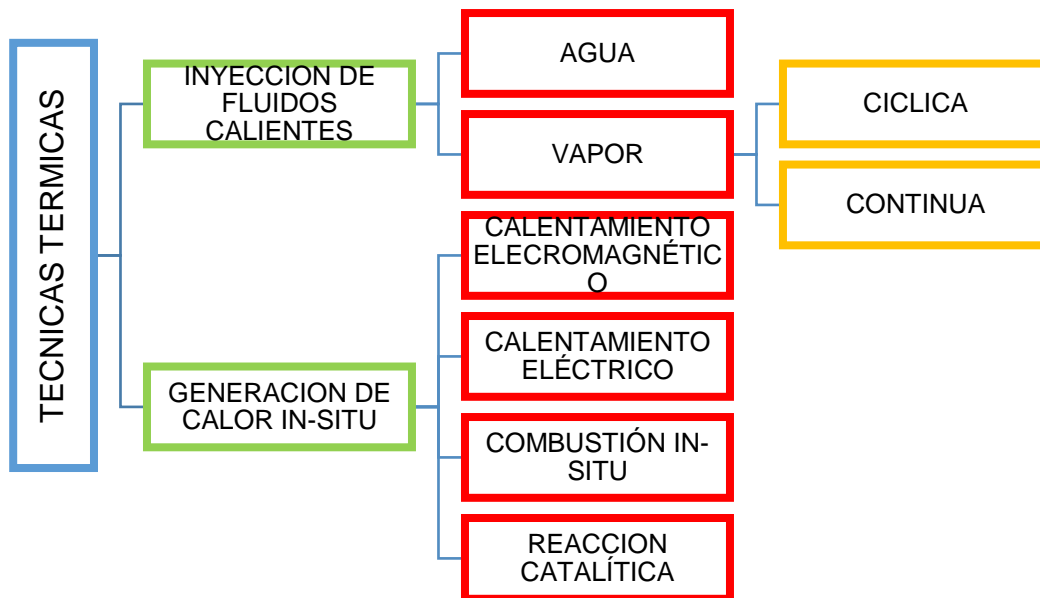
En esta técnica de estimulación térmica, el hidrato sólido se disocia mediante la adición de calor externamente por fluidos calientes (agua caliente o vapor), de combustión in situ o por calefacción eléctrica. El fluido caliente debe ponerse en contacto con todo el hidrato. Para que el gas fluya el agua y el gas formado debe ser continuamente extraído. El calor adicional puede dañar el depósito, así que se requiere una planificación cuidadosa para este método.

La Figura 9 muestra una clasificación general de las técnicas térmicas propuestas por diferentes investigadores para la explotación de yacimientos de hidratos de gas.

La mayoría de técnicas, métodos y modelos han sido probados en laboratorio, pero se conoce realmente poco de pruebas realizadas en campo.

Este proceso posee un favorable balance energético neto, ya que la energía calórica requerida para la disociación es alrededor de un 6% de la energía contenida en el gas liberado.

**Figura 9.** Técnicas térmicas para la explotación de yacimientos de hidratos de gas.

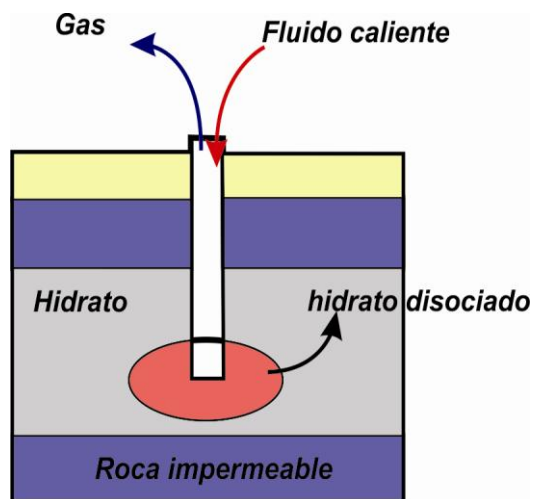


### 1.2.1 Inyección de fluidos calientes para la explotación de yacimientos de hidratos de gas.

En esta técnica la fuente de calor es proporcionada directamente en forma de vapor inyectado o agua caliente u otro líquido calentado, o indirectamente a través de medios eléctricos o sónicos, al yacimiento para elevar la temperatura, hasta la temperatura de equilibrio del hidrato provocando la descomposición. La inyección de fluidos calientes se puede subdividir en inyección de agua caliente e inyección de vapor (Figura 10).

La energía térmica puede ser liberada en los estratos hidrato de metano para disociar el gas. Este proceso tiene un balance energético neto favorable, ya que la energía térmica requerida para la disociación es de aproximadamente 6 % de la energía contenida en el gas liberado.

**Figura 10.** Esquema de inyección de un fluido caliente.



**Modificada.** COLLET, T, S.; LEWIS, R.; UCHIDA, T.: El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review, Otoño 2000.

Vapor o agua caliente pueden ser bombeados por un agujero de perforación para disociar el hidrato y liberar metano. El metano liberado puede ser bombeado a la superficie del fondo marino a través de otro agujero de

perforación. Las técnicas de estimulación térmica pueden ser apropiadas en dos casos, en yacimientos de hidratos en los cuales puedan ser usados acuíferos geotérmicos para proporcionar el agua caliente necesaria, y, en yacimientos que tengan suficiente inyectabilidad, lo que no es muy común. En ambientes marinos tropicales, el agua superficial se puede considerar como una buena alternativa.

### **1.2.1.1 Inyección de agua caliente.**

Este método consiste en inyectar agua previamente calentada en superficie para romper la estabilidad del hidrato, elevando la temperatura del yacimiento por encima de la temperatura de equilibrio. Para lograr una inyección de agua exitosa en la recuperación de gas a partir de yacimientos de hidratos de gas, se deben tener las siguientes condiciones:

- a. Suficiente inyectabilidad de la formación, para que sea factible técnicamente la inyección de agua, si no, es necesario llevar a cabo un fracturamiento hidráulico para lograr que una cantidad suficiente de agua penetre dentro del yacimiento y se genere la disociación deseada.
- b. La formación debe tener un espesor considerable, para que las pérdidas de calor hacia las formaciones vecinas sean mínimas.

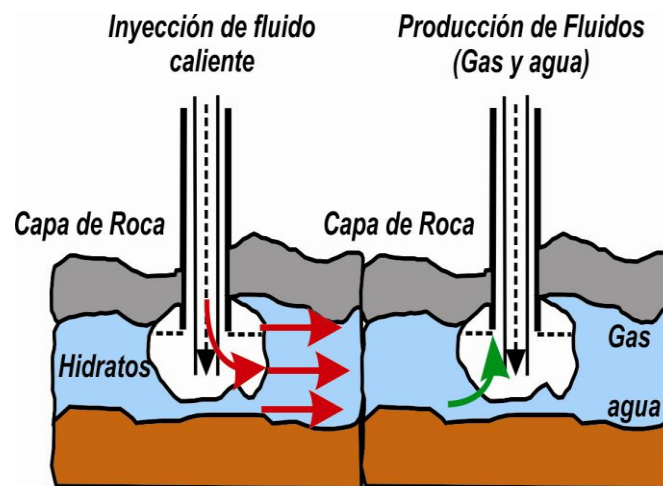
La inyección de agua caliente se puede hacer de forma cíclica o continua, técnicas que se manejan de manera similar a las técnicas de producción para crudos pesados. Para la inyección continua se necesita un arreglo de pozos productores e inyectores, en cambio en la inyección cíclica la inyección y la producción se llevan a cabo por el mismo pozo.

- **Inyección continua de agua caliente.**

Se necesita un arreglo de pozos inyectores y productores (Figura 11), estos se utilizan para la inyección del agua caliente y la extracción de gas disociado, respectivamente. La gran mayoría de los yacimientos de

hidratos tienen permeabilidades in-situ considerablemente bajas, por lo que no es posible inyectar agua caliente a las altas tasas necesarias para una eficiencia térmica tolerable, sí los pozos son fracturados, el agua inyectada posiblemente migrará directamente al pozo productor y solo se utilizará una pequeña fracción de la energía térmica inyectada en la disociación del hidrato, generando menores eficiencias térmicas.

**Figura 11.** Inyección continua de agua caliente.

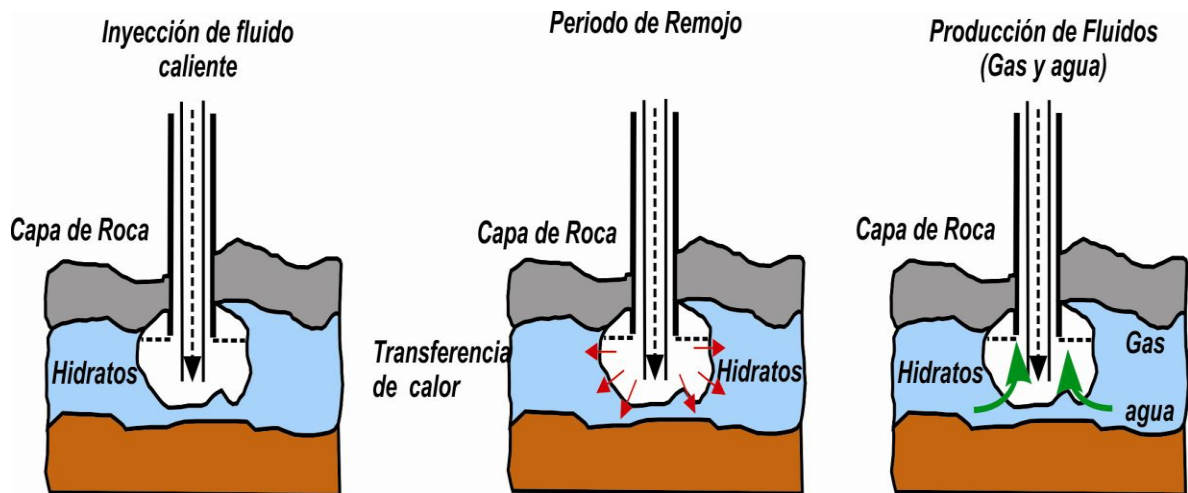


**Modificada.** GIL, J.C. y ROJAS, F.I. Métodos utilizados en la recuperación de gas natural en formaciones de hidratos de lechos marinos. Bucaramanga 2008. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

- **Inyección cíclica de agua caliente.**

La inyección y la producción se realizan por el mismo pozo; el proceso presenta tres periodos: periodo de inyección, en el cual se inyecta el fluido previamente calentado; periodo de remojo, en el cual el pozo se mantiene cerrado durante un determinado periodo de tiempo para permitir el intercambio de calor entre el fluido que ha sido inyectado y los hidratos para lograr la disociación; y finalmente un periodo de producción del gas disociado (Figura 12).

**Figura 12.** Inyección cíclica de agua caliente.



**Modificada.** GIL, J.C. y ROJAS, F.I. Métodos utilizados en la recuperación de gas natural en formaciones de hidratos de lechos marinos. Bucaramanga 2008. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

### 1.2.1.2 Inyección de vapor.

Es una técnica usada para recuperar crudo pesado, fue adaptada para la aplicación en yacimientos de hidratos de gas. La inyección de vapor muestra una mejor inyectabilidad pero las pérdidas de calor son mayores en comparación con las de la inyección de agua. La inyección de vapor puede llevarse a cabo de forma continua y cíclica parecida a la inyección de agua.

- **Inyección continua de vapor.**

Se realiza de forma análoga a la inyección de agua caliente (como se muestra en el esquema de la Figura 11), las diferencias más grandes son: la gran inyectabilidad del vapor en comparación con la inyectabilidad del agua y las mayores pérdidas de calor generadas en la inyección de vapor.

Kamath y Godbole<sup>12</sup> presentan un esquema de inyección continua de vapor para llevar a cabo la recuperación de crudos pesados que se están en contacto con un yacimiento de hidratos.

La Figura 13 muestra el esquema de una inyección continua de vapor de un yacimiento que contiene una zona de hidratos de gas que recubre una zona de petróleo pesado. La inyección continua de vapor se visualiza de la siguiente manera: Inicialmente, el vapor penetra en la zona de petróleo y se moviliza rápidamente por la parte superior del yacimiento, el tope de la zona de vapor entra en contacto con los hidratos disociándolos en agua y gas. Como los hidratos son relativamente impermeables, se forma el banco de agua caliente delante del frente de vapor.

Por otro lado, la zona disociada debido a su mayor permeabilidad actúa como una zona ladrona de vapor. El gas generado in situ debido a la disociación de los hidratos aumenta la presión de la zona vapor, que puede tener diversos efectos: el gas disociado de los hidratos puede actuar como mecanismo de extracción solvente; el banco de agua caliente aumentará de tamaño a medida que el vapor se condensa, mejorando la eficiencia de barrido de la inyección de vapor; el gas disociado puede reducir la densidad y la viscosidad del crudo.

Una vez que se ha producido el avance, el gas, vapor y aceite se producen simultáneamente, perdiéndose de esta manera el efecto positivo del gas disociado. Las grandes cantidades de gas disociado alcanzarán saturaciones de gas por encima de la saturación crítica, formando así una fase móvil de gas, que actúa como mecanismo de empuje por gas, lo que mejora el recobro de crudo.

- **Inyección cíclica de vapor.** Se realiza en forma análoga a la inyección cíclica de agua mostrando los mismos periodos (Figura 12). El vapor es

<sup>12</sup> KAMATH, V. A. and GODBOLE, S. P: An Analytic Model for Analyzing the Effects of Dissociation of Hidrates on the Thermal Recovery Heavy Oils. En: Society of Petroleum Engineers, SPE Reservoir Engineering, Mayo 1988, Paper SPE 1424, p. 440-456.

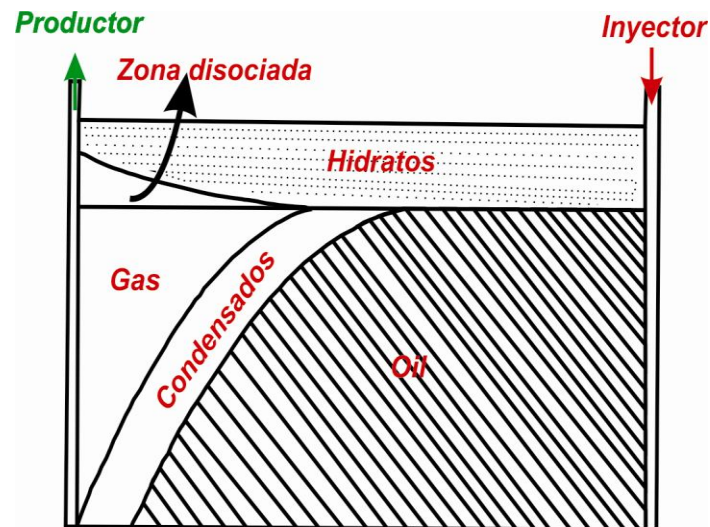
inyectado dentro del yacimiento en la zona que contiene hidratos, causando la disociación de los hidratos cerca de la cara del pozo.

### 1.2.2 Generación de calor in-situ.

Uno de los principales mecanismos para llevar a cabo la producción de gas a partir de yacimientos de hidratos de gas es la transferencia de calor para disociar los hidratos. El calor es fundamental para compensar el efecto endotérmico de la descomposición del hidrato.

Al generar calor directamente en el yacimiento, por alguno de los métodos que se mostraran a continuación, se evitan perdidas de calor en el pozo y por ende se conseguirá una mayor eficiencia del proceso.

**Figura 13.** Esquema de una inyección continua de vapor de un yacimiento que contiene una zona de hidratos de gas que recubre una zona de petróleo pesado.

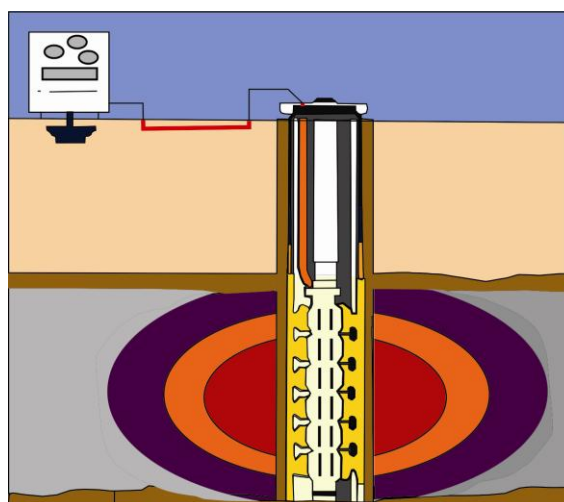


**Modificado.** KAMATH, V. A. and GODBOLE, S. P: An Analytic Model for Analyzing the Effects of Dissociation of Hidratos on the Thermal Recovery Heavy Oils. En: Society of Petroleum Engineers, SPE Reservoir Engineering, Mayo 1988, Paper SPE 1424, p. 440-456.

### 1.2.2.1 Método de calentamiento electromagnético.

Makogon<sup>13</sup> define la tecnología de alta frecuencia electromagnética como un nuevo método para desarrollar los yacimientos de hidratos de gas, este método consiste en irradiar una fuerte onda electromagnética de alta frecuencia (HF EMW) desde electrodos ubicados en el fondo del pozo hacia el medio adyacente (formación que contiene hidratos de gas) con el fin de calentar los hidratos para que posteriormente se disocien.

**Figura 14.** Calentamiento electromagnético.



**Modificado:** GONZÁLEZ, D. y PÉREZ, G. Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro. Caracas 2013. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Central de Venezuela.

Makogon<sup>14</sup> explica que a medida que la HF EMW se propaga dentro del yacimiento de hidratos va interactuando con las moléculas presentes dando lugar a que se originen fuentes de calor, fuerzas y momentos de fuerza de origen electromagnético distribuidos en todo el volumen del yacimiento (Figura 14). Además, la presencia del campo electromagnético de alta

<sup>13</sup> MAKOGON, Y.F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books 1997. P. 441.

<sup>14</sup> MAKOGON, Y.F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books 1997.

frecuencia (HF EMW) ejerce una gran influencia sobre fenómenos fisicoquímicos tales como: tensión superficial, electrocapilaridad, procesos electrocinéticos, procesos de difusión, adsorción y filtración en el medio poroso.

A consecuencia de la interacción entre el yacimiento de hidratos de gas y una HF EMW las condiciones termodinámicas del yacimiento cambian, como es el caso de la temperatura, que aumenta debido a la presencia 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 integran regiones de alta presión que promueven la filtración hacia el pozo.

En este método la energía es suministrada directamente al yacimiento por medio de las ondas electromagnéticas, a diferencia de los métodos convencionales donde se realiza por medio de la hidrodinámica o transferencia de calor. Así que, la distribución de temperatura en el estrato es determinada principalmente por las propiedades electro-físicas del yacimiento.

Makogon asegura que es necesario resolver un gran número de nuevos problemas, justificarlos científicamente y desarrollar la tecnología de alta frecuencia electromagnética para la producción de gas a partir de yacimientos de hidratos de gas.

Para llevar a cabo el calentamiento electromagnético se han propuesto dos esquemas.

- **Propuesta de Heinemann y colaboradores<sup>15</sup>.**

Este esquema de calentamiento electromagnético comprende principalmente tres pasos:

---

<sup>15</sup> MAKOGON, Y.F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books 1997. P. 441.

- a) Localización de la zona de hidratos.
- b) Posicionamiento de la fuente de radiación electromagnética dentro de la zona de hidratos.
- c) Recuperación de gas a partir de los hidratos, sometiéndolos a la radiación electromagnética a una frecuencia dentro del rango: de corriente a luz visible, a una suficiente densidad de energía que pueda disociar el hidrato y liberar el gas constituyente.

Es preferible que la radiación electromagnética sea no ionizante, las frecuencias útiles están entre un rango de 100 Mhz hasta 3000 Ghz y la longitud de onda utilizada entre 0.1 y 3 mm (microondas).

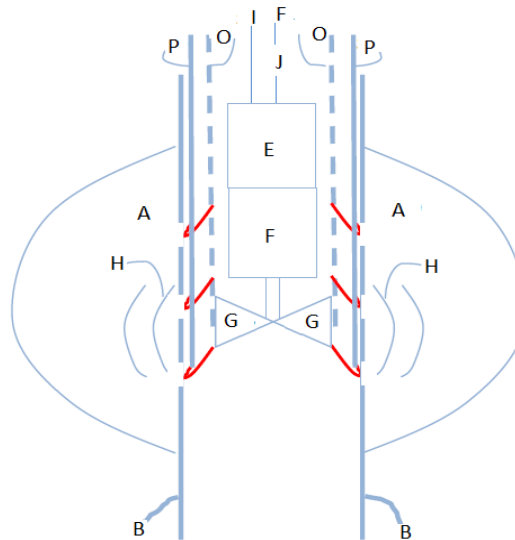
La frecuencia de la radiación electromagnética puede ajustarse para optimizar la transferencia de energía (para obtener un balance económico favorable) y para aumentar la profundidad de penetración en la zona de hidratos.

Robert F. Heinemann<sup>16</sup> y otros describen el proceso de calentamiento electromagnético mediante la Figura 15, así: la roca que contiene hidratos (A) se encuentra alrededor del revestimiento (B), una herramienta (E) es bajada mediante un cable (J) y posicionada en la zona de hidratos (A). La herramienta de fondo de pozo (E) soporta un generador de microondas (F) y 2 o más antenas de radiación de microondas (G) diseñadas para una radiación directa (H) hacia la formación (A); el generador de microondas (F) está conectado por medio de un cable eléctrico (I) con una fuente de corriente directa (en superficie), el agua (O) y el gas (P) son disociados y luego producidos.

---

<sup>16</sup> HEINEMANN, R. F.; LONG, J. and SAEGER, R. B: Method for recovering gas from hidrates. Patent US No. US6 214175 B1.

**Figura 15.** Esquema de calentamiento electromagnético propuesto por Heinemman.



**Modificada.** HEINEMANN, R. F.; LONG, J. and SAEGER, R. B: Method for recovering gas from hydrates. Patent US No. US6 214175 B1.

- **Propuesta de Islam.**

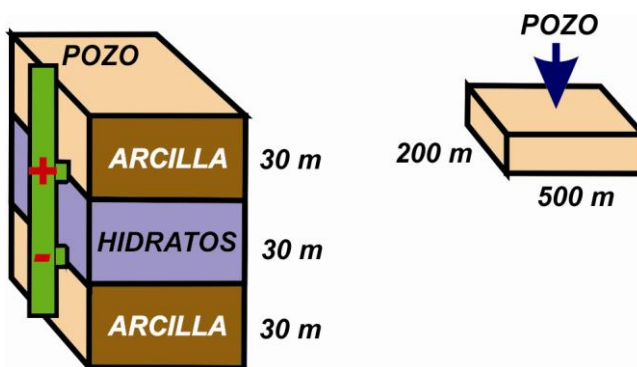
Islam propone teniendo en cuenta las altas pérdidas de calor en los esquemas de inyección de fluidos calientes, que el calor sea generado directamente por un aparato en fondo para hacer el proceso mucho más eficiente. Esta técnica puede ser aplicada mediante pozos verticales u horizontales en yacimientos de hidratos de gas (fue inicialmente propuesto para recobro de crudo pesado).

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

### Proceso en pozos verticales.

Estos pozos se configuran en el modelo con 2 electrodos de diferentes polaridades en el mismo pozo. Un electrodo se coloca en contacto con la formación arcillosa de la parte superior del yacimiento y el otro fue colocado bajo la zona de hidratos (Figura 16). El mismo pozo es usado para calentar el yacimiento y producir el gas disociado. El proceso consta de un periodo de precalentamiento para aumentar la temperatura por encima de la temperatura de disociación, en ese 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 totalmente según convenga.

**Figura 16.** Proceso de calentamiento electromagnético, pozo vertical (Islam).

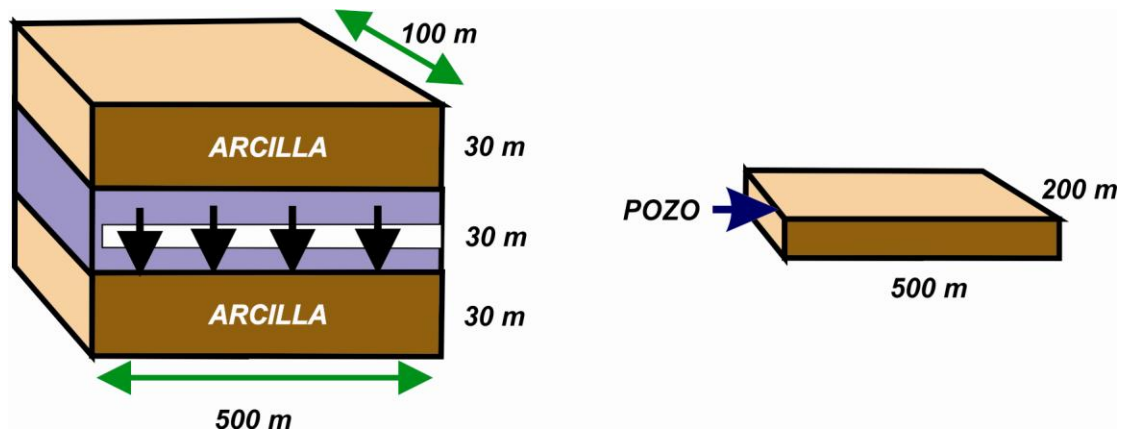


**Modificada.** GIL, J.C. y ROJAS, F.I. Métodos utilizados en la recuperación de gas natural en formaciones de hidratos de lechos marinos. Bucaramanga 2008. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

### Proceso en pozos horizontales.

Estos pozos se configuran con electrodos en el mismo pozo, separados a cierta distancia (30m) cada uno. Los electrodos de polaridades alternantes se colocan en toda la longitud del pozo (Figura 17). Para estos pozos el esquema consta de 2 procesos idénticos a los usados en los pozos verticales.

**Figura 17.** Proceso de calentamiento electromagnético, pozo vertical (Islam).



**Modificada.** GIL, J.C. y ROJAS, F.I. Métodos utilizados en la recuperación de gas natural en formaciones de hidratos de lechos marinos. Bucaramanga 2008. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

### 1.2.2.2 Otros métodos de generación de calor in-situ.

Además del calentamiento electromagnético, existen otros métodos de generación de calor in situ como los son: generación catalítica de calor, combustión in situ (similar al utilizado para recobro de crudos pesados) y calentamiento eléctrico (consiste en localizar una resistencia eléctrica en el fondo de pozo para generar el calor necesario para llevar a cabo la disociación de los hidratos<sup>17</sup>, figura 18).

### 1.2.3 Desventajas de la técnica de estimulación térmica.

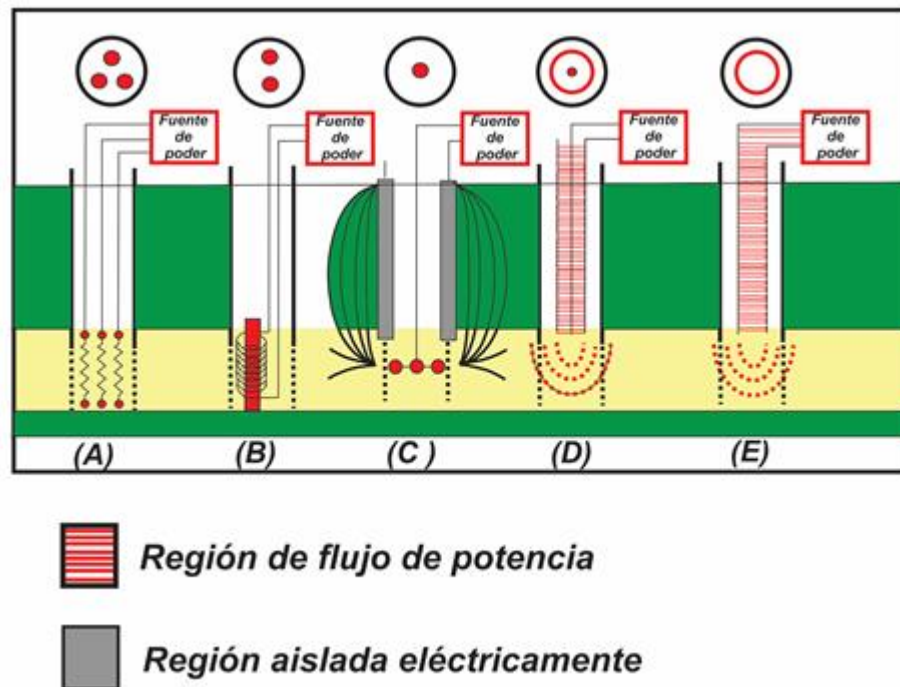
Una de las mayores desventajas de la estimulación térmica mediante la inyección de fluidos calientes es el que el calor es inyectado antes de que empiece la disociación, esto provoca que una cantidad considerable de calor se consuma en el calentamiento de formaciones contiguas (Overburden y

<sup>17</sup> CALLAROTTI, R.C., CIEMADES. Segunda Conferencia Internacional. Los Hidratos de metano: Una fuente potencial de energía. Universidad del Turabo. 2006.

Underburden), fenómeno que causa pérdidas de 10 a 75% del calor inyectado<sup>18</sup>.

**Figura 18.** Sistemas de calentamiento eléctrico.

Dónde: (A) Resistivo Localizado (60Hz); (B) Inductivo Localizado (60Hz hasta pocos Khz); (C) Resistivo Distribuido (Corrientes de baja frecuencia que fluyen en el yacimiento); (D) Excitación de alta frecuencia mediante cable coaxial (MHz); E. Calentamiento con microondas (Ghz) con excitación via guias de ondas.



**Modificada.** CALLAROTTI, R.C., CIEMADES. Segunda Conferencia Internacional. Los Hidratos de metano: Una fuente potencial de energía. Universidad del Turabo. 2006.

Las bajas permeabilidades y porosidades presentes en los yacimientos de hidratos de gas dificultan la tarea de encontrar yacimientos con suficiente inyectabilidad de fluidos para conseguir un flujo considerable de calor hacia el yacimiento.

<sup>18</sup> SLOAN, E. D. Clathrate hydrates of natural gas. Second Edition. New york: Marcel Dekker Inc. 1998. P. 517.

La inyección de vapor presenta grandes pérdidas de calor, sobre todo en formaciones delgadas, a diferencia de la inyección de agua caliente que presenta pérdidas de calor más bajas pero la inyectabilidad del agua caliente determina la aplicabilidad de la técnica.

La generación de calor in situ resuelve el problema de las pérdidas de calor en el pozo, sin embargo las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes son considerables, sobre todo en formaciones delgadas.

### **1.3 TÉCNICA DE INYECCIÓN DE INHIBIDORES QUÍMICOS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.**

En el proceso de inyección de inhibidores, un inhibidor químico, por ejemplo glicol o metanol, es inyectado a la zona de hidratos de gas. Los inhibidores químicos desplazan el equilibrio de presión-temperatura de modo que los hidratos no siguen siendo estables en sus condiciones normales (es decir modifican su equilibrio), y los hidratos se disocian en la superficie de contacto (Figura 2).

La inyección de químicos se realiza de forma similar a la inyección de agua o vapor, no obstante, los químicos alteran de forma diferente la estabilidad del hidrato (Figura 2).

El término inhibidor de hidrato se usa para algunos químicos que tienen la habilidad de disminuir la temperatura de formación del hidrato (o producir algún cambio en el equilibrio del hidrato), de acuerdo al tipo de inhibidor, concentración, presión y composición del hidrato de gas, se podrá conseguir cierto grado de disminución de la temperatura de disociación de este.

Kamath<sup>19</sup> y otros combinan la técnica de estimulación térmica con la inyección de sustancias químicas como: metanol, glicol, salmueras, entre otros.

Kamath realizó pruebas de laboratorio de inyección de inhibidores para la producción de gas a partir de hidratos y obtuvo la siguiente información: la tasa de disociación del hidrato es función de la concentración de inhibidores, de la tasa de inyección del inhibidor, temperatura de la solución del inhibidor, presión y área interfacial hidrato-inhibidor.

En la Tabla 2, se muestra una correlación (Ecuación (1)) que Kamath obtuvo para las tasas de producción de gas en función de  $\Delta T$ , comparada con resultados experimentales de otros investigadores.

**Tabla 2.** Correlación de tasas de producción de gas con inyección de inhibidores.

Hidrato	Fluido inyectado	Constante a	Constante b	Avg % error	Referencia
<b>Propano</b>	Agua	4,806E-7	1,605	5,3	Kamath et al. (1984)
<b>Metano</b>	Agua	1,451E-7	2,16	13,5	Kamath&Holder (1987)
<b>Metano</b>	Salmuera	1,353E-7	2,195	22,0	Kamath et al. (1989)
<b>Metano</b>	Salmuera	3,233E-6	1,28	5,8	Kamath et al. (1969)
<b>Metano</b>	Metanol	4,557E-7	1,668	13,9	Sfra et al. (1990)
<b>Metano</b>	Glicol	8,606E-8	2,578	17,3	Sfra et al. (1990)

La siguiente es la correlación de Kamath:

$$\text{---} \quad (1)$$

<sup>19</sup> KAMATH, V.A., P.N, SIRA, J.H., PATLL, S.L, Proc. 64th Ann Tech Conf., En Society of Petroleum Energy. paper SPE: 19810, San Antonio.

, tasa de producción de gas (gmol/s).

, fracción de área de la interface de los hidratos.

A, área seccional cruzada del corazón ( ).

T, temperaturas mínimas de equilibrio en la interface (°c).

### 1.3.1 Inyección de solventes.

Solventes como el Metanol y el Glicol poseen la capacidad de disminuir considerablemente la temperatura de disociación de los hidratos, por lo que se inyectan al yacimiento para desestabilizar y disociar los hidratos. El Metanol y el Glicol por lo general son utilizados para controlar o prevenir la formación de hidratos de gas en tuberías de producción, procesamiento y transporte, también son buenos estimulantes y logran aumentar considerablemente la tasa de disociación de hidratos, como lo indican las pruebas realizadas por Makogon<sup>20</sup> en el campo Messoyakha.

#### 1.3.1.1 Técnica de fracturamiento hidráulico con solvente caliente.

Esta técnica fue propuesta por Iseux<sup>21</sup>, consiste en reemplazar el ácido usado en el fracturamiento hidráulico por un solvente caliente que aumente la disociación del hidrato, esta técnica es una mejora de la propuesta por Kamath y Godbole<sup>22</sup>. En la Figura 19 se puede observar el proceso de fracturamiento con solventes calientes.

Después de conseguida la fractura se inicia la etapa de producción, la cual puede realizarse mediante inyección cíclica del inhibidor (utilizando el pozo fracturado), o mediante inyección continua del inhibidor (utilizando un arreglo

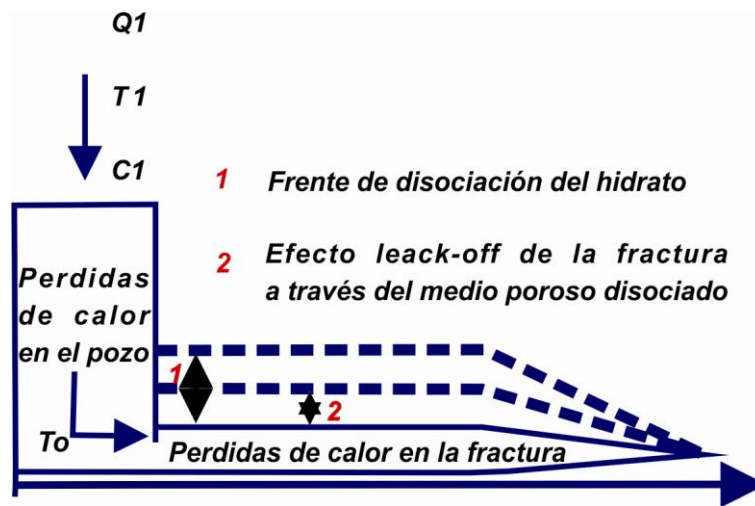
<sup>20</sup> MAKOGON, Y. F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, 1997. P. 444.

<sup>21</sup> ISEUX, J.C., Gas Hydrates: Occurrence, Production, and Economics. Oklahoma: SPE: 21682, April 7-9, (1991).

<sup>22</sup> KAMATH, V. A. and GODBOLE, S.P. Evaluation of hot brine stimulation technique for gas production from natural gas hydrates, SPE 13596 (1985).

de pozos de inyección-producción). A pesar de que los inhibidores químicos (metanol y glicol) son más costosos que la salmuera, su grado de eficiencia es mucho mayor. La mejor opción de estimulación en casos de explotaciones continentales es el metanol, a menos que existan fuentes geotermales cercanas.

**Figura 19.** Proceso de disociación de hidratos por fracturamiento hidráulico con solvente caliente.



**Modificada.** ISEUX, J.C: Gas Hydrates: Occurrence, Production and Economics. Oklahoma. En Society of Petroleum Engineers, SPE 21682, Abril 1991).

### 1.3.2 Inyección de salmueras.

Kamath y Godbole<sup>23</sup> proponen el uso de salmuera caliente como alternativa técnicamente más efectiva que la técnica de inyección de vapor o agua caliente, ya que la salmuera actúa como inhibidor de hidratos. La salmuera disminuye la temperatura de disociación del hidrato, lo que hace posible la disociación con menor requerimiento de calor sensible y energía de disociación

<sup>23</sup> KAMATH, V. A. and GODBOLE, S.P. Inhibitor-induced hydrate dissociation. En: JPT. Vol. 39. 1987, p. 1379.

del hidrato, además disminuye las pérdidas de calor hacia las formaciones contiguas en el pozo dando como resultado una mejor eficiencia térmica.

El calentamiento mediante salmuera se puede realizar por medio de inyección cíclica o continua de forma similar a la inyección de vapor o agua. En ambientes Sub-oceánicos, habitualmente es posible encontrar salmueras calientes en yacimientos geotermales cercanos a los yacimientos de hidratos de gas, con temperaturas entre 302°F y 698°F, a profundidades entre 3280ft y 4221ft y con salinidades entre 0.5% y 2% en peso.

En estos ambientes es posible inyectar directamente agua marina de la siguiente forma (Figura 20): se permite el paso de agua de mar a través del dispositivo (26) hacia la tubería (20) que es concéntrica con el revestimiento (10), la salmuera desciende hasta el fondo del pozo (22) y entra en contacto con los hidratos (18) produciendo la disociación, el agua y el gas liberados son retirados junto con la salmuera por el anular (38), la salmuera se descarga de nuevo al mar (34) y el gas es extraído a través de una válvula (44) y comprimido, luego de inicializada la circulación, ésta continúa por si sola debido a la menor columna hidrostática en el anular (38), ocasionada por las burbujas del gas liberado (40).

Este proceso también se puede realizar a través de dos pozos cercanos, utilizando uno como inyector y el otro como productor.

Kamath y Godbole<sup>24</sup> proponen además utilizar cristales salinos como material de apoyo al realizar fracturamiento hidráulico para mejorar la inyectabilidad, ya que también contribuyen evitando la reformación de los hidratos y la congelación del agua durante la producción.

---

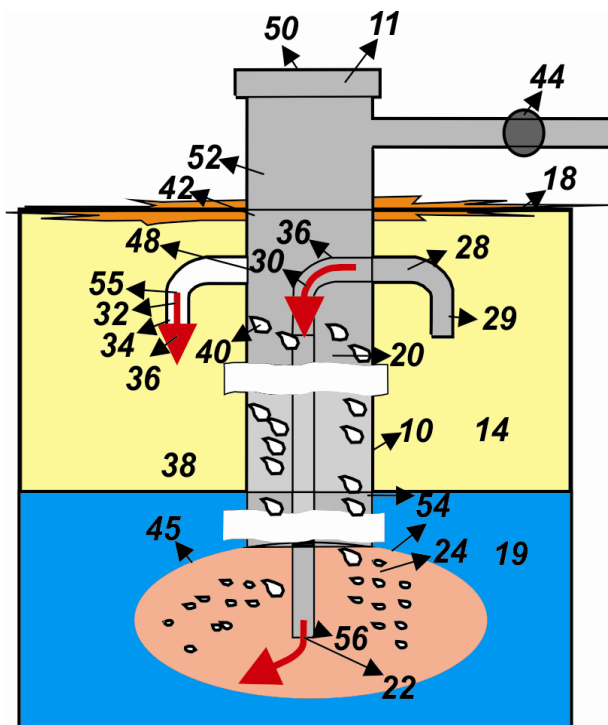
<sup>24</sup> KAMATH, V. A. and GODBOLE, S.P. Inhibidor-induced hydrate dissociation. En: JPT. Vol. 39. 1987.

### 1.3.3 Desventajas de la técnica de inyección de inhibidores químicos.

El uso de inhibidores químicos (metanol y glicol) para llevar a cabo la disociación de hidratos de gas representa excesivos costos y se hacen necesarias grandes cantidades para asegurar una producción de gas suficiente, lo que lo hace un método poco atractivo económicamente, sin embargo, pueden ser usados en procesos de estimulación.

Las salmueras representan una opción más económica y de desempeño análogo.

**Figura 20.** Inyección de agua de mar para la explotación de yacimientos de hidratos de gas.



**Modificada. Modificada.** GIL, J.C. y ROJAS, F.I. Métodos utilizados en la recuperación de gas natural en formaciones de hidratos de lechos marinos. Bucaramanga 2008. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

## 1.4 TÉCNICA DE INYECCIÓN DE PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.

Un método alternativo de producción de hidrato de gas utilizando está bajo investigación. En este proceso se lleva a cabo la inyección de en forma de microemulsión. Esta técnica consiste en reemplazar el metano que forma el hidrato por , proceso que es térmicamente favorable, con lo que se pretende que una parte del metano presente en el hidrato sea reemplazado por sin disociar el hidrato permitiendo mantener la estabilidad mecánica de los sedimentos en formaciones donde el hidrato hace parte del material cementante.<sup>25</sup>

La combinación de reemplazo de con la desestabilización hidrato de gas parece ser prometedora porque hidrato de es más estable que el hidrato de metano.

El proceso de formación de hidrato es exotérmica, mientras que la descomposición consume energía. Las entalpías de reacción conducen a la conclusión de que la desestabilización de hidratos de metano ( $\Delta H = 54,19$  kJ/mol)<sup>26</sup> con la formación de hidratos de CO<sub>2</sub> simultánea ( $\Delta H = -65.22$  kJ / mol)<sup>27</sup> funciona sin más suministro de calefacción.

Como los hidratos de metano proporcionan integridad estructural y la estabilidad en su formación natural, incorporando hidratos de CO<sub>2</sub> como sustitutos de los hidratos de metano ayudarán a mantener los sedimentos naturales estables.

<sup>25</sup> ZHU, T.; injection of CO<sub>2</sub> for recovery of methane from gas hydrate reservoirs natural gas hydrates. En Society of Petroleum Engineers, SPE 13596. 1985.

<sup>26</sup> HANDA, Y.H. Compositions, enthalpies of dissociation, and heat capacities in the range 85 to 270 K for clathrate hydrates of methane, ethane, and propane, and enthalpy of dissociation of isobutane hydrate, as determined by a heat-flow calorimeter. The Journal of Chemical Thermodynamics. 1986. 915-921p.

<sup>27</sup> KANG, S. P. et al. Enthalpies of dissociation of clathrate hydrates of carbon dioxide, nitrogen, (carbon dioxide + nitrogen), and (carbon dioxide + nitrogen + tetrahydrofuran). The Journal of Chemical Thermodynamics 2001. 33(5), 513-521p.

Este método tiene varias características atractivas:

- 1) El  $\text{CO}_2$  está favorecido termodinámicamente más que el  $\text{CH}_4$  en el hidrato.
- 2) El calor liberado por la formación de hidrato de  $\text{CO}_2$  es 20% mayor que el calor necesario para la disociación del hidrato de  $\text{CH}_4$ .
- 3) Se espera rellenar el espacio poroso de hidrato con  $\text{CO}_2$  para mantener la estabilidad mecánica de las formaciones portadoras de hidratos durante la producción
- 4) El proceso es amigable con el medio ambiente, la eliminación de  $\text{CO}_2$  de la atmósfera, mientras la producción simultánea de gas natural de combustión limpia.

Una serie de simulaciones utilizando el simulador STOMP-HYD se está llevando a cabo para verificar el efecto de la presión, la temperatura, la tasa de inyección de microemulsión  $\text{CO}_2$ , y la concentración de microemulsión de  $\text{CO}_2$  inyectada en la disociación de los hidratos de metano.

Anteriores simulaciones 1-D muestran que la inyección de microemulsión de  $\text{CO}_2$  produce considerablemente más cantidad de metano que la inyección de agua tibia. Estos resultados también han demostrado que la inyección de microemulsión de  $\text{CO}_2$  líquido ayuda en la producción temprana y significativa de metano en comparación con la inyección de vapor de microemulsión de  $\text{CO}_2$

---

<sup>28</sup> ASHOK, H.; ZHU, T; WHITE, M.D; MCGRAIL, B.P.; Simulation Study on Injection of  $\text{CO}_2$ -Microemulsion for Methane Recovery From Gas-Hydrate Reservoirs. En Society of Petroleum Engineers, 2006.

## 1.5 OTRAS TÉCNICAS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.

Además de las técnicas anteriormente mencionadas, existen algunas propuestas que se están investigando en diferentes partes del mundo por entidades interesadas en encontrar una forma técnica y económicamente viable de explotar y producir yacimientos de hidratos de gas, entre ellas tenemos:

- **Dragado del fondo marino para desestabilizar los hidratos<sup>29</sup>:**

Esta técnica está compuesta por una cobertura que es mandada al fondo marino sobre el yacimiento de hidratos de gas para recoger el gas liberado y conducirlo posteriormente a la superficie a través de un conducto. Para liberar este gas se emplea un mecanismo de dragado, el cual remueve los sedimentos bajo la cobertura.

- **Combinación de bases líquidas y ácidos para producir reacciones químicas exotérmicas<sup>30</sup>:**

Debido a que la combinación de bases líquidas y ácidos forma soluciones salinas. La técnica de reacción química exotérmica consiste en lograr que dicha reacción se dé en el yacimiento para que el calor liberado aumente la temperatura del hidrato por encima del punto de equilibrio y empiece la disociación para posteriormente recuperar el gas.

---

<sup>29</sup> WYATT, D.E. Method and apparatus for recovering a gas from a gas hydrate located on the ocean floor. Patent.

<sup>30</sup> CHATTE-I. J., GRIFFRTH J.E. Methods of decomposing gas hydrates. Patent.

## 2. VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA SELECCIÓN DE UNA TÉCNICA DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS TENIENDO EN CUENTA LOS ESTUDIOS REALIZADOS A NIVEL MUNDIAL.

Según diferentes estudios realizados se han encontrado cantidades suficientes de hidratos como para estimar su volumen total. Se cree que aproximadamente 20000 trillones de metros cúbicos (aproximadamente 700000 Tpc) de metano se encuentran atrapados en los hidratos<sup>31</sup>. El total es de aproximadamente dos veces mayor a la cantidad recuperable, el cual se calcula es de aproximadamente 2550 trillones de metros cúbicos (aproximadamente 8800 Tpc). Estas estimaciones de este recurso de hidrocarburos potenciales, ha conducido a varios países a iniciar programas de exploración e investigación para identificar las acumulaciones de hidratos, entender totalmente su comportamiento y desarrollar métodos de extracción. Rusia, Japón, Canadá y Estados Unidos son algunos de los países que actualmente realizan investigaciones sobre los yacimientos de hidratos de gas. A continuación se presentan dichos casos de estudio y se identifican las variables que influyen en la selección de una técnica de exploración y producción de los hidratos de gas.

### 2.1 RUSIA.

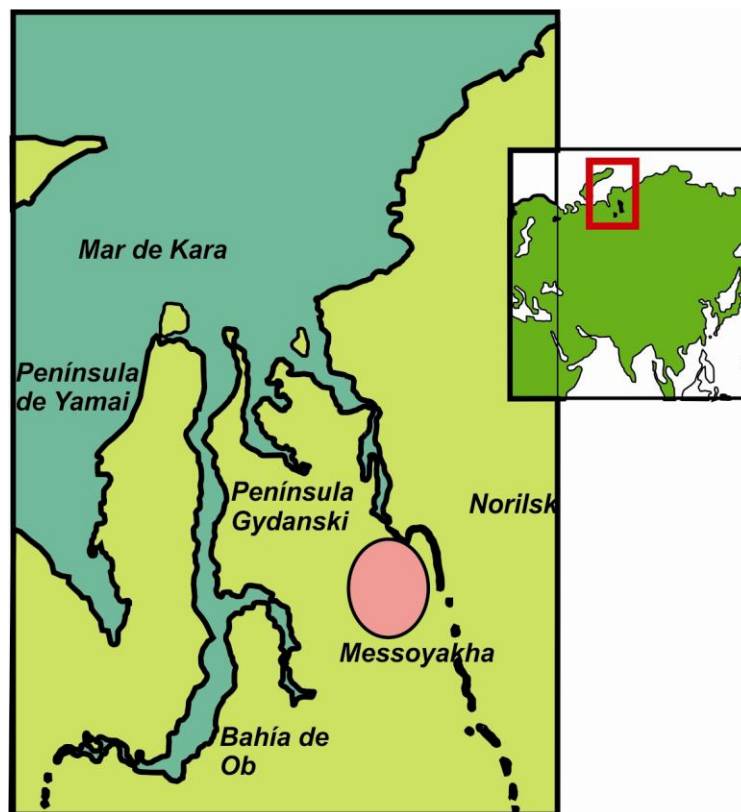
El primer caso conocido de producción de gas atribuido a los hidratos de gas se mostró en el campo Siberiano de gas Messoyakha (Figura 21), descubierto en 1968 y estudiado con las nuevas tecnologías a mediados de la década de los ochenta, tiempo en el que se descubrieron más de 60 campos de gas en esta cuenca que contienen conjuntamente aproximadamente 22 trillones m<sup>3</sup>, es decir, un tercio de las reservas de gas en el mundo. Antes de la producción, se calculó que el campo de Messoyakha contenía 79 millones de m<sup>3</sup> de gas,

---

<sup>31</sup> KVENVOLDEN, K: "Gas Hydrates- Geological Perspective and Global Change", Reviews of Geophysics 31, no. 2. 173-187.

un tercio del cual se encuentra contenido en los hidratos que recubren el intervalo de gas libre en el campo (Figura 22).

**Figura 21.** Localización del campo petrolero Messoyakha en Rusia.



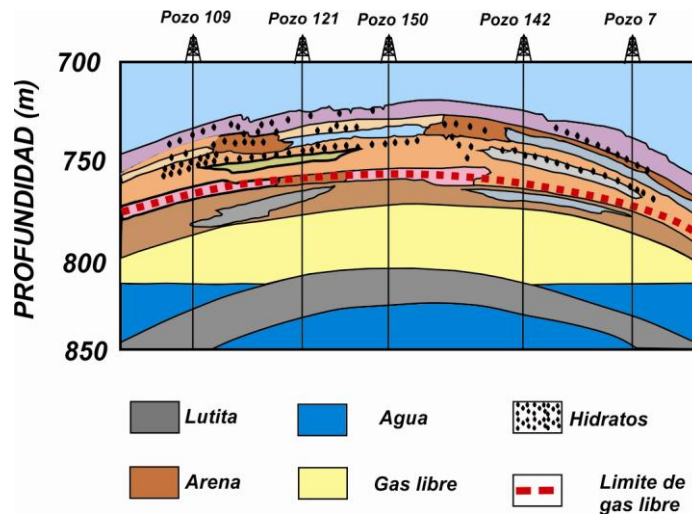
**Modificada.** COLLET, T, S.; LEWIS, R.; UCHIDA, T.: El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review, Otoño 2000.

La producción empezó en 1969 a partir de la zona de gas libre del yacimiento y por un par de años las presiones disminuyeron como se esperaba. Luego, en 1971 se midieron presiones y se obtuvieron producciones mayores a lo esperado que fueron atribuidas a la producción de gas proveniente de la capa de hidrato, es decir, la disminución de la presión en la capa de gas libre provocó una despresurización en la capa de hidrato liberándose así grandes cantidades de gas aumentando así la producción. Aproximadamente 36%, o 5

mil millones m<sup>3</sup>, del gas producido del campo Messoyakha se ha atribuido a la disociación de hidratos de gas<sup>32</sup>.

Este método de despresurización para producir gas a partir de los hidratos funciona cuando hay gas libre asociado con la acumulación del hidrato, por lo que este proceso puede funcionar para los campos del Río Kuparuk-Bahía de Prudhoe en Alaska.

**Figura 22.** Sección del campo Messoyakha.



**Modificada.** COLLET, T, S.; LEWIS, R.; UCHIDA, T.: El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review, Otoño 2000.

Este método de despresurización para producir gas a partir de los hidratos funciona cuando hay gas libre asociado con la acumulación del hidrato, por lo que este proceso puede funcionar para los campos del Río Kuparuk-Bahía de Prudhoe en Alaska.

### Estado Termodinámico del pozo.

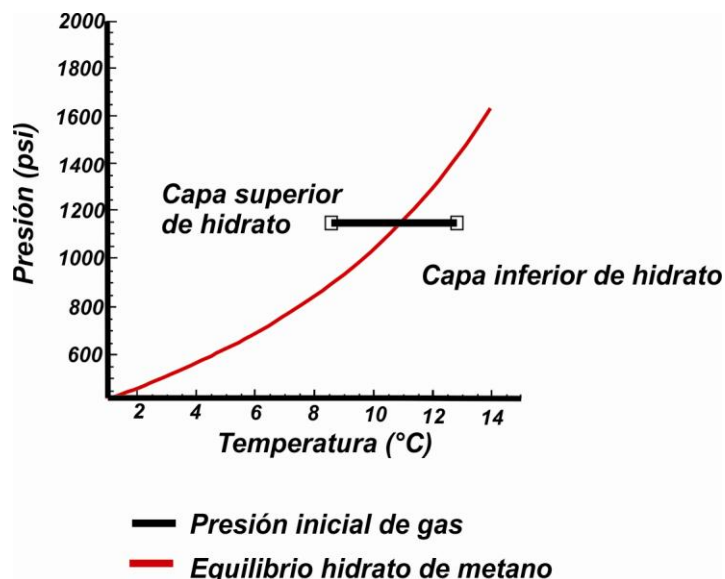
En la Figura 23 se muestra el estado termodinámico en la parte superior y la parte inferior del yacimiento de gas Messoyakha con respecto a la curva

<sup>32</sup> COLLET, T, S.; LEWIS, R.; UCHIDA, T.: El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review, Otoño 2000. 50p.

de Presión-Temperatura de equilibrio que describe la coexistencia de las fases de gas, acuosa y de hidratos.

En la Figura 23 también se muestra un depósito típico de la clase 1<sup>33</sup>, con la parte superior de la capa de hidrato profundamente en la zona de estabilidad del hidrato, las condiciones de equilibrio en la parte inferior de la capa de hidrato (que coincide con la parte inferior de la zona de estabilidad), y una zona con gas libre móvil (fuera de la zona de estabilidad del hidrato) por debajo de la capa de hidratos de gas.

**Figura 23.** Estado termodinámico inicial del yacimiento Messoyakha.



**Modificada.** GROVER, T., Schlumberger; MORIDIS G.J., Lawrence Berkeley National Laboratory; HOLDITCH S.T, Texas. En Society of Petroleum Engineers, SPE 114375. 2008.

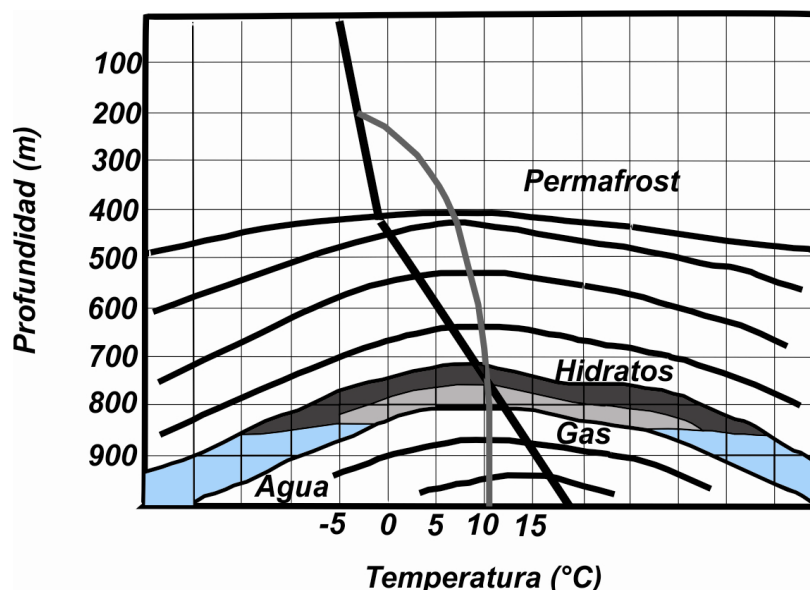
### Geología

Una sección transversal esquemática del campo Messoyakha se muestra en la Figura 24. El campo de gas Messoyakha está encerrado en una trampa de tipo estructural anticlinal y está cubierta por 420 a 480m de

<sup>33</sup> MORIDIS, G.J. and COLLETT, T. Strategies for gas production from hydrate accumulations under various geologic conditions, Lawrence Berkeley National Laboratory. 2003.

espesor en la zona de permafrost. Los intervalos productores se encuentran en la formación Dolgan (arenisca) que está sellado por una capa de esquisto suprayacente. La formación Dolgan está frecuentemente intercalada con vetas de esquisto que pueden resultar en un valor bajo de permeabilidad vertical<sup>34</sup>.

**Figura 24.** Sección transversal del yacimiento Messoyakha.



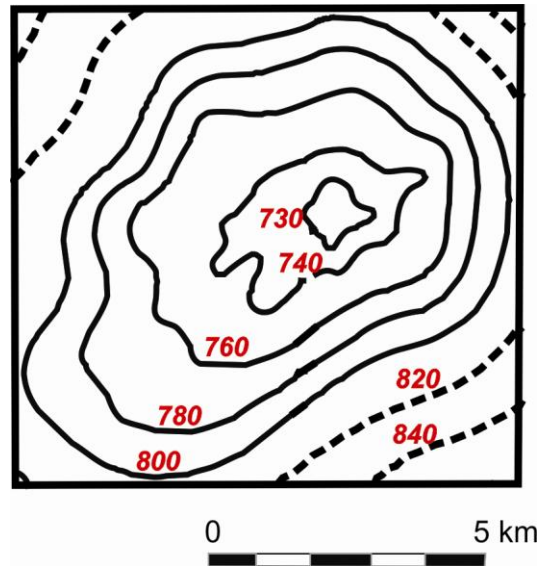
**Modificado.** GROVER, T., Schlumberger; MORIDIS, G.J., Lawrence Berkeley National Laboratory; Holditch S.T, Texas. Analysis of reservoir performance of the Messoyakha gas hydrate reservoir. En Society of Petroleum Engineers, SPE 114375. 2008.

El sellado estructural del campo es de 84 metros y la extensión del área del campo es de 12.5 km por 19 km. Un mapa de contorno de la parte superior de la formación Dolgan en el campo Messoyakha se muestra en la Figura

<sup>34</sup> GROVER, T., Schlumberger; MORIDIS, G.J., Lawrence Berkeley National Laboratory; Holditch S.T, Texas. Analysis of reservoir performance of the Messoyakha gas hydrate reservoir. En Society of Petroleum Engineers, SPE 114375. 2008.

25. Las profundidades (en metros) se refieren a la elevación por debajo del nivel medio del mar<sup>35</sup>.

**Figura 25.** Mapa de contorno de la parte superior de la Formación Dolgan en el campo Messoyakha.



**Modificado.** GROVER, T., Schlumberger; MORIDIS, G.J., Lawrence Berkeley National Laboratory; Holditch S.T, Texas. Analysis of reservoir performance of the Messoyakha gas hydrate reservoir. En Society of Petroleum Engineers, SPE 114375. 2008.

### Contacto Gas-Agua.

La profundidad del contacto gas-agua como se informa en la literatura ha sido estimada en entre 2555ft a 2687ft. Según Makogon et al. (2005) y Makogon (2007), el contacto gas-agua no se ha movido durante todo el período de producción de gas en el campo Messoyakha<sup>36</sup>.

<sup>35</sup> GROVER, T., Schlumberger; MORIDIS, G.J., Lawrence Berkeley National Laboratory; Holditch S.T, Texas. Analysis of reservoir performance of the Messoyakha gas hydrate reservoir. En Society of Petroleum Engineers, SPE, 2008.

<sup>36</sup> GROVER, T., Schlumberger; MORIDIS, G.J., Lawrence Berkeley National Laboratory; Holditch S.T, Texas. Analysis of reservoir performance of the Messoyakha gas hydrate reservoir. En Society of Petroleum Engineers, SPE, 2008.

### 2.1.1 Propiedades del yacimiento estudiado en Rusia.

Las propiedades roca y fluido del campo Messoyakha se pueden ver en la Tabla 3. La composición de gas del campo es 98.8% metano.

**Tabla 3.** Propiedades del Yacimiento estudiado en Rusia.

Propiedad	Rango
Porosidad	35%
Permeabilidad	500 Md
Gradiente Geotérmico	4,2 °C/100m
Saturación de agua residual	29 – 50%
Presión inicial (interface hidrato-gas libre)	1150 Psi
Temperatura inicial	51,6 °F

## 2.2 JAPÓN

En Japón se han realizado esfuerzos continuos para dilucidar las características del tipo de relleno de los poros de hidratos de metano que llevan sedimentos en ambientes marinos como uno de los pilotos en la investigación de hidratos de metano. Los siguientes son algunos de los logros alcanzados:

1. El éxito de la producción de gas metano continuamente desde las zonas de hidratos de metano del subsuelo.
  - Zonas portadoras de hidratos de metano han sido reconocidas en las capas del subsuelo de la región del Ártico durante aproximadamente 40 años.
  - Como primer intento del mundo, tuvo éxito en la producción de gas metano continua por disociación de los hidratos de metano que saturan

las capas de roca arenisca a una profundidad de aproximadamente 1000 m por debajo de la superficie en Canadá.

- Tanto el método de circulación de agua caliente (2002) y el método de despresurización (2007 y 2008) se llevaron a cabo con éxito para producir gas metano, y el método de despresurización fue demostrado ser eficaz como un método de producción que podrían ser utilizados en el futuro.
2. Por primera vez en el mundo, arena turbidita y capas de alternancia de lodo fueron descubiertos en la zona oriental de Nankai Trough, que se consideraron viables y prósperos para el desarrollo de recursos de hidratos de metano.
- La presencia de hidratos de metano en espacios porosos de las capas de arena en alta mar fue revelado por primera vez a través de la perforación exploratoria Prueba MITI del pozo "Nankai Trough" en el año fiscal 1999.  
También se confirmaron capas de arena que eran de arena, barro y capas de alternancia de turbiditas a través de la perforación de pozos de prueba exploratoria METI "Tokai-oki de Kumano-nada" en el año fiscal 2003.
  - La técnica de escoger el hidrato de metano concentró zonas que eran las alternancias de arena y esquisto compuesta de capas de arena con alta saturación de hidrato de metano ha sido establecida.

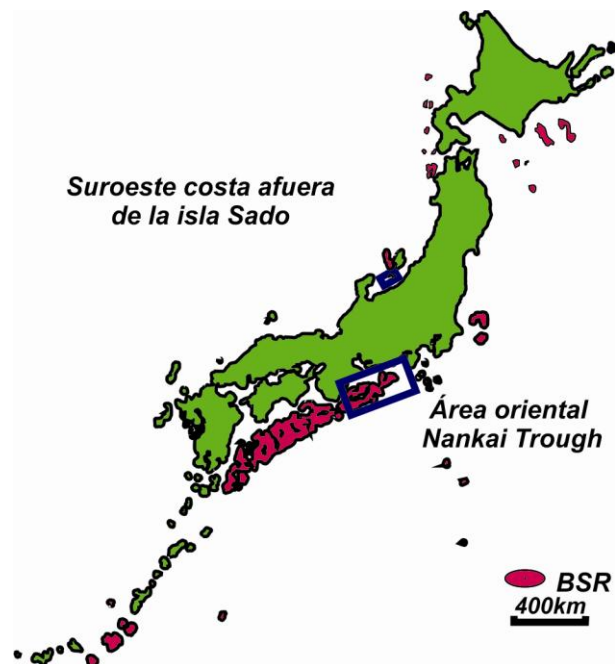
A continuación se describe uno de los programas que actualmente está desarrollando Japón en busca de las propiedades de los yacimientos de hidratos de gas y de prueba de técnicas que sean económica y técnicamente viables para la explotación de yacimientos de hidratos de gas.

## Programa de hidrato de metano de R&D de Japón

El programa de hidrato de metano de Japón R&D (julio de 2001) se organizó a partir de un punto de vista a largo plazo de los que aspiran a encontrar soluciones a diversos temas relacionados con la extracción económica y aprovechamiento del gas metano a partir de soporte de hidrato de metano capas.

La investigación de BSR (Bottom Reflector Simulation) de distribuciones de hidratos de gas alrededor de Japón (Figura 26) predominantemente realizada por el antiguo JNOC (Japan National Oil Corporation) se ha hecho cargo, exploraciones geofísicas en suroeste en alta mar de la isla de Sado, así como exploraciones geofísicas y prueba de pozo exploratorio MITI en la zona este de Nankai Trough llevadas a cabo después del inicio del programa R&D.

**Figura 26.** Distribuciones de BSR en las zonas de alta mar circundantes alrededor de Japón.



**Modificada.** Research Consortium on Developing Methane Hydrate Resources. Phase 1 Comprehensive Report of Research Result. Japan's Methane Hydrate R&D Program. 2008.

Treinta y dos pozos fueron perforados en la prueba exploratoria METI "Tokai-oki de Kumano-nada", y varias nuevas técnicas de análisis se han establecido mediante la comparación de los datos de LWD (Logging While Drilling), wireline y la recuperación de núcleos con los datos sísmicos 2D / 3D<sup>37</sup>.

Las propiedades físicas de arena turbidítica y alternancia de capas de lodo como depósitos reconocidos en la prueba exploratoria METI "Tokai-oki de Kumano-nada" que se hayan interpuesto en los análisis de muestras de núcleos recuperados y las muestras patrón de proyectos que simulan capas de hidratos de metano.

Para este propósito, la técnica de hacer el núcleo de sedimento de metano de hidrato artificial que simulan las muestras de núcleos recuperados de pruebas exploratorias METI / MITI ha sido desarrollada, y la técnica básica de la medición de las propiedades físicas de los sedimentos en las condiciones in situ ha sido probada<sup>38</sup>.

Los valores predominantes de las propiedades físicas se muestran a continuación<sup>39</sup>:

### **PROPIEDADES TÉRMICAS.**

- **Conductividad térmica.**
  - Núcleos de Arena: 1,56 W/m<sup>°</sup>K
  - Núcleos Fangosos: 1,15 W/m<sup>°</sup>K

---

<sup>37</sup> Research Consortium on Developing Methane Hydrate Resources. Phase 1 Comprehensive Report of Research Result. Japan's Methane Hydrate R&D Program. August 2008.

<sup>38</sup> Research Consortium on Developing Methane Hydrate Resources. Phase 1 Comprehensive Report of Research Result. Japan's Methane Hydrate R&D Program. August 2008.

<sup>39</sup> Research Consortium on Developing Methane Hydrate Resources. Phase 1 Comprehensive Report of Research Result. Japan's Methane Hydrate R&D Program. August 2008.

- **Calor Específico (15°C).**

- Grano de arena de núcleos de arena: 0,82 J/g°K
- Partes Fangosas: 0,77 J/g°K
- Capas portadoras de hidratos de metano: (Porosidad 40%, saturación de hidratos de metano 60%): 1,26 J/g°K.
- Hidratos de metano masivos: 1,91 J/g°K.

**CARACTERÍSTICAS DE PERMEABILIDAD.**

- Permeabilidad absoluta de núcleos de arena después de disociación de hidrato de metano: 100 mD - 1000 mD (naturaleza anisotrópica posiblemente).
- Permeabilidad absoluta de sedimentos fangosos: 10mD – 200mD.

**CARACTERÍSTICAS DE RESISTIVIDAD.**

En torno a  $3\Omega \cdot m$  para muestras de núcleo con un pequeño porcentaje de saturación de hidrato de metano.

**DENSIDAD APARENTE.**

- Núcleos de arena: 1,06 a 1,09.
- Núcleos fangosos: 1,9 a 2,0.

**POROSIDAD.**

- Núcleos de arena: 40% - 45%.
- Núcleos fangosos: 36% - 40%.

**2.2.1 Propiedades del yacimiento estudiado en Japón.**

Las propiedades más relevantes del yacimiento se muestran a continuación en la tabla 4.

**Tabla 4.** Propiedades del Yacimiento estudiado en Japón.

Propiedad	Rango
Porosidad	42%
Permeabilidad	10 – 1000 md
Gradiente Geotérmico	3 °C/100m
Saturación de agua	50%
Temperatura de formación (BSR)	50,3°F

### 2.3 CANADÁ.

Este estudio se centra en la producción de gas de los depósitos en la zona de Mallik, cabe señalar que el análisis no es de un sitio específico, pero aplicable a cualquier otra acumulación con distribución de características de fase inicial similar (saturación de agua e hidrato).

Las zonas de hidratos de Mallik fueron seleccionadas debido a que es prácticamente el único sitio para el que se dispone de datos sobre el terreno lo suficientemente fiables. Las dos zonas de hidratos investigadas en este estudio se refieren como las Zonas A y B<sup>40</sup>.

#### ZONA A.

La capa de hidratos en la zona A es de 52 ft de espesor, se extiende desde 2949ft a 3001ft, y está sostenida por una capa espesa de agua saturada de 6ft. Las saturaciones de hidratos y agua en el intervalo de hidrato son y , respectivamente, es decir, no hay gas libre en este sistema. En la parte inferior del intervalo de hidrato, la presión  $P = 1305.3$  psi y la temperatura  $T = 45.5$  °F.

<sup>40</sup> MORIDIS. G.J., Numerical Simulation Studies of Thermally-Induced Gas Production From Hydrate Accumulations, With No Free Gas Zones at the Mallik Site, Mackenzie Delta, Canada, SPE, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California.

El intervalo de hidrato tiene un tope de una secuencia de arenisca y cojinete de hidrato de gas apretado, relativamente gruesa con diferentes saturaciones de hidratos de gas que actúa como un límite de no flujo. Del mismo modo, el intervalo de agua saturada está sostenida por una arenisca gruesa de 6ft de baja porosidad ( $\Phi < 2\%$ ) que se asume para actuar como un límite de flujo. Se supone que los límites superior e inferior de la zona A se extienden uniformemente sobre un área grande<sup>41</sup>.

### **ZONA B.**

Esta zona se caracteriza por la ausencia de cualquier capa de gas móvil o agua, el espacio de los poros está ocupado principalmente por hidratos de gas y el agua (principalmente inmóvil). Por lo tanto, esta zona consiste en su totalidad de un sistema de hidrato que no está en contacto con un intervalo de agua o gas que fluye. La capa de hidrato se extiende desde 3546ft a 3579ft, se asume una realidad uniforme, y tiene una                      uniforme (el resto es agua).

La presión y la temperatura en la parte inferior de la zona B son  $P=1557,7$  psi y  $T=45,5$  °F. Zona B está cubierta por una secuencia de sedimentos de roca relativamente gruesa, y está sostenida por una secuencia de rodamiento de areniscas de hidratos de gas relativamente gruesa con diferentes saturaciones de los hidratos de gas. Estas dos formaciones que limitan se consideran límites de no flujo.

### **2.2.2 Propiedades del yacimiento estudiado en Canadá.**

En ambas zonas la porosidad ( $\phi = 0,28$ ), la permeabilidad intrínseca ( $k = 20$  mD), la conductividad térmica (                      W/m°C), el calor específico de roca (                      ), y el calor específico hidrato (                      ) se supone que es el mismo. La caída regional a lo largo de la cresta de la estructura Mallik no fue

<sup>41</sup> MORIDIS G.J., SPE, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California. Numerical Simulation Studies of Thermally-Induced Gas Production From Hydrate Accumulations With No Free Gas Zones at the Mallik Site, Mackenzie Delta, Canada.

considerada debido al ángulo de inclinación muy poco profundo (2 grados al noroeste). Permeabilidades relativas y presiones capilares se calculan a partir del modelo Parker et al., en el que se asumieron las saturaciones acuosas y gas irreducibles sea  $S_{wr}=0,2$  y  $S_{gr}=0,03$ , respectivamente. Debido a la falta de una fase móvil de gas y la permeabilidad al gas es adversa (intrínseca y relativa), la producción de gas a partir de las zonas A y B plantea serios desafíos<sup>42</sup>.

**Tabla 5.** Propiedades del Yacimiento estudiado en Canadá.

Propiedad	ZONA A Rango	ZONA B Rango
Porosidad	28%	28%
Permeabilidad	20 mD	20 mD
Gradiente Geotérmico	0,03 °C/m	0,03 °C/m
Presión	1305,3 psi	1557,7 psi
Temperatura	45,5 °F	45,5 °F

## 2.4 ESTADOS UNIDOS.

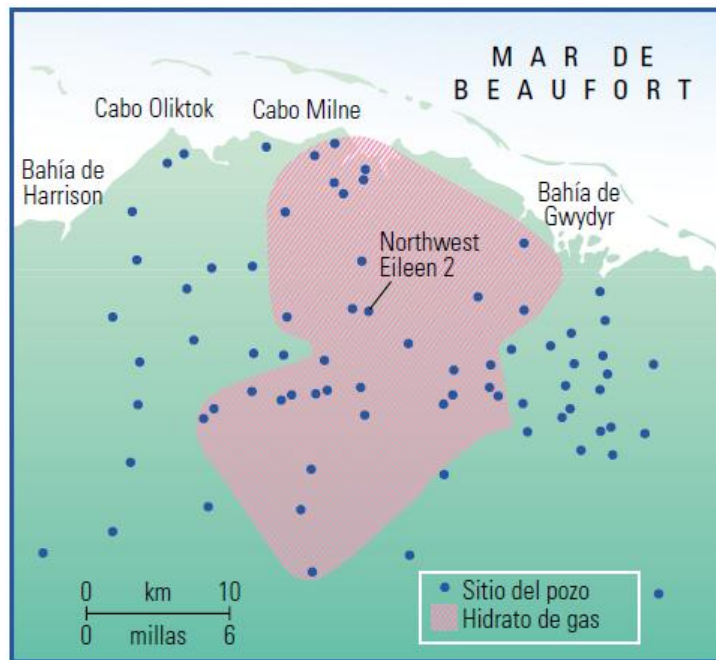
En las regiones marinas de Alaska, los estudios sísmicos (Bottom Reflector Simulation) indican la presencia de hidratos de gas del subsuelo en la plataforma del Mar de Beaufort y la pendiente del Mar de Bering (Navarin y cuencas Aleutianas), norte del Océano Pacífico y el Golfo de Alaska. Los estudios sísmicos indican que a lo largo de la plataforma del Mar de Beaufort y la pendiente, extensiones de hidratos se producen entre 295ft y 898ft por debajo del fondo marino a profundidades entre 1197ft y 7381ft. La extensión de los hidratos supera 16850 km<sup>2</sup>. El gas libre puede existir debajo de la capa impermeable de los hidratos en esta región.

<sup>42</sup> MORIDIS G.J., SPE, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California. Numerical Simulation Studies of Thermally-Induced Gas Production From Hydrate Accumulations With No Free Gas Zones at the Mallik Site, Mackenzie Delta, Canada.

Los hidratos de gas se encuentran por debajo de la base del Eoceno en una unidad de limolita transgresiva y se encuentran entre 1476ft a 1968ft de espesor no marino de secuencia marina de yacimientos de areniscas deltaicas de la formación Sagavanirktok (secuencia Brookian). Las propiedades del yacimiento son mostradas en la Tabla 6.

Los hidratos de gas se producen en seis formaciones de areniscas (A-F) y conglomerados lateralmente continuos y tienen limitaciones geográficas para el extremo este de la Unidad Río Kuparuk y el extremo oeste de la Unidad de Prudhoe Bay. La distribución de los hidratos de gas y acumulaciones de gas libre en el área de la bahía de Prudhoe-Kuparuk River se muestran en la Figura 27.

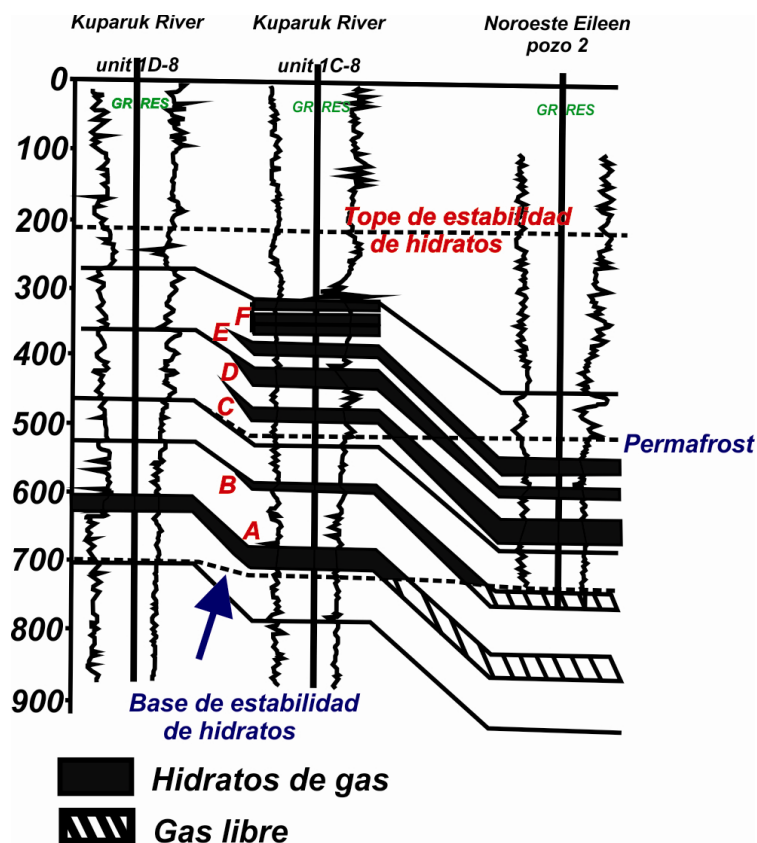
**Figura 27.** Mapa de distribución de hidratos de gas y acumulaciones de gas libre en el área de la bahía de Prudhoe-Kuparuk River.



**Tomado.** COLLET, T, S.; LEWIS, R.; UCHIDA, T.: El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review, Otoño 2000.

La extensión lateral y vertical de las seis unidades de rodamientos de hidrato de gas con la acumulación de gas libre subyacente en el este se muestra en la Figura 28. La más superficial, unidad F, es menos continua y se produce a profundidades de entre 1017ft y 1181ft. La más profunda, la unidad A, es la más continua lateralmente y se produce a profundidades de entre 1984ft y 2362ft de oeste a este. La unidad A es la más gruesa de todas las unidades, con un espesor medio de 55ft. La unidad más delgada es la E con un espesor medio de 36ft. La porosidad en estas unidades oscila desde 37 hasta 42% con un promedio de 39%. La saturación de hidrato varía entre 88 y 95% con un promedio de 93%.

**Figura 28.** Sección geológica transversal Este-Oeste de la zona de Prudhoe Bay-Kuparuk River.



**Modificado.** SHARMA, G.D., KAMATH, V.A., and Patil, S.L., Natural Gas Hydrate Resources of the Alaskan Arctic and Their Recovery Potential. University of Alaska, USA. 1992.

Las unidades A y B tienen el mayor potencial para la producción de gas natural, ya que en estas dos unidades hay grandes acumulaciones de gas libre por inmersión por debajo de los hidratos<sup>43</sup>.

#### 2.4.1 Propiedades del yacimiento estudiado en Estados Unidos.

A continuación en la Tabla 6 se recopila la información de las propiedades del yacimiento estudiado en Estados Unidos (Alaska Ártico).

**Tabla 6.** Propiedades del Yacimiento estudiado en Estados Unidos.

Propiedad	Rango
Porosidad	39%
Presión inicial	1000,7 psi
Saturación de agua	17%
Temperatura (BSR)	44,3 °F

#### 2.5 Desarrollo de la base de datos.

Se desarrolló una base de datos con las características de varios de los casos de yacimientos de hidratos de gas estudiados a nivel mundial encontrados en la literatura (Figura 29), donde se pueden identificar las variables que influyen en la selección de una técnica de explotación y producción de hidratos de gas, teniendo en cuenta los resultados encontrados de los diferentes estudios realizados (Figura 30).

En el menú principal de la base de datos se encuentra un listado de yacimientos, en el cual podrá encontrar los países investigados y el nombre correspondiente al yacimiento o zona portadora de hidratos de gas como se muestra en la Figura 29, al seleccionar uno de los casos de estudio, es decir, al abrir una de las secciones de estudios, tendrá la lista de las propiedades encontradas sobre el caso de

<sup>43</sup> SHARMA, G.D., KAMATH, V.A., and Patil, S.L., Natural Gas Hydrate Resources of the Alaskan Arctic and Their Recovery Potencial. University of Alaska, USA. 1992.

estudio (yacimiento o zona portadora de hidratos de gas) como se aprecia en la Figura 30.

**Figura 29.** Menú principal de la base de datos realizada.

País	Nombre yacimiento	Haga clic para agregar
Canada	Mallik	
Rusia	Messoyakha	
Japón	Nankai Trough	
USA	Prudhoe-Kuparuk River	
*		

En esta base de datos estará disponible en el blog que fue creado como ayuda didáctica para los estudiantes de la asignatura ingeniería de yacimientos, ya que es fundamental que los estudiantes conozcan las características de dichos yacimientos estudiados y además profundice no solo en estos estudios que hemos escogido sino que busque e indague sobre las muchas otras investigaciones realizadas alrededor del mundo.

**Figura 30.** Propiedades de uno de los casos de estudio encontradas en la literatura.

Propiedad	Zona A	Zona B	Unidades	Haga clic para agregar
calor específico de roca	800	800	J/Kg°C	
calor específico hidrato	1600	1600	J/kg °C	
conductividad térmica	1,5	1,5	W/m°C	
Espesor	52		ft	
Permeabilidad	20	20	md	
Porosidad	28	28	%	
Presión	1305	1557	psi	
Profundidad	3000	3579	ft	
Saturación Hidratos	80	80	%	
Sw	20	20	%	
Temperatura	45,5	45,5	°F	
*				

A continuación en la Tabla 7, se presenta una recopilación de las propiedades de los estudios seleccionados a nivel mundial que se tuvieron en cuenta en esta investigación no solo para la elaboración de la base de datos sino como base teórica para varios aspectos a lo largo del proyecto.

**Tabla 7.** Propiedades de los yacimientos estudiados a nivel mundial.

Propiedad/Caso	RUSIA	JAPÓN	CANADÁ	E.E.U.U
Tipo de yacimiento	Parcialmente saturado de hidratos	Parcialmente saturado de hidratos	Estratificado (Zona A). Totalmente saturado de hidratos (Zona B)	Estratificado
Porosidad (%)	35	42	28	39
Permeabilidad (mD)	500	10 – 1000	20	---
Gradiente Geotérmico (°C/100m)	4,2	3	3	1,5
Saturación de agua (%)	29 – 50	50	20	17
Presión (Psi)	1150	---	1305,3 – 1557,7	1000,7
Temperatura (°F)	51,6	50,3	45,5	44,3
Técnica de explotación probada	Despresurización	Despresurización	Estimulación térmica (Zona A). Fracturamiento hidráulico y estimulación térmica (Zona B)	---

### **3. ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE LOS YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS, QUE IMPACTAN EN LA SELECCIÓN DE UNA TÉCNICA DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE LOS MISMOS.**

Antes de la aplicación de una técnica de recuperación de gas a partir de yacimientos de hidratos de gas es muy importante conocer diversos factores, se recomienda considerar los siguientes aspectos para tomar la decisión adecuada:

#### **3.1 Tipo de yacimiento.**

Es importante analizar el tipo de yacimiento que se tiene, ya que en base a sus características se puede inferir sobre la o las posibles técnicas de explotación y producción de hidratos de gas aplicables según sea el caso.

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

En este tipo de yacimiento no hay fases móviles, lo que hace necesario realizar un fracturamiento que permita una disociación inicial, es decir, se recomienda usar una técnica de fracturamiento hidráulico para despresurización.

De acuerdo a las condiciones del yacimiento posteriormente se puede implementar la técnica de estimulación térmica (inyección de agua caliente) combinada con la inyección de un inhibidor (salmuera). Otra opción que se puede implementar en este tipo de yacimiento es la técnica de inyección de inhibidores.

##### **- Yacimiento Parcialmente saturado de hidratos (gas libre inicial).**

En éstos yacimientos el espacio poroso se encuentra saturado de gas libre presurizado e hidratos estables inicialmente. En este caso es posible utilizar la

técnica de despresurización, perforando un pozo que permita el flujo del gas libre.

- **Yacimiento estratificado (yacimiento de gas convencional en contacto con una capa de hidratos).**

Los hidratos y la zona de gas se presentan estratificados dentro del mismo medio poroso, la zona de hidratos se encuentra encima de la zona de gas.

En este caso se puede utilizar la técnica de despresurización, perforando un pozo y completando la zona de gas permitiendo la extracción de gas libre. En yacimientos con temperaturas iniciales menores de 32°F se podría utilizar la técnica de estimulación térmica.

### **3.2 Cantidad de hidratos en el yacimiento.**

La saturación de hidratos presente en el yacimiento puede afectar la viabilidad económica de producción de los mismos (la factibilidad del proyecto) y de ahí la escogencia de una técnica de producción, ya que técnicas como la inyección de inhibidores es de alto costo.

### **3.3 Condiciones termodinámicas y de temperatura.**

Como se dijo anteriormente en yacimientos en contacto con una capa de gas libre con temperaturas iniciales menores de 32°F se podría utilizar la técnica de estimulación térmica.

### **3.4 Permeabilidad del yacimiento y de las zonas adyacentes.**

Altos valores de permeabilidad permiten la utilización de la técnica de estimulación térmica (inyección de fluidos calientes), en caso de tener bajos valores de permeabilidad se hace necesario realizar un fracturamiento hidráulico.

### 3.5 Espesor de la formación.

En formaciones de hidratos delgadas, es decir, con espesores menores de 14ft no son recomendables las técnicas de estimulación térmica (inyección de vapor y combustión in-situ), ya que las pérdidas de calor pueden ser muy altas.

### 3.6 Presencia de acuíferos geotérmicos.

Cuando existen acuíferos geotérmicos a temperaturas considerables en zonas costa afuera se recomienda la inyección de salmuera (agua de mar) como una alternativa económica y eficiente para la producción de yacimientos de hidratos de gas.

### 3.7 Costos.

Otro aspecto importante para elegir una de las técnicas para la explotación y producción de hidratos, son los costos que implica el uso de cada una de ellas, a continuación (Tabla 8) se muestran los resultados obtenidos en un estudio económico realizado en los Estados Unidos<sup>44</sup> que puede servir como base para calcular los costos aproximados de cada una de las técnicas de producción.

**Tabla 8.** Estudio económico de la producción de hidratos de gas.\*

	Inyección Térmica	Despresurización	Gas convencional
<b>Inversión, millón \$</b>	5084	3320	3150
<b>Costo anual, millón \$</b>	3200	2510	2000
<b>Producción total MMscf/año **</b>	900	1100	1100
<b>Costo de producción, \$/Mcf</b>	3,6	2,28	1,82

\* Propiedades de yacimiento asumidas:  $h = 25\text{ft}$ ,  $\Phi = 40\%$ ,  $k = 600\text{mD}$ . \*\* Proceso Asumido: Inyección de 30.000 bbl/d de agua a 300°F.

<sup>44</sup> National Petroleum Council, The potential for natural gas in the U.S., Vol, I and II, NPC, 1992, p.520.

#### **4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SOBRE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE UNA DE LAS TÉCNICAS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.**

De acuerdo al trabajo realizado, las variables que más afectan la selección de una de las técnicas para la explotación y producción de hidratos de gas son el tipo de yacimiento, cantidad de hidratos en el yacimiento, temperatura, permeabilidad, espesor de la formación, presencia de acuíferos geotérmicos y costos, estos parámetros serán variados con el fin de observar su impacto sobre la selección de una técnica para la explotación y producción de hidratos de gas.

Se utilizará el diagrama de telaraña, cuyo nombre proviene de la forma en que lucen los diagramas generados, éste es uno de los modelos más simples y dinámicos con los que se trabaja la oferta, la demanda y los precios en economía. El modelo de telaraña fue propuesto por Nicholas Kaldor.

Este diagrama involucra los parámetros que más influyen en la selección de una de las técnicas antes mencionadas, uno de los beneficios de esta técnica para el análisis de sensibilidad es saber el espectro de máximos y mínimos efectos que afectan un proyecto, brindando información clave para la toma de decisiones, especialmente para las variables más sensibles.

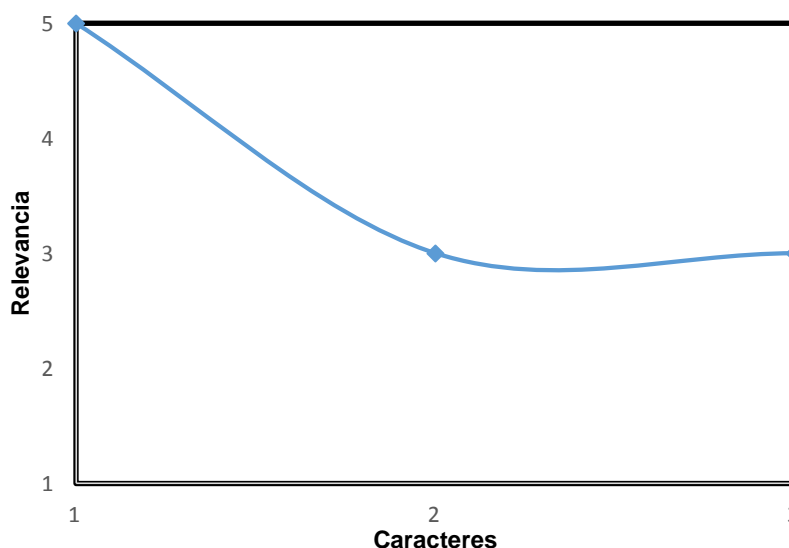
Para ello se procederá a darle un valor de prioridad de 1 a 5 (siendo 1 el de menor prioridad y 5 el de mayor prioridad), a cada uno de los parámetros que se han tomado como los de mayor relevancia, este representa un valor aceptable para analizar todas las variables mencionadas. Cada escenario tiene su respectiva asignación de caracteres 1, 2 y 3 siendo 1 la técnica de

despresurización, 2 la técnica de estimulación térmica y 3 la técnica de inyección de inhibidores químicos.

#### 4.1 Análisis de sensibilidad al tipo de yacimiento.

Se asignan valores de prioridad de 1 a 5 (siendo 1 el de menor prioridad y 5 el de mayor prioridad). Se comparan los tres escenarios, es decir, las tres técnicas. La Figura 31 muestra la comparación entre los tres escenarios, los valores de prioridad asignados para cada escenario se consignan en la Tabla 9.

**Figura 31.** Variación de la prioridad del tipo de yacimiento en cada una de las técnicas de producción de hidratos de gas.



En la Figura 31, se observa que el tipo de yacimiento afecta mayormente la selección de la técnica de despresurización, lo que es lógico ya que esta técnica no es aplicable a todos los tipos de yacimientos.

**Tabla 9.** Valores de prioridad asignados para su respectivo carácter.

CARÁCTER (TÉCNICA)	PRIORIDAD DEL PARAMÉTRO
1	5
2	4
3	3

## 4.2 Análisis de sensibilidad a la temperatura.

Se asignan valores de prioridad de 1 a 5 (siendo 1 el de menor prioridad y 5 el de mayor prioridad). Se comparan los tres escenarios, es decir, las tres técnicas. La Figura 32 muestra la comparación entre los tres escenarios, los valores de prioridad asignados para cada escenario se consignan en la Tabla 10.

**Figura 32.** Variación de la prioridad de la temperatura en cada una de las técnicas de producción de hidratos de gas.



En la Figura 32, se observa que la temperatura afecta mayormente la selección de la técnica de despresurización como se indicó en capítulos anteriores ya que esta técnica no es aplicable para bajas temperaturas.

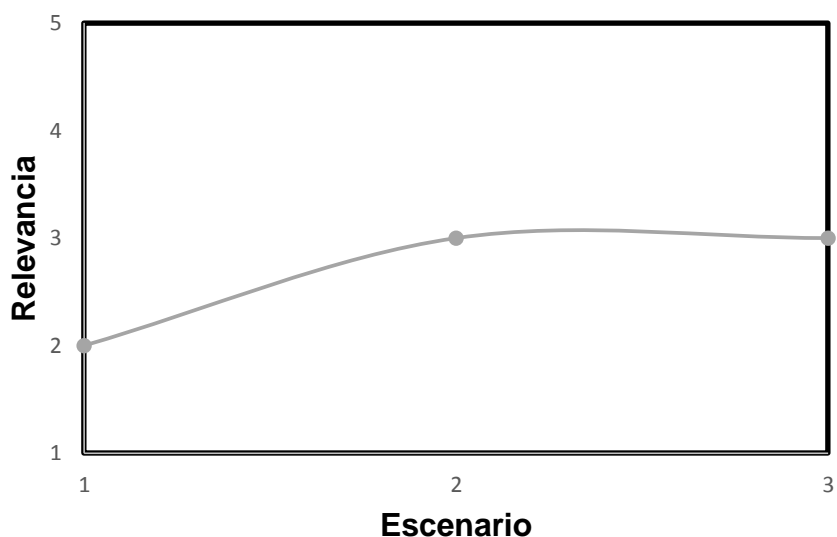
**Tabla 10.** Valores de prioridad asignados para su respectivo carácter.

CARÁCTER (TÉCNICA)	PRIORIDAD DEL PARÁMETRO
1	4
2	3
3	2

### 4.3 Análisis de sensibilidad a la permeabilidad.

Se asignan valores de prioridad de 1 a 5 (siendo 1 el de menor prioridad y 5 el de mayor prioridad). Se comparan los tres escenarios, es decir, las tres técnicas. La Figura 33 muestra la comparación entre los tres escenarios, los valores de prioridad asignados para cada escenario se consignan en la Tabla 11.

**Figura 33.** Variación de la prioridad de la permeabilidad en cada una de las técnicas de producción de hidratos de gas.



En la Figura 33, se observa que la permeabilidad afecta la selección de la técnica de estimulación térmica y la técnica de inyección de inhibidores, lo que es lógico ya que estas técnicas necesitan altos valores de permeabilidad.

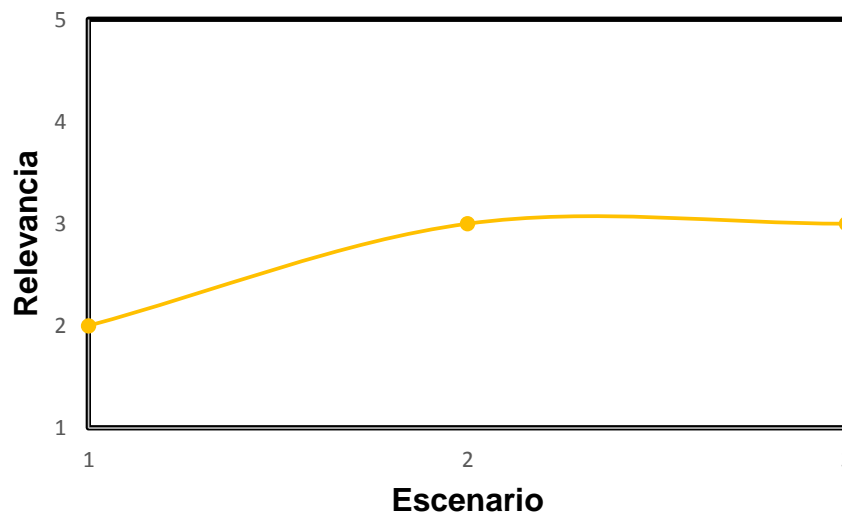
**Tabla 11.** Valores de prioridad asignados para su respectivo carácter.

CARÁCTER (TÉCNICA)	PRIORIDAD DEL PARÁMETRO
1	2
2	3
3	3

#### 4.4 Análisis de sensibilidad al espesor de la formación.

Se asignan valores de prioridad de 1 a 5 (siendo 1 el de menor prioridad y 5 el de mayor prioridad). Se comparan los tres escenarios, es decir, las tres técnicas. La Figura 34 muestra la comparación entre los tres escenarios, los valores de prioridad asignados para cada escenario se consignan en la Tabla 12.

**Figura 34.** Variación de la prioridad del espesor de la formación en cada una de las técnicas de producción de hidratos de gas.



En la Figura 34, se observa que el espesor afecta mayormente la selección de la técnica de estimulación térmica y la técnica de inyección de inhibidores, ya que como se describe en capítulos anteriores en espesores pequeños de formación se presentan mayores pérdidas de calor.

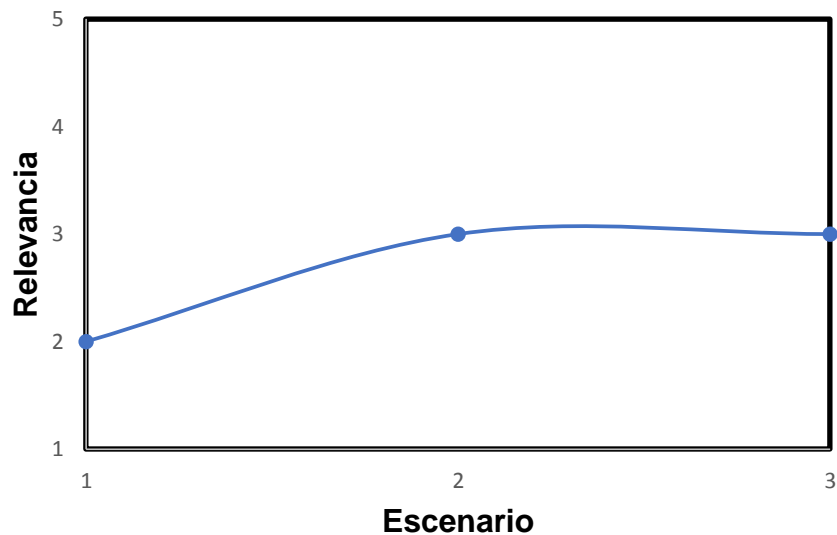
**Tabla 12.** Valores de prioridad asignados para su respectivo carácter.

CARÁCTER (TÉCNICA)	PRIORIDAD DEL PARÁMETRO
1	2
2	3
3	3

#### 4.5 Análisis de sensibilidad al espesor de la formación.

Se asignan valores de prioridad de 1 a 5 (siendo 1 el de menor prioridad y 5 el de mayor prioridad). Se comparan los tres escenarios, es decir, las tres técnicas. La Figura 35 muestra la comparación entre los tres escenarios, los valores de prioridad asignados para cada escenario se consignan en la Tabla 13.

**Figura 35.** Variación de la prioridad de la presencia de acuífero geotérmico en cada una de las técnicas de producción de hidratos de gas.



En la Figura 35, se observa que la presencia de un acuífero geotérmico afecta mayormente la selección de la técnica de estimulación térmica y la técnica de inyección de inhibidores, ya que como se describe en capítulos anteriores sería de utilidad usar este recurso.

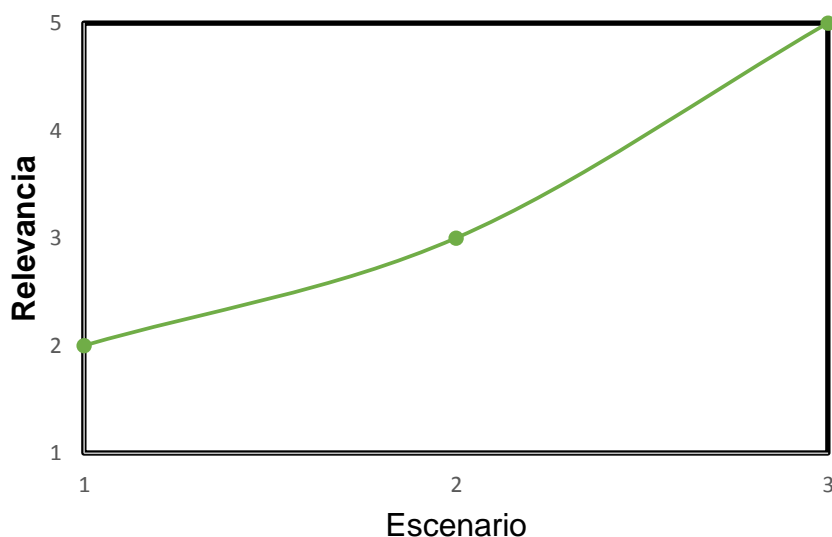
**Tabla 13.** Valores de prioridad asignados para su respectivo carácter.

CARÁCTER (TÉCNICA)	PRIORIDAD DEL PARAMÉTRO
1	2
2	3
3	3

#### 4.6 Análisis de sensibilidad a los costos.

Se asignan valores de prioridad de 1 a 5 (siendo 1 el de menor prioridad y 5 el de mayor prioridad). Se comparan los tres escenarios, es decir, las tres técnicas. La Figura 36 muestra la comparación entre los tres escenarios, los valores de prioridad asignados para cada escenario se consignan en la Tabla 14.

**Figura 36.** Variación de la prioridad de los costos en cada una de las técnicas de producción de hidratos de gas.



En la Figura 36, se observa que el costo de la implementación afecta mayormente la selección de la técnica de inyección de inhibidores, ya que como se dijo anteriormente es la técnica más costosa por la gran cantidad de sustancias necesaria y el precio de las mismas.

**Tabla 14.** Valores de prioridad asignados para su respectivo carácter.

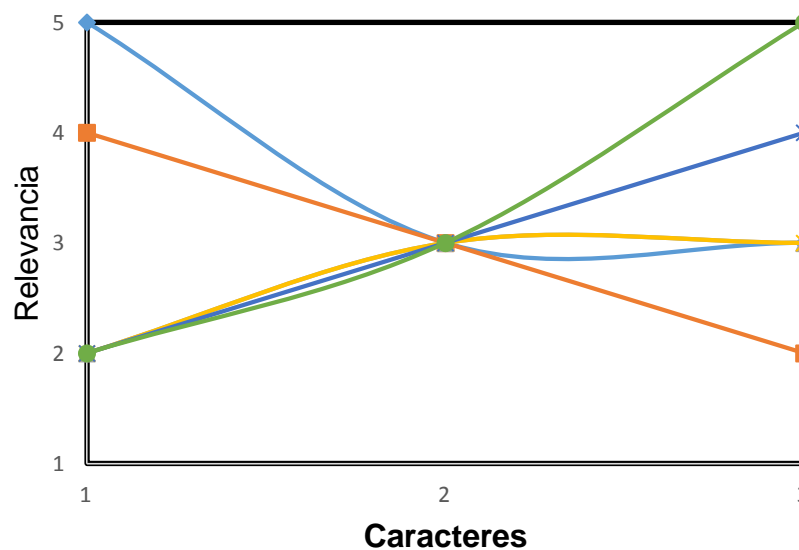
CARÁCTER (TÉCNICA)	PRIORIDAD DEL PARÁMETRO
1	2
2	3
3	5

#### 4.7 Análisis de sensibilidad “método telaraña”.

La Figura 37 muestra los resultados obtenidos para cada parámetro establecido, tipo de yacimiento, temperatura, permeabilidad, espesor de la formación, presencia de acuífero térmico y costos observándose una fuerte influencia por los parámetros de tipo de yacimiento y costo. Como se mencionó en capítulos anteriores cada una de las técnicas de explotación y producción de hidratos de gas están limitadas de acuerdo al tipo de yacimiento que se tenga, una mala evaluación de esta variable tiene gran implicación en la selección adecuada de una técnica de producción. Por otro lado se sabe que el costo de la implementación de las técnicas estudiadas es considerable para saber si el proyecto es económicamente viable. Variables como la presencia de acuíferos geotérmicos se podría dejar como opcional al momento de elegir una técnica ya que simplemente serviría como recurso adicional.

**Figura 37.** Análisis de sensibilidad método telaraña.

( — ) Tipo de yacimiento; ( — ) Temperatura; ( — ) Permeabilidad;  
 ( — ) Espesor de la formación; ( — ) Presencia de acuífero geotérmico;  
 ( — ) Costo.



## 5. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN ADECUADA DE UNA TÉCNICA DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS.

La forma natural más común de hidratos de gas es el hidrato de gas metano. Las moléculas de gas en estas estructuras de hidratos de gas están atrapadas dentro de las estructuras reticulares de cristales de hielo. Son termodinámicamente estables solamente bajo condiciones específicas que se caracterizan por presiones relativamente altas y temperaturas relativamente bajas. Los hidratos de gas son portadores compactos de gas. Un volumen de hidrato contiene cerca de 164 volúmenes de gas.

La ocurrencia geológica de hidratos naturales puede dividirse en dos regiones principales:

- a) El permafrost.
- b) Los sedimentos oceánicos profundos.

Acumulaciones oceánicas forman la mayor parte de la acumulación mundial de hidratos de gas. Estas acumulaciones se subdividen en cuatro clases dependiendo de la configuración geológica de la capas de soporte de hidratos.<sup>45</sup>

**Depósitos de Clase 1.** Consisten en la capa de soporte de hidratos y una capa de gas móvil se extiende en la parte superior de la capa de hidrato.

**Depósitos de Clase 2.** Implican una capa de soporte de hidratos en la parte superior de una zona de agua.

**Depósitos de Clase 3.** Se caracterizan por una única capa de soporte de hidratos y la ausencia de zonas con fluidos móviles alrededor.

**Depósitos de Clase 4.** Se define como, depósitos dispersos de baja saturación.

---

<sup>45</sup> MORIDIS, G.J., REAGAN, M.T., Gas Production From Class 2 Hydrate Accumulations in the Permafrost, SPE 110858. Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA. 2007.

Las tres técnicas principales de producción se aplican para producir y recuperar el gas natural de los depósitos de hidratos; Estos procedimientos de recuperación propuestos implican a menudo el uso de una de las técnicas o una combinación de ellas<sup>46</sup>:

- (1) Despresurización
- (2) Estimulación térmica
- (3) Inyección de inhibidor.

Estas técnicas se basan en la inducción de la disociación de los hidratos cambiando las condiciones prevalecientes de presión y temperatura necesarias para que, de acuerdo con el comportamiento de fase, los hidratos de gas ya no sean estables.

Para conocer la viabilidad del uso de cada una de las técnicas de producción y explotación de hidratos de gas propuestas y llegar posteriormente a una selección adecuada se han realizado diferentes investigaciones a nivel mundial.

En 1982 Holder et al<sup>47</sup>. Investigó la contribución de metano de los hidratos durante la producción de una zona de gas libre por debajo de la zona de hidrato. Se informó de que hasta el 30% de la producción total de gas es metano procedente de hidratos.

McGiure<sup>48</sup> demostró la viabilidad de la estimulación térmica y la fracturación hidráulica. Se propusieron muchos modelos de simulación en la década de 1980 para los diferentes métodos de disociación. En 2000 Sawyer<sup>49</sup> comparó

---

<sup>46</sup> MAKOGON, Y.F., Hydrates of natural gas, p. cm. Includes index. ISBN 0-87814-718-7 1. (1974). Max, M. D., Johnson, A. H., Dillon, W. P., Economic Geology of Natural Gas Hydrate, 2006. ISBN: 978-1-4020-3971-3

<sup>47</sup> HOLDER, G. D., ANGER, T. P.K., Simulation of gas production from a reservoir containing both gas hydrates and free natural gas. SPE 11105. 1982.

<sup>48</sup> MCGUIRE, P. L., Recovery of gas from hydrate deposits using conventional technology. SPE/DOE 10832. 1982.

<sup>49</sup> SAWYER, W.K., BOYER, C.M., FRANTZ, Jr., J.H., and YOST, A.B.: Comparative Assessment of Natural Gas Hydrate Production Models, SPE 62513, SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Canada. 2000.

diez modelos predictivos para simular diferentes depósitos con los hidratos de gas.

Uno de los simuladores investigados es TOUGH\_EOSHYDR (1998) que fue desarrollado por Moridis<sup>50</sup>. Este simulador puede manejar la estimulación térmica, así como de despresurización.

Entre 2005 y la actualidad, Moridis ha informado de varios resultados de la simulación para diferentes clases de acumulaciones de hidratos utilizando TOUGH-Fx / HIDRATO<sup>515253</sup>.

La selección adecuada de una técnica de explotación y producción de hidratos de gas, depende de diversos factores propios de cada uno de los yacimientos de hidratos de gas. Por lo que se hace primordial profundizar los conocimientos sobre estos parámetros para acertar al momento de dar un criterio de selección, que sea el apropiado para obtener resultados eficientes.

Se debe tener en cuenta que el fin de extraer los hidratos de gas se fundamenta en buscar una fuente de energía económica y limpia, por lo que estos factores desempeñan un papel importante a la hora de decidir que método se va a utilizar.

### **5.1 Análisis de las propiedades del yacimiento.**

Una vez se termina la perforación y el corazonamiento de las zonas de interés se obtiene una cantidad significativa de datos que al ser estudiados suministran información de suma importancia sobre las propiedades del

---

<sup>50</sup> MORIDIS, G.J., APPS, J., PRUES, K., & MYER, L. EOSHYDR: A TOUGH2 module for CH<sub>4</sub>-hydrate release and flow in the subsurface. Report LBNL-42386, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA. 1998.

<sup>51</sup> MORIDIS, G.J., KOWALSKY, M.B. Depressurization induced gas production from Class 1 and Class 2 hydrate deposits, PROCEEDINGS, TOUGH Symposium. 2006.

<sup>52</sup> MORIDIS, G.J. and Kowalsky, M.B., Gas Production from Unconfined Class 2 Hydrate Accumulations in the Oceanic Subsurface, Economic Geology of Natural Gas Hydrates, Kluwer Academic/Plenum Publishers (Report LBNL-57299). 2006.

<sup>53</sup> MORIDIS, G.J., REAGAN, M.T., Gas Production From Class 2 Hydrate Accumulations in the Permafrost, SPE 110858, 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA. 2007.

yacimiento que son necesarias para un óptimo desarrollo de las operaciones siguientes.

Una vez obtenida toda la información del yacimiento, se deben escoger y tabular las propiedades necesarias para seleccionar la técnica de explotación y producción de hidratos de gas, a continuación se deben analizar con el fin de buscar cuál de las técnicas existentes se ajusta o cumple con los requerimientos del yacimiento (**Ver Anexo 3**).

En el análisis se deben tener en cuenta las características de aplicación de cada una de las técnicas para una adecuada selección:

- **Técnica de despresurización.**
  - Es económicamente factible ya que no requiere la utilización de energía limpia ni aditivos químicos.
  - No es recomendable para yacimientos que estén 100% saturados de hidratos.
  - Es recomendada para yacimientos que tienen gas asociado (presencia de zona con gas libre)<sup>54</sup>.
  - No es recomendable para yacimientos donde la temperatura inicial está cerca o por debajo de 32°F.
  - Se puede combinar con la técnica de estimulación térmica o con la técnica de inyección de inhibidores químicos periódica.
  - Es viable usar el método de sal-fractura para mantener la permeabilidad.
  - Es factible para disociar hidratos que se encuentran a profundidades superiores a 2296ft.
  - Es más eficiente energéticamente que la estimulación térmica.<sup>55</sup>

---

<sup>54</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. The Canadian journal of chemical engineering. Vol. 80, Febrero 2002; p.135.

<sup>55</sup> LEWIN and ASSOCIATES. Handbook of Gas Hydrate Properties and Occurrence, citado por Sloan, Ibid. P. 516.

**Tabla 15.** Tabla de aplicación para la selección de una técnica de explotación y producción de hidratos de gas de acuerdo a la literatura encontrada de los estudios realizados a nivel mundial.

<b>TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE GAS ESTUDIADAS</b>			
<b>PARAMETRO</b>	<b>DESPRESURIZACIÓN</b>	<b>ESTIMULACIÓN TÉRMICA</b>	<b>INYECCIÓN DE INHIBIDORES</b>
<b>TIPO DE YACIMIENTO</b>			
Yacimiento Totalmente Saturado de Hidrato	NO APLICA	APLICA	APLICA
Yacimiento Parcialmente Saturado de Hidrato	APLICA	APLICA	NO APLICA
Yacimiento Estratificado	APLICA	APLICA	NO APLICA
<b>TEMPERATURA INICIAL</b>			
Menor a 32°F	NO APLICA	APLICA	APLICA
Mayor a 32°F	APLICA	APLICA	APLICA
<b>PERMEABILIDAD</b>			
Baja	APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Alta	APLICA	APLICA	APLICA
<b>ESPESOR DE LA FORMACIÓN</b>			
Delgada (<14ft)	APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Gruesa (>14ft)	APLICA	APLICA	APLICA
<b>PRESENCIA DE ACUÍFERO GEOTÉRMICO</b>	APLICA	APLICA	APLICA
<b>COSTO</b>	APLICA	NO APLICA	NO APLICA

- **Técnica de estimulación térmica.**

- Es utilizado para temperaturas de yacimiento y formaciones adyacentes bajas.
- Requiere grandes cantidades de energía para calentar la formación.
- Se generan grandes pérdidas del calor inyectado.
- Es recomendada para zonas de hidratos con altas permeabilidades (necesaria lograr la inyección).
- No es recomendable para formaciones delgadas (espesor < 14ft).
- Es económicamente viable si existe un acuífero geotérmico debajo del yacimiento para proporcionar salmuera caliente a los pozos de inyección.
- Es recomendada para yacimientos con una porosidad de al menos 15%.
- Necesita un flujo considerable de energía dentro del yacimiento (utilizar grandes equipos y altas tasas de inyección).

- **Técnica de inyección de inhibidores.**

- Aplicable en zonas sin presencia de capa de gas libre.
- Representa altos costos debido a las sustancias que se deben agregar a menos que se inyecte salmuera.
- Buen resultado en al inyectar salmuera y reducción de costos.
- Posibilidad de inyectar agua de mar en el proyecto.

## **5.2 Optimizar las tecnologías en hidratos de gas encontradas.**

Una vez se tenga un completo análisis de las variables que tienen relevancia a la hora de elegir una técnica de explotación y producción de hidratos de gas, teniendo en cuenta las características de aplicación de cada una de las técnicas para una adecuada selección (ver Tabla 17). Teniendo claridad sobre

las propiedades se procede a revisar las tecnologías existentes para la aplicación de cada una de las técnicas encontradas.

**Tabla 16.** Características de los procesos de las técnicas estudiadas para la producción y explotación de hidratos de gas.

METODOS DE PRODUCCIÓN	PROCESO
<b>Despresurización</b>	El hidrato se disocia con la presión. El proceso es endotérmico, absorbiendo la energía y la temperatura del yacimiento.
<b>Inyección de calor (Vapor, Agua Caliente)</b>	El hidrato se disocia con la temperatura. El balance neto de energía en un sistema cerrado y yacimiento de alta calidad es positivo.
<b>Inyección de inhibidor</b>	El inhibidor lleva a la temperatura más baja de formación de hidratos y disocia los hidratos en las superficies de contacto
<b>Otros</b>	Sistema de minería Hidráulica

Una de las herramientas clave en la toma de decisiones de un proyecto como la explotación y producción de hidratos de gas es la simulación numérica de yacimientos, en nuestro caso de estudio se trata de simuladores de yacimientos de hidratos de gas.

En estos simuladores se genera el modelo numérico del yacimiento y se ensayan las posibles opciones técnico-económicas para su explotación y producción.

Los resultados obtenidos de estas posibles opciones se deben evaluar para que sirvan de guía a la hora de tomar decisiones respecto a la selección de la

técnica de explotación y producción de hidratos de gas que mejor cumpla con los objetivos del proyecto.

Actualmente existen diferentes simuladores de yacimientos de hidratos de gas y esfuerzos de colaboración internacional para comparar dichos simuladores.

Las intenciones del esfuerzo son:

- 1) Intercambiar información con respecto a la disociación del hidrato de gas y las propiedades físicas que permiten mejoras en el modelado de yacimientos.
- 2) Construir la confianza en los principales simuladores a través del intercambio de ideas y la validación cruzada de los resultados del simulador en común con conjuntos de datos de complejidad creciente.
- 3) Establecer escenarios experimentales de producción de yacimientos de hidratos de gas relacionados con las predicciones asociadas de estos simuladores establecidos que pueden ser utilizados para propósitos de comparación.<sup>56</sup>

La solución de la simulación de producción de yacimientos de hidrato de gas implica una compleja combinación de fluido altamente acoplado, calor, y las ecuaciones de transporte de masa en combinación con el potencial de formación y / o desaparición de múltiples fases sólidas en el sistema. Además, las propiedades físicas y químicas de los medios de comunicación geológicos que contienen hidratos de gas son altamente dependientes de la cantidad de hidrato de gas presente en el sistema en cualquier momento dado.

En los modeladores de hidratos de gas se han utilizado diferentes modelos conceptuales y algoritmos matemáticos para resolver estos problemas; cada método tiene sus ventajas y desventajas, pero ninguno es totalmente exacto o ha

---

<sup>56</sup> MORIDIS, G.J. and REAGAN M.T. Gas Production From Oceanic Class 2 Hydrate Accumulations, LBNL-62757, OTC 18866. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA., Mayo 2007.

demostrado ser fiable a partir de primeros principios. Dada la amplia gama de diferentes enfoques adoptados por los diversos grupos que desarrollan simuladores, este esfuerzo internacional de comparación es el primer intento de explorar y comprender los impactos de estas suposiciones de modelado en escenarios de producción que implican los hidratos de gas.

Han sido desarrollados varios simuladores basados en enfoques muy diferentes para la simulación de yacimientos de hidratos de gas. Algunos de ellos se describen a continuación.

- **Simulador TOUGH+/HYDRATE:**

TOUGH + es un simulador cuyo diseño modular se adhiere a los principios de la programación orientada a objetos tal como se aplica en Fortran 95. Tiene una amplia gama de propiedades termodinámicas del agua lo que hace posible incluir el hielo para el modelado de congelamiento y deshielo en las regiones de permafrost, y especialmente para la simulación de procesos en los sedimentos de hidratos, que implican formación y disociación de los hidratos parecidos al hielo con los cambios asociados en las características de porosidad, permeabilidad, y de flujo de dos fases. El TOUGH+/HYDRATE es útil para la simulación de estos procesos en las formaciones portadoras de hidrato<sup>57</sup>.

- **Características y Capacidades.**

TOUGH + resuelve las ecuaciones de balance de masa y energía que describen el flujo de fluidos y calor en múltiples fases en general, de varios componentes, sistemas porosos y los medios. TOUGH + puede modelar los siguientes procesos y fenómenos en sistemas geológicos:

- a) La compartimentación de los componentes de masa entre las fases posibles.

---

<sup>57</sup> Lawrence Berkeley National Laboratory, Earth Sciences Division, TOUGH+ Software

- b) El flujo de gases y líquidos en los medios geológicos.
- c) El calor correspondiente flujo y transporte.
- d) Intercambios de calor debido a: Conducción, Advección / convección, Radiación, Calor latente relacionado con cambios de fase, Gas y la disolución de inhibidor, el transporte de gases y solutos solubles en agua, que representan el advección y difusión molecular.

- **Aplicaciones.**

- a) Producción de yacimiento de hidratos de gas oceánico Clase 2<sup>58</sup>.

Producción de yacimiento de hidratos de gas oceánico Clase 2 comprende dos zonas: una capa de soporte de hidrato recubre una zona de agua móvil. El objetivo de este estudio fue evaluar el potencial de producción de las acumulaciones marinas de hidratos de metano Clase 2 mediante simulación numérica, y desarrollar estrategias apropiadas para la producción de gas.

El sistema simulado se basa en la zona "Tigershark", ubicado en el Golfo de México. Utilizaron una malla radial 2-D que representa el yacimiento de hidrato, acuíferos adyacentes, y las fronteras impermeables de lutitas. Las simulaciones de producción se realizaron utilizando TOUGH+HYDRATE. Se seleccionó disociación inducida por despresurización como la estrategia de producción de gas más prometedor debido a su simplicidad y su eficacia técnica y económica.

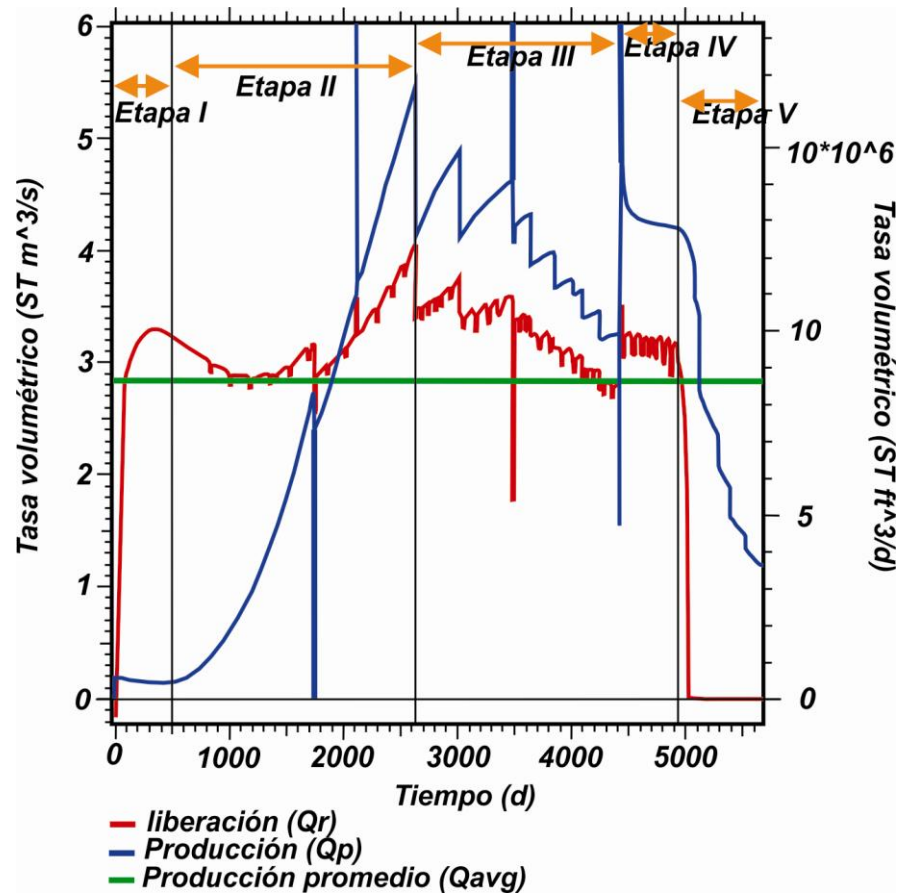
Para todas las estrategias, la producción en el pozo se caracteriza por ciclos distintos (véase la Figura 38), con el extremo de cada ciclo marcado por la cavitación (caída rápida de la presión en el pozo) causada por cualquiera de los bloqueos de hidrato secundarias cerca del pozo o por el aumento de la participación de gas de baja densidad. Esto se remedia mediante inyección de

---

<sup>58</sup> MORIDIS, G.J. and REAGAN M.T., Gas Production From Oceanic Class 2 Hydrate Accumulations, LBNL-62757, OTC 18866. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, U.S.A. 2007.

agua de mar cálido y una reducción en la tasa de producción en masa total. La producción de gas aumenta continuamente durante cada ciclo, con la correspondiente reducción en la producción de agua.

**Figura 38.** Simulación de la producción de un yacimiento de hidratos de gas Oceánico Clase 2 utilizando el simulador TOUGH+HYDRATE.



**Modificado.** Lawrence Berkeley National Laboratory, Earth Sciences Division, TOUGH+ Software.

b) Producción de yacimiento de hidratos de gas oceánico Clase 3<sup>59</sup>.

<sup>59</sup> MORIDIS, G.J. and REAGAN, M.T., Strategies for Gas Production From Oceanic Class 3 Hydrate Accumulations, LBNL-62758, OTC 18866. Offshore Technology Conference, Houston, Texas. 2007.

Las acumulaciones de hidratos clase 3 se componen de una sola zona de hidrato de metano delimitada por estratos confinados sin zonas subyacentes de fluidos móviles. Los primeros intentos de producción utilizando la estimulación térmica sugirieron estas formaciones como blancos pobres para la producción de gas. Una nueva estrategia, usando simulador TOUGH+HYDRATE, utiliza la producción de presión constante para superar la muy baja permeabilidad efectiva inicial del yacimiento y la falta de una zona de líquidos móviles.

La producción de gas simulada se produce en un patrón cíclico. Cada ciclo consta de una larga etapa de aumento de la producción de gas, seguido por disminución aguda de la producción y luego por una recuperación. Este patrón se repite hasta el cese de la producción.

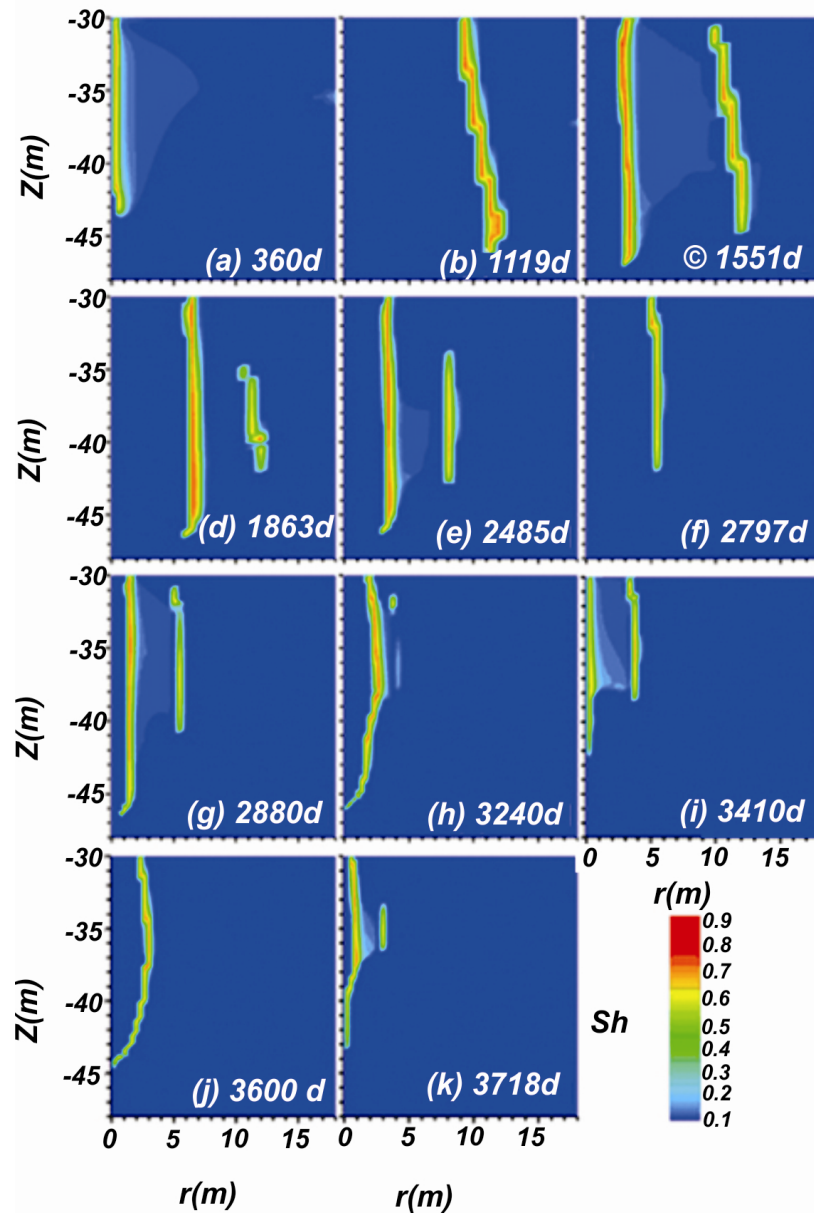
El pico de producción supera regularmente 15 MMSCFD de CH<sub>4</sub>, y el promedio de producción de gas durante el período de simulación 6000 días es 8,10 MMSCFD. La recuperación de cada declinación de la producción se produce de forma natural, sin calentamiento o la inyección de un fluido.

La Figura 39 muestra la evolución de la distribución espacial de hidrato de saturación con el tiempo, y proporciona una explicación para el patrón cíclico. Las gotas precipitadas en la producción son causadas por la evolución de viajes de las barreras de hidrato secundarias alrededor del pozo.

Como el gas fluye hacia el pozo, una envoltura cilíndrica secundaria de hidratos se forma junto al pozo (Panel A). Debido a que el radio interior de la barrera está expuesto a una intensa despresurización, se disocia, pero las formas de hidrato adicionales en su radio exterior resultan en la aparición de una barrera de desplazamiento (B). Forma una barrera secundaria (C) y se mueve hacia fuera a través del mismo proceso (D). La barrera exterior está ahora a salvo de los gradientes de presión empinadas,

y se disocia (D a la F). Nuevas barreras aparecen y desaparecen con el tiempo (G - K). Cada una de las gotas temporales en la producción se produce cuando se forma una nueva barrera secundaria hidrato interna.

**Figura 39.** Simulación de la producción de un yacimiento de hidratos de gas Oceánico Clase 3 utilizando el simulador TOUGH+HYDRATE.



**Modificado.** Lawrence Berkeley National Laboratory, Earth Sciences Division. TOUGH+ Software.

- **Simulador STOMP-HYD.**

El simulador STOMP-HYD es capaz de simular cuatro tecnologías de producción: 1) despresurización, 2) estimulación térmica, 3) inyección de inhibidor y, 4) intercambio de CO<sub>2</sub>. Este simulador supone condiciones de equilibrio entre los componentes móviles de hidratos y de los formadores de hidratos (CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>) y los resuelve por separado.

En su configuración el STOMP-HYD resuelve nueve ecuaciones de conservación en cada celda de la cuadrícula: 1) energía, 2) masa de agua, 3) masa de CH<sub>4</sub> móvil, 4) masa de CH<sub>4</sub> hidrato, 5) masa móvil de CO<sub>2</sub>, 6) masa hidrato de CO<sub>2</sub>, 7) masa móvil N<sub>2</sub>, 8) masa N<sub>2</sub> hidrato, y 9) inhibidor de la masa. El diseño modular del simulador permite para uno o dos de los formadores de hidratos y / o el inhibidor de ser eliminado de la solución<sup>60</sup>.

La descripción del entorno del subsuelo se basa en ecuaciones de conservación y las funciones constitutivas. Se rige por ecuaciones de flujo acopladas que son ecuaciones diferenciales parciales para la conservación de la masa como se dijo anteriormente. Funciones constitutivas relacionan variables primarias a las variables secundarias. La solución que rigen las ecuaciones en derivadas parciales se produce por el método de las diferencias finitas.

Las ecuaciones que gobiernan y describen los procesos de flujo térmico e hidrogeológicos se resuelven simultáneamente usando iteración Newton-Raphson para resolver las no linealidades en las ecuaciones que gobiernan.

- **Simulador CMG (STAR).**

STAR (Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir) vapor termal y Procesos Avanzados Embalse simulador)<sup>61</sup> es un simulador de yacimientos

---

<sup>60</sup> Pacific Northwest National Laboratory is operated for the U.S. Department of Energy by Battelle Memorial Institute.

<sup>61</sup> Computer Modeling Group Ltd, CMG STARS. Calgary, Alberta, Canada. 2007.

generación desarrollado por Modeling Computer Group Limited para modelar el flujo de tres fases, fluidos de componentes múltiples.

STARS se puede utilizar para modelar compositiva, vapor, geo mecánica, componentes dispersos (polímeros, geles, finos, emulsiones y espumas) y el proceso de combustión in-situ. STARS utiliza un modelo de pozo discretizado que mejora el modelado discretizando el pozo y la solución del pozo y del flujo del yacimiento junto al problema resultante simultáneamente.

El modo implícito adaptativo en STARS decide de vez en cuando paso a paso que bloqueos deben resolverse en los modos implícitos o explícitos. Las reacciones químicas entre los componentes también se pueden especificar con la dependencia de tipo de interés fijo<sup>62</sup>.

- **Caso de estudio.**

Un conjunto de problemas considerado se encuentra actualmente en fase de desarrollo. A continuación se presenta el enunciado de un problema detallado para la producción de metano de un yacimiento de hidratos de gas y los resultados reportados por el modelo utilizando los simuladores antes mencionados.

Descripción del problema, Caso Base.

Los gradientes de presión acuosa, la presión del gas, y la temperatura se imponen a través de un dominio horizontal 20-m unidimensional, discretizado usando celdas de la cuadrícula de 1 m espaciadas uniformemente. Un dominio horizontal se utiliza para eliminar las fuerzas gravitacionales del cuerpo del problema, como una simplificación adicional. Los gradientes de presión y temperatura se especifican para producir condiciones de saturación acuosas en las primeras 10 celdas de la cuadrícula y las condiciones no saturadas acuosas en las 10 celdas de la cuadrícula restantes. La simulación procede

---

<sup>62</sup> Ogamegbunam., O.C., Methane Production from Gas Hydrate Using Depressurization Method, Section for Petroleum Engineering Department of Applied Earth Sciences Delft University of Technology.2010.

entonces a las condiciones de equilibrio de la presión, saturaciones de fase, y la temperatura. Un esquema de los parámetros y especificaciones utilizados están dentro de la Tabla 14.

**Tabla 17.** Parámetros y especificaciones utilizados para llevar a cabo la simulación de la producción de hidratos de gas<sup>63</sup>.

PARAMETRO	VALOR
Porosidad	0,3
Densidad aparente	1855 Kg/
Densidad de grano	2650 Kg/
Calor específico aparente	525 J/Kg K
Calor específico de grano	750 J/Kg K
Conductividad Hidráulica	0,1 Darcy
Conductividad Térmica	2 W/mK
Conductividad Térmica agua-saturada	2,18 W/mK
Compresibilidad de poro	5E-10
Presión capilar Modelo	Ecuación de Van Genuchten
Parámetro $\alpha$	0,132
Parámetro $n$	2,823
Parámetro	1
Parámetro	0
Permeabilidad relativa acuosa Modelo	Ecuación de Mualem
Parámetro $m$	0,6458
Permeabilidad relativa gas Modelo	Ecuación de Mualem
Parámetro $m$	0,6458

La lista de procesos simulados en este problema es:

1. Flujo de múltiples fluidos gas-agua sujeta a la permeabilidad relativa, efectos capilares, y la transición de fase desde agua saturada a insaturada.

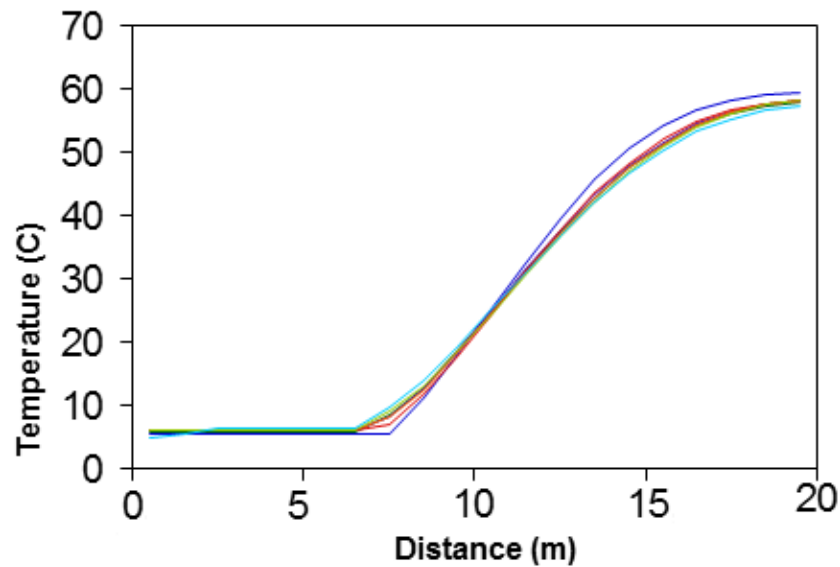
<sup>63</sup> U.S. DEPARTMENT OF ENERGY., Methane Hydrate Reservoir Simulator Code Comparison Study. Disponible en [<http://www.netl.doe.gov/>].

2. Transporte de calor a través de medios porosos de múltiples fluidos con la advección de fase y difusión de componente.
3. Cambio de solubilidad de CH<sub>4</sub> en el agua con la presión y la temperatura.
4. Cambio en las propiedades termodinámicas y de transporte con la presión y la temperatura<sup>64</sup>.

Los perfiles de temperatura, saturación de agua, saturación de gas y la presión en momentos seleccionados en las Figuras 40 a 43 se muestran para 100 días,. Los gráficos de perfil muestran las condiciones de equilibrio se alcanzan en 10.000 días.

**Figura 40.** Perfil de Temperatura.

(—) Hydrate Res Sim; (—) MH21; (—) STARS; (—) STOMP-HYD;  
(—) TOUGH-FX/Hydrate.

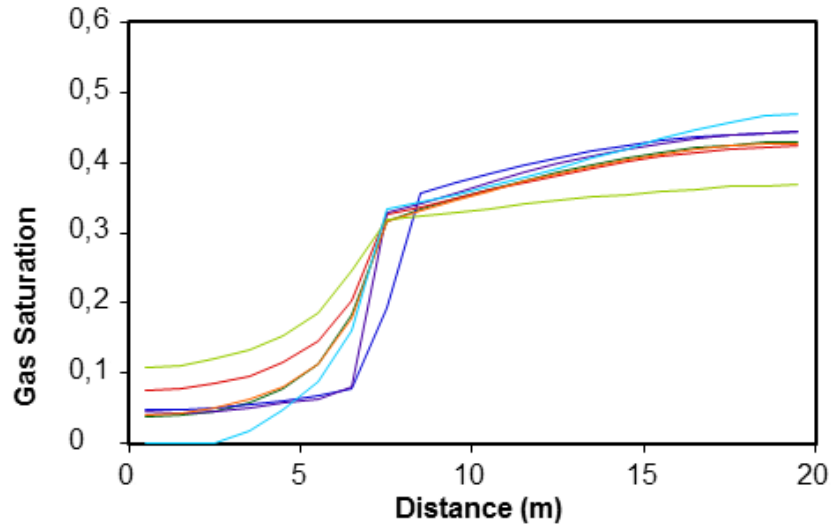


**Tomado.** U.S. Department Of Energy., Methane Hydrate Reservoir Simulator Code Comparison Study.

<sup>64</sup> U.S. DEPARTMENT OF ENERGY., Methane Hydrate Reservoir Simulator Code Comparison Study., Disponible en [<http://www.netl.doe.gov/>].

**Figura 41.** Perfil de Saturación de agua.

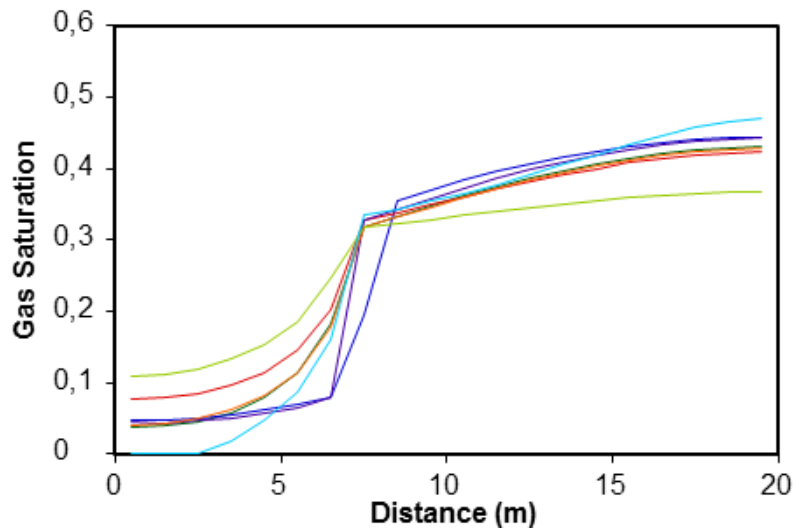
( — ) Hydrate Res Sim; ( — ) MH21; ( — ) STARS; ( — ) STOMP-HYD;  
 ( — ) TOUGH-FX/Hydrate.



Tomado. U.S. Department Of Energy., Methane Hydrate Reservoir Simulator Code Comparison Study.

**Figura 42.** Perfil de Saturación de gas.

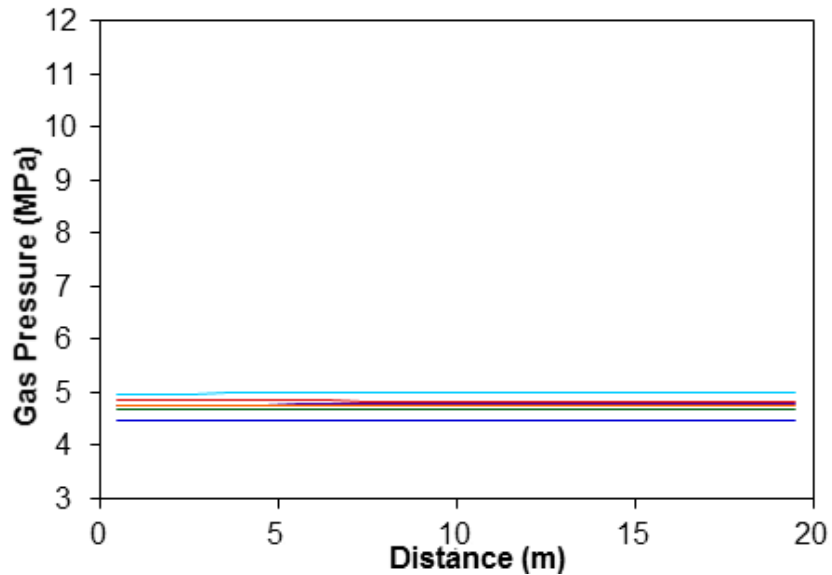
( — ) Hydrate Res Sim; ( — ) MH21; ( — ) STARS; ( — ) STOMP-HYD;  
 ( — ) TOUGH-FX/Hydrate.



Tomado. U.S. Department Of Energy., Methane Hydrate Reservoir Simulator Code Comparison Study.

**Figura 43.** Perfil de Presión.

(—) Hydrate Res Sim; (—) MH21; (—) STARS; (—) STOMP-HYD;  
 (—) TOUGH-FX/Hydrate.



Tomado. U.S. Department Of Energy., Methane Hydrate Reservoir Simulator Code Comparison Study.

**5.3 Realizar estudios de producción en tierra para verificar las tecnologías existentes que permiten disociar los hidratos con el fin de recobrar gas metano en cabeza de pozo.**

Gran parte de la incertidumbre en la viabilidad de los hidratos de gas como un recurso energético, está en el poco conocimiento que se tiene sobre la efectividad de las diferentes técnicas de producción y explotación de estos yacimientos, ya que no se conoce del todo la naturaleza de las acumulaciones de hidratos de gas. Por esta razón una vez seleccionada la técnica o las técnicas de producción y explotación que se podrían implementar en el proyecto de acuerdo sus características se deben realizar simulaciones para conocer los resultados de los diferentes escenarios de producción y posteriormente se deben llevar a cabo estudios de producción en tierra para verificar las tecnologías existentes que permiten disociar los hidratos con el fin de recobrar gas metano en cabeza de pozo.

## 6. CONCLUSIONES

- 6.1 La limitación más grande que se tiene acerca de los yacimientos de hidratos de gas, es la escasez de información sobre las propiedades fundamentales de estos yacimientos y su comportamiento termodinámico en campo. Prácticamente no hay mediciones fiables de la permeabilidad, la porosidad y la saturación de los depósitos de hidratos naturales, mientras que la comprensión del comportamiento cinético de los hidratos se encuentra en una etapa muy temprana. Además, hay retos científicos significativos que deben ser abordados y probados por herramientas como la simulación numérica para proporcionar predicciones fiables de la producción de gas.
- 6.2 En yacimientos totalmente saturados de hidratos (sin presencia de fases móviles), la estimulación térmica por medio de la inyección de un fluido caliente es imposible sin fracturarse, ya que no habría flujo. Como es uno de los casos de estudio presentados en Canadá, donde se utilizó un sistema de dos pozos conectados a través de una fractura común para la inyección de agua caliente.
- 6.3 La selección adecuada de una técnica de explotación y producción de hidratos de gas depende de diferentes parámetros, tales como el tipo de yacimiento, la cantidad de hidratos en el yacimiento, la temperatura, la permeabilidad y el espesor de la formación, la presencia de acuíferos geotérmicos, los costos, entre otros, donde los más relevantes son el tipo de yacimiento y los costos de implementación como se observa en los resultados del análisis de sensibilidad.

## 7. RECOMENDACIONES

- 7.1 Se recomienda realizar estudios posteriores donde se analice la viabilidad económica de un proyecto de explotación y producción de yacimientos de hidratos de gas teniendo en cuenta las diferentes técnicas de explotación disponibles.
- 7.2 Se debería realizar un estudio posterior de las técnicas de explotación y producción de hidratos de gas utilizando alguno de los simuladores disponibles para este tipo de yacimientos.
- 7.3 Se debe realizar un estudio posterior analizando las variables que más afectan la selección de una técnica de explotación y producción de hidratos de gas, con datos precisos de acuerdo a los avances en las investigaciones que se están desarrollando a nivel mundial.

## BIBLIOGRAFÍA

- ASHUTOSH K. J., Gopal Bansal, SPE, Pandit Deendayal Petroleum University; Abhishek J, and Sangwai, J., SPE, Will Gas Hydrates Lying on Oceanic Floors in India Solve Its Energy Problem? A Futuristic Approach. Indian Institute of Technology, Madras. 2012.
- CALLAROTTI, R.C., CIEMADES. Segunda Conferencia Internacional. Los Hidratos de metano: Una fuente potencial de energía. Universidad del Turabo. 2006.
- CHATTE-I, J., GRIFFRTH J.E. Methods of decomposing gas hydrates. Patent.
- COLLET, 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.
- COMPUTER MODELING GROUP LTD, CMG STARS. 2007: Calgary, Alberta, Canada.
- DEMIRBAS. A., Methane Gas Hydrate, Springer-Verlag London Limited 2010.
- GONZÁLEZ. P. E., Ciencia y tecnología, HIDRATOS DE GAS.pdf.
- GUIRE, P. 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.
- HANDA, Y.H. Compositions, enthalpies of dissociation, and heat capacities in the range 85 to 270 K for clathrate hydrates of methane, ethane, and propane, and enthalpy of dissociation of isobutane hydrate, as determined by a heat-flow calorimeter. The Journal of Chemical Thermodynamics 1986; 18(10), 915-921.
- HASHIM. M., ANSARI. M., y KHAN. S., Balochistan University of Information Technology, Quetta. Gas Hydrates in Makran: Identifying the possible analogies with the reservoirs around the world for future development and exploitation, Samanalshaq, Mol Pakistan Oil and Gas

CO. B. V. Islamabad.

- HEINEMANN, R. F., D. D., LONG, J. y SAEGER, R. B. Method for recovering gas from hidrates. Patent US No. US6 214175 B1.
- HOLDER, G. D., ANGER, T. P.K., Simulation of gas production from a reservoir containing both gas hydrates and free natural gas. SPE 11105, (1982).
- ISEUX, J.C., Gas Hydrates: Occurrence, Production, and Economics. Oklahoma: SPE: 21682, April 7-9, (1991).
- KAMATH, V. A. y GODBOLE, S.P., Evaluation of hot brine stimulation technique for gas production from natural gas hidrates, SPE 13596 (1985).
- KAMATH, V. A. Y GODBOLE. Inhibitor-induced hydrate dissociation. En: JPT. Vol. 39, (1987); p. 1379.
- KAMATH, V. A., y GODBOLE, S. P. An Analytic Model for Analyzing the Effects of Dissociation of Hidrates on the Thermal Recovery Heavy Oils. In: SPE Reservoir Engineering. Alaska. Paper SPE 1424; (May 1988); p. 440-456.
- KAMATH, V.A., P.N, SIRA, J.H., PATLL, S.L, Proc. 64th Ann Tech Conf., paper SPE: 19810, San Antonio.
- KANG, S. -P. et al. Enthalpies of dissociation of clathrate hydrates of carbon dioxide, nitrogen, (carbon dioxide + nitrogen), and (carbon dioxide + nitrogen + tetrahydrofuran). The Journal of Chemical Thermodynamics 2001; 33(5), 513-521.
- KRASON y CIESNIK, M., Geological evolution and analysis of conformed or suspected gas hydrate localities. DOE/MC/21181-1950, US Department of Energy, Morgantown, West Virginia, 1985.
- KRASON y FINLEY, P.D., 1992. Messoyakha Gas Field-Russia West Siberian Basin, American Association of Petroleum Geologists., Treatise of Petroleum Geology, Structural Traps. VII, pp.197-220.
- LEWIN y ASSOCIATES. Handbook of Gas Hydrate Properties and Occurrence, citado por Sloan, Ibid. P. 516.

- MAKOGON, Y.F., HOLDITCH, S.A. y MAKOGON, T.Y., Russian field illustrates gas hydrate production. Oil and Gas Journal, 2005.
- MAKOGON, Y.F., Hydrates of natural gas, p. cm. Includes index. ISBN 0-87814-718-7 1. (1974). Max, M. D., Johnson, A. H., Dillon, W. P., Economic Geology of Natural Gas Hydrate, 2006. ISBN: 978-1-4020-3971-3
- MAKOGON, Y. F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: PennWell Books, 1997. P. 411, P. 444.
- MAKOGON. Y.F., TREBIN, F.A., TROFIMUK, A.A. y CHERSKY, N.V., 1971. Detection of a pool of natural gas in a solid hydrated state. Doklady Akademii Nauk SSSR. pp.197-200.
- MCGUIRE, P. L., Recovery of gas from hydrate deposits using conventional technology.SPE/DOE 10832,(1982).
- MEYERHOFF, A.A., Petroleum basins of the Soviet Arctic. Geological Magazine. 1980, pp 101-210.
- MORIDIS, G.J. y COLLETT, T., Strategies for gas production from hidrate accumulations under various geologic conditions, Lawrence Berkeley National Laboratory. 2003.
- MORIDIS, G.J. y KOWALSKY, M.B., Gas Production from Unconfined Class 2 Hydrate Accumulations in the Oceanic Subsurface, Economic Geology of Natural Gas Hydrates, Kluwer Academic/Plenum Publishers (Report LBNL-57299). (2006).
- MORIDIS, G.J. y M.T. REAGAN, Gas Production From Oceanic Class 2 Hydrate Accumulations, LBNL-62757, OTC 18866, 2007 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, U.S.A., 30 April–3 May 2007.
- MORIDIS, G.J., APPS, J., PRUES, K., & MYER, L.EOSHYDR: A TOUGH2 module for CH<sub>4</sub>-hydrate release and flow in the subsurface. Report LBNL-42386, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA. (1998).
- MORIDIS, G.J., KOWALSKY, M.B, Depressurization induced gas production from Class 1 and Class 2 hydrate deposits, PROCEEDINGS, TOUGH Symposium (2006).

- MORIDIS, G.J., REAGAN, M.T., Gas Production From Class 2 Hydrate Accumulations in the Permafrost, SPE 110858, 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, U.S.A. (2007).
- MORIDIS. G.J., Numerical Simulation Studies of Thermally-Induced Gas Production From Hydrate Accumulations, With No Free Gas Zones at the Mallik Site, Mackenzie Delta, Canada, SPE, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California.
- OGOMEGBUNAM., O.C., Methane Production from Gas Hydrate Using Depressurization Method, Section for Petroleum Engineering Department of Applied Earth Sciences Delft University of Technology.2010.
- PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY IS OPERATED FOR THE U.S. Department of energy by battelle memorial institute.
- Research Consortium on Developing Methane Hydrate Resources. Phase 1 Comprehensive Report of Research Result. Japan's Methane Hydrate R&D Program. August 2008.
- SAWYER, W.K., BOYER, C.M., FRANTZ, JR., J.H., y YOST,A.B.: Comparative Assessment of Natural Gas Hydrate Production Models, SPE 62513, SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Canada. (2000).
- SHARMA, G.D., KAMATH, V.A., y PATIL, S.L.,University of Alaska, USA. Natural Gas Hydrate Resources of the Alaskan Arctic and Their Recovery Potencial.
- 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. The Canadian journal of chemical engineering. Vol. 80, (February 2002); p.135.
- SLOAN, E. D. Clathrate hydrates of natural gas. Second Edition. New york: Marcel Dekker Inc. 1998. P. 517.
- UCHIDA, T., Japan Petroleum Exploration Company, Ltd. Chiba, Japon; El creciente interés por los hidratos de gas. Oilfield Review.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY., Methane Hydrate Reservoir Simulator Code Comparison Study., Available in <http://www.netl.doe.gov/>.

- VÁSQUEZ, C., H. Profesor Geología del Petróleo, Universidad EAFIT, Geólogo e ingeniero de Petróleos. Facultad de Minas de Medellín. Posgrado Universidad de Texas. Revista Universidad EAFIT- No. 102.
- WINKELES, WIM J.A.M. y 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.
- WYATT, D.E. Method and apparatus for recovering a gas from a gas hydrate located on the ocean floor. Patent.
- ZHU, TAO, PTIL, S. injection of CO<sub>2</sub> for recovery of methane from gas hydrate reservoirs natural gas hidrates, SPE 13596 (1985).

## ANEXOS

### ANEXO A.

**Tabla 18.** Ejemplos de reservas potenciales de gas en hidratos. Asumiendo espesor de hidratos de 10m<sup>65</sup>.

REGIÓN DE ESTUDIO	TCF Zona de 10 M
Labrador Marino	250
Cañón de Baltimore	380
Blake Out Ridge	660
Golfo de México	900
Cuenca de Colombia	1200
Cuenca de Panamá	300
Middle Am. Trench	470
California Norte	50
Trench Aleutiano	100
Mar Beaufort	725
Trough Nankai	150
Mar Negro	30
<b>TOTAL</b>	<b>5200</b>

<sup>65</sup> VASQUEZ H., C. Profesor Geología del Petróleo, Universidad EAFIT, Geólogo e ingeniero de Petróleos. Facultad de Minas de Medellín. Posgrado Universidad de Texas. Revista Universidad EAFIT- No. 102.

## ANEXO B.

Distribuciones de la amplia difusión de los depósitos de hidratos de gas en todo el mundo<sup>66</sup>.



<sup>66</sup> ASHUTOSH. K. J. y GOPAL B, SPE, Pandit Deendayal Petroleum University; Abhishek J, y Sangwai, J., SPE, Will Gas Hydrates Lying on Oceanic Floors in India Solve Its Energy Problem? A Futuristic Approach. Indian Institute of Technology, Madras. 2012.

ANEXO C.

HERRAMIENTA VIRTUAL

The screenshot shows a virtual tool interface for 'HIDRATOS DE GAS'. At the top, there is a navigation menu with options: INICIO, DESPRESURIZACIÓN, ESTIMULACIÓN TÉRMICA, INYECCIÓN DE INHIBIDORES QUÍMICOS, and OTRAS TÉCNICAS. Below this is a sub-menu: ESTUDIOS REALIZADOS A NIVEL MUNDIAL and ANEXOS. The main content area features a slide titled 'El oro blanco' (The white gold). The slide text states: 'Se estima que más de la mitad de todas las reservas de combustibles fósiles que existen en el planeta corresponde a hidratos de gas subterráneos, también conocidos como "oro blanco". Estos se encuentran bajo el fondo marino en los márgenes continentales.' The slide includes a diagram of a gas hydrate molecule (a cage-like structure of water molecules with a gas molecule inside) and a cross-section of the ocean floor showing the formation process. The formation process is described in four steps: 1. Materia orgánica producida por los sedimentos asociados a ellos se deposita en el mar. 2. Llega hasta el fondo, donde se descompone. 3. Microbios se alimentan de esta materia orgánica. 4. Se liberan desde el sustrato desde el fondo del mar. A globe on the right shows global locations where hydrates are found: Región Ártica, Lago Baikal, Rusia; Mar del Japón; Sur de China; and Proyección del platón. The interface also includes a search bar, a list of categories, and a sidebar with 'Popular Posts' and a 'Blog Archive'.

Esta herramienta tiene como finalidad brindar un contenido actualizado con información de los estudios e investigaciones que se han realizado a nivel mundial sobre yacimientos de hidratos de gas, la base de datos creada con las diferentes variables de los yacimientos estudiados y varios enlaces de interés académico para los estudiantes de la asignatura ingeniería de yacimientos.

ANEXO D.

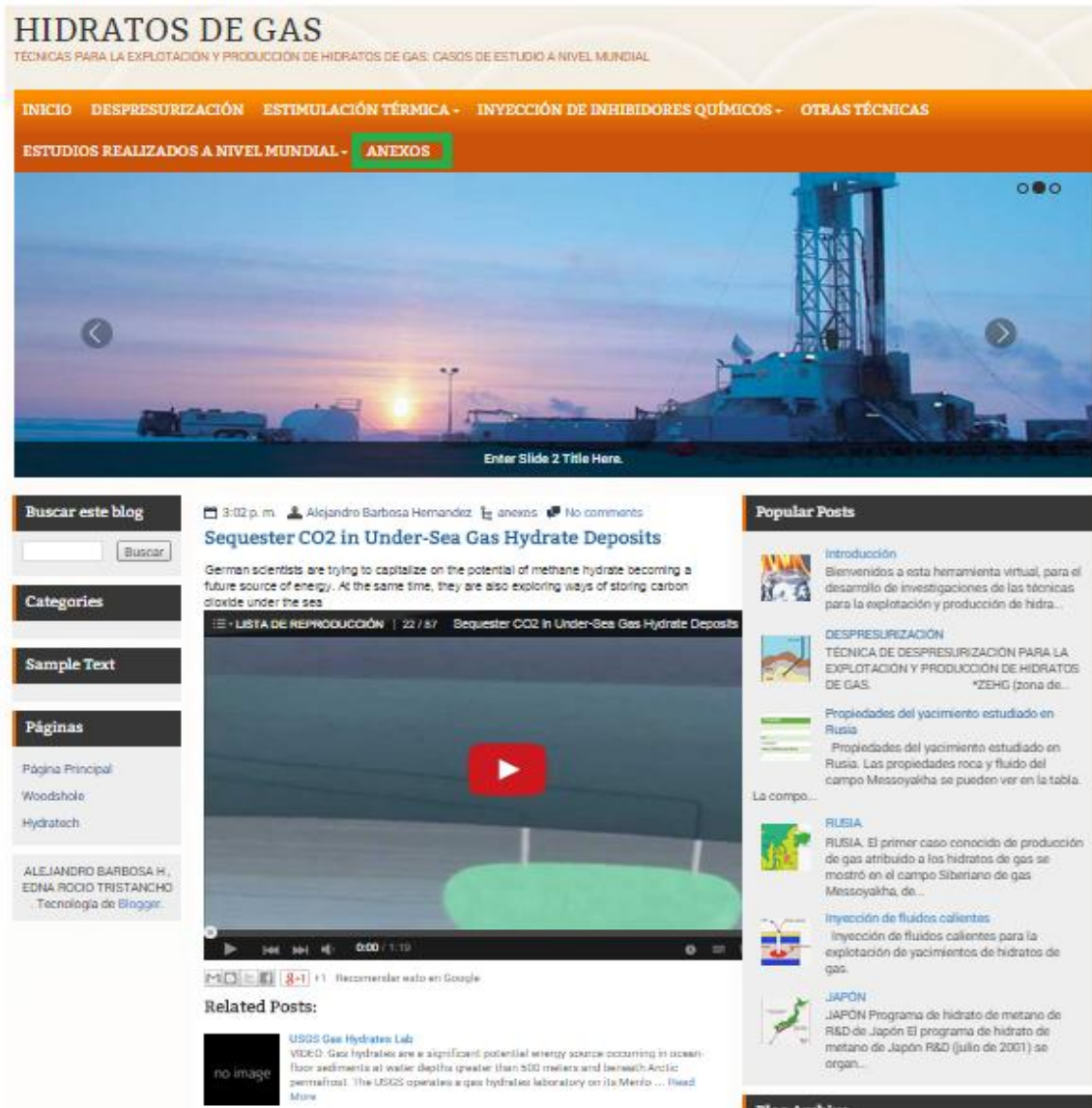


En las pestañas del inicio del blog se encuentran las diferentes técnicas de explotación y producción de hidratos de gas, tratadas en el presente proyecto de investigación, los estudios realizados a nivel mundial.

Al dar clic en cada una de estas pestañas de las técnicas de explotación se encontrará la información que se trató en el presente proyecto de investigación, donde se explican las principales características de cada una de ellas.

En la pestaña de estudios realizados a nivel mundial se despliega un menú con los nombres de los diferentes países seleccionados donde se llevan a cabo investigaciones, allí se encuentra información sobre cada caso de estudio y las características del yacimiento en cada uno.

## ANEXO E.



**HIDRATOS DE GAS**  
TÉCNICAS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS: CASOS DE ESTUDIO A NIVEL MUNDIAL

INICIO DESPRESURIZACIÓN ESTIMULACIÓN TÉRMICA - INYECCIÓN DE INHIBIDORES QUÍMICOS - OTRAS TÉCNICAS

ESTUDIOS REALIZADOS A NIVEL MUNDIAL - **ANEXOS**

3:02 p. m. Alejandro Barbosa Hernandez anexos No comments

### Sequester CO2 in Under-Sea Gas Hydrate Deposits

German scientists are trying to capitalize on the potential of methane hydrate becoming a future source of energy. At the same time, they are also exploring ways of storing carbon dioxide under the sea.

LISTA DE REPRODUCCIÓN | 22 / 57 Sequester CO2 In Under-Sea Gas Hydrate Deposits

Related Posts:

- USGS Gas Hydrates Lab  
VIDEO: Gas hydrates are a significant potential energy source occurring in ocean-floor sediments at water depths greater than 500 meters and beneath Arctic permafrost. The USGS operates a gas hydrates laboratory on its Menlo ... Read More

**Popular Posts**

- Introducción**  
Bienvenidos a esta herramienta virtual, para el desarrollo de investigaciones de las técnicas para la explotación y producción de hidra...
- DESPRESURIZACIÓN**  
TÉCNICA DE DESPRESURIZACIÓN PARA LA EXPLOTACION Y PRODUCCION DE HIDRATOS DE GAS. \*ZEHG (zona de...)
- Propiedades del yacimiento estudiado en Rusia  
Propiedades del yacimiento estudiado en Rusia. Las propiedades roca y fluido del campo Messoyakha se pueden ver en la tabla.
- RUSIA**  
RUSIA. El primer caso conocido de producción de gas atribuido a los hidratos de gas se mostró en el campo Siberiano de gas Messoyakha, de...
- Inyección de fluidos calientes**  
Inyección de fluidos calientes para la explotación de yacimientos de hidratos de gas.
- JAPON**  
JAPON Programa de hidrato de metano de R&D de Japón El programa de hidrato de metano de Japón R&D (julio de 2001) se organ...

En los anexos se podrán encontrar videos relacionados con los hidratos de gas como fuente de energía, además se podrán encontrar los diferentes artículos investigados. Estos archivos servirán como fundamento teórico a los estudiantes de ingeniería de yacimientos para que consulten aspectos fundamentales de estos yacimientos.

La dirección del blog creado como herramienta virtual es: <http://thidrato.blogspot.com/>.