

**DEFINICIÓN DE TENDENCIAS Y NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA
EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE GAS**

**CAMILO ANDRÉS URBINA BUSTAMANTE
RICARDO ALFONSO HERNÁNDEZ TANGARIFE**

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

2019

**DEFINICIÓN DE TENDENCIAS Y NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA
EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE GAS**

**CAMILO ANDRÉS URBINA BUSTAMANTE
RICARDO ALFONSO HERNÁNDEZ TANGARIFE**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director
OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO
Ph.D en ingeniería de petróleo

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2019

Quiero dedicar esta ovación a mi madre, que, gracias a su infinita perseverancia y buenos regaños, me brindo el apoyo y fortaleza para emprender y culminar esta etapa de vida.

A mi papá que es y siempre será el mejor ejemplo como ingeniero y padre. Que este orgullo es más tuyo que mío.

A mis hermanos Emilio y José Eduardo, que ahora si somos oficialmente colegas.

Por su ejemplo profesional y como hermanos. Vamos por ese holding Emi,

A mis primos Rafa, Lía, Dani y Tintin, con los que conviví muchos momentos en la bonita.

A mis tíos y tías que sé que les llenará de orgullo verme graduar. Por fin

A mis amigos de Santa Marta, los de siempre, los pelaos y a los de acá. Y por último y no menos importante a Adán Herrera Maldonado (Q.E.P.D) que sé que graduarme de la UIS es el mejor homenaje que puedo hacerte.

CAMILO ANDRÉS URBINA BUSTAMANTE

Es trabajo se lo dedico primeramente a Dios, a mis padres y familiares los cuales influyeron con todo su apoyo y comprensión por estar en todo momento y guiarme por un buen camino, a mis amigos muchos de los cuales hicieron varios esfuerzos en momentos difíciles para no decaer, a la escuela de petróleos en la cual me he formado como persona y logrado esta meta en mi vida, a mi directora por la paciencia y esfuerzos para llevar a cabo este proyecto y finalizarlo con éxito.

RICARDO HERNÁNDEZ TANGARIFE

AGRADECIMIENTOS

A nuestra alma mater y todo su personal administrativo y académico, que de manera cálida siempre nos hizo sentir en casa.

A la ingeniera Olga Ortiz Cancino, que nos brindó una comprensión innata de las madres, gracias por brindarnos toda su experiencia y sabiduría para culminar este trabajo de grado con éxito.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. OBJETIVOS.....	21
1.1 OBJETIVO GENERAL	21
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
2. MARCO REFERENCIAL.....	22
2.1 HIDRATOS DE GAS.....	22
2.2 ESTRUCTURA DE LOS HIDRATOS	22
2.2.1 Estructura tipo I.....	23
2.2.2 Estructura tipo II.....	24
2.2.3 Estructura tipo H.	25
2.3 ORIGEN DE LOS HIDRATOS DE GAS.....	26
2.3.1 Proceso biogénico	27
2.3.2 Proceso termogénico.	27
2.4 CONDICIONES PARA LA FORMACIÓN DE HIDRATOS EN AMBIENTES NATURALES.	27
2.4.1 Hidratos de gas asociado a lechos marinos.....	28
2.4.2 Hidratos de gas asociado a la zona de permafrost.....	28
2.5 CINÉTICA DE LA FORMACIÓN DE HIDRATOS DE GAS.	28
2.5.1 Nucleación de hidratos	29
2.5.2 Crecimiento de los hidratos.....	29
2.6 CONDICIONES DE ESTABILIDAD DE LOS HIDRATOS DE GAS.	29
2.7 PROPIEDADES DE LOS HIDRATOS DE GAS.	32
2.7.1 Densidad.....	32
2.7.2 Propiedades eléctricas.....	32

2.7.3 Propiedades termofísicas.....	32
2.7.4 Propiedades mecánicas de los hidratos.....	33
3. METODOLOGÍA	34
3.1 RECOPIACIÓN DEL MATERIAL BIBLIOGRÁFICO EXISTENTE ACERCA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE GAS.....	34
3.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN SÍSMICA Y GEOLÓGICA QUE COMPETE A LOS YACIMIENTOS DE INTERÉS DE HIDRATOS DE GAS A NIVEL REGIONAL.....	34
3.3 ANALOGÍAS DE LOS MÉTODOS IMPLEMENTADOS EN LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS A NIVEL MUNDIAL CON RESPECTO A UNA FUTURA APLICACIÓN EN EL PAÍS.....	35
3.4 PANORAMA HISTÓRICO Y DESCUBRIMIENTOS DE LOS HIDRATOS DE GAS.	35
3.5 CENTROS TECNOLÓGICOS Y DE INVESTIGACIÓN DE HIDRATOS DE GAS	37
4. POTENCIAL DE LOS HIDRATOS DE GAS PARA GARANTIZAR LA AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA A NIVEL MUNDIAL	38
4.1 ESTIMACIONES DE VOLÚMENES DE GAS A PARTIR DE HIDRATOS DE GAS.	40
4.2 DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE LOS HIDRATOS DE GAS.	41
4.2.1 Reservas de hidratos de gas a nivel mundial.....	42
5. MÉTODOS COMÚNMENTE USADOS EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE GAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	47
5.1 DESPRESURIZACIÓN	47
5.1.1 Estimulación térmica.....	48
5.2 INYECCIÓN DE INHIBIDORES.....	48
5.3 INTERCAMBIO DE CO ₂	49
5.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS	50

6. NUEVAS TECNOLOGÍAS EMPLEADAS A NIVEL MUNDIAL EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS.....	54
6.1 TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN ACTUALMENTE PROBADAS.	55
6.2 NUEVAS TECNOLOGÍAS EN ESTIMULACIÓN TÉRMICA.....	55
6.2.1 Tecnología de inyección de agua caliente con pozos horizontales Japón. ...	55
6.2.2 Tecnología en oxidación parcial.....	58
6.2.3 Tecnologías combinadas despresurización asistida por calentamiento eléctrico.	59
6.2.4 Aplicación térmica en la zona de permafrost Mackenzie de Canadá Mallik. .	61
6.2.5 Primera aplicación de la tecnología de despresurización.	62
6.3 SEGUNDA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE DESPRESURIZACIÓN EN LOS CAMPO MALIK 2L-38 Y MALLIK 3L-38.....	64
6.3.1 MALLIK 3L-38.	66
6.4 IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍA EN INTERCAMBIO CO ₂ – CH ₄ ALASKA NORTH SLOPE (USA).....	67
6.5 IMPLEMENTACIÓN TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE INHIBIDORES	70
6.6 DESARROLLO EN TECNOLOGÍA DE MÉTODOS COMBINADOS CHINA (MESETA TIBETANA)	70
7. IMPLEMENTACIÓN TECNOLÓGICA DE DESPRESURIZACIÓN EN AMBIENTE MARINO	73
7.1 APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE DESPRESURIZACIÓN IMPLEMENTADAS EN JAPÓN EN LA REGIÓN DE NANKAI TROUGH.	73
7.2 COMPONENTES TECNOLÓGICOS NECESARIOS PARA MUESTREO Y CARACTERIZACIÓN DE HIDRATOS DE GAS.....	76
8. MÉTODOS CONVENIENTES EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE GAS PARA IMPLEMENTAR EN EL PAÍS.....	79
8.1 CONTEXTO NACIONAL.....	79
8.2 ÁREA DE OCURRENCIA DE HIDRATO DE GAS EN COLOMBIA.....	80
8.3 MÉTODO CONVENIENTE DE EXPLOTACIÓN EN EL PAÍS.....	85
9. CONCLUSIONES	87

10. RECOMENDACIONES.....	88
BIBLIOGRAFÍA.....	89
ANEXOS.....	97

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Estimaciones mundiales de recursos de hidratos de gas	42
Tabla 2. Ventajas y Desventajas de los Métodos de Explotación de Hidratos.....	50
Tabla 3. Dimensiones de las áreas consideradas para los cálculos de potencial de hidrato de gas.	81
Tabla 4. Estimación del potencial de gas en los hidratos	83
Tabla 5. Valores de gradiente geotérmico estimados en otros prismas de acreción	85

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Estructuras tipo I y II	25
Figura 2. Estructura tipo H	26
Figura 3. Condiciones de estabilidad para ambiente de permafrost	30
Figura 4. Condiciones de estabilidad para ambiente marino	31
Figura 5. Clasificación de los hidratos según su acomodamiento en el medio poroso.....	38
Figura 6. Pirámide de recursos de hidratos de gas y pirámide a escala de reservas convencionales	39
Figura 7. Localización de los hidratos en el mundo	41
Figura 8. Gas calculado en el lugar en arenas que contienen hidratos	45
Figura 9. Inyección de agua caliente con pozos horizontales.....	56
Figura 10. Esquema de oxidación.....	58
Figura 11. Esquema de despresurización asistida con calentamiento eléctrico. ...	61
Figura 12. Tasa de producción de gas aplicación térmica.	62
Figura 13. Esquema yacimiento campo messoyakha.....	63
Figura 14. Tasa de producción histórica del campo messoyakha.....	64
Figura 15. Tasa de producción campo Mallik.	65
Figura 16. Segunda tasa de producción campo Mallik.	67
Figura 17. Tasa de producción de intercambio CO ₂ -CH ₄	69
Figura 18. Esquema producción simulada para métodos combinados evaluado en china.	72
Figura 19 Tasas de producción de agua y gas medidas asociadas con la prueba de producción de canales Nankai 2017 en el pozo AT1-P3.	75

Figura 20 Tasas de producción de agua y gas medidas asociadas con la prueba de producción de canales Nankai 2017 en el pozo AT1-P2.	76
Figura 21 Esquema de tecnología de corazonamiento con presión y temperatura insitu.	78
Figura 22. Áreas de ocurrencia de hidratos de gas en Colombia	80
Figura 23. Distribución de porosidad	82
Figura 24. Estimación tiempo de abastecimiento de gas natural	84

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Localización de los hidratos en el mundo	97
ANEXO B. Nueva evaluación del potencial de recursos de hidratos de gas	103
ANEXO C. Percentiles simulación de Monte Carlo	104

RESUMEN

TÍTULO: DEFINICIÓN DE TENDENCIAS Y NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE GAS*

AUTORES: CAMILO ANDRÉS URBINA BUSTAMANTE**
RICARDO ALFONSO HERNÁNDEZ TANGARIFE

PALABRAS CLAVES: Hidrato de metano, recurso, explotación, técnicas, permafrost, lecho marino

DESCRIPCIÓN

Con el paso de los años el desarrollo e investigación de los hidratos de gas han adoptado un panorama atractivo y llamado el interés de diferentes países los cuales buscan abastecimiento energético a futuro, debido a su falta de recursos. En el presente documento se revisan las diferentes tecnologías para la producción de hidrato de gas natural. También se revisan las técnicas convencionales como son estimulación térmica, inyección de inhibidores, despresurización e intercambio de $\text{CO}_2 - \text{CH}_4$ mostrando los resultados de implementaciones realizadas hasta la fecha midiendo el grado de eficiencia de las diferentes tecnologías con el fin de determinar la mejor técnica y analizar sus ventajas y desventajas, también se abarcaron diferentes tecnologías planteadas por diversos autores en las que se aumentaba el grado de disociación y se obtenían pruebas de simulaciones con tasas de producción más altas en comparación con los métodos tradicionales, dichas tecnologías son (despresurización asistida por calentamiento eléctrico, oxidación parcial e inyección de agua caliente con par de pozos horizontales) en las que se determinó un mayor grado de aceptación y manejo de producción en términos de innovación, ventajas y desventajas. Se concluye que la mayoría de las tecnologías actuales se basan en técnicas convencionales combinadas de despresurización y estimulación térmica las cuales brindan una mayor eficiencia de barrido térmico.

Las estimaciones realizadas por distintos autores indican, que este recurso está muy por encima de las reservas fósiles existentes en el todo el mundo. En el caso colombiano se ha estimado que este recurso brinde abastecimientos cercanos a los 190 años con respecto al consumo anual de gas natural, las estimaciones de los depósitos existentes y su posicionamiento en muchos lugares cercanos a la costa hacen que este recurso sea muy atractivo para su extracción.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Olga Patricia Ortiz Cancino, Doctor en Ingeniería de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: DEFINITION OF TRENDS AND NEW TECHNOLOGIES FOR THE EXPLOITATION OF GAS HYDRATES*

AUTHORS: CAMILO ANDRÉS URBINA BUSTAMANTE**
RICARDO ALFONSO HERNÁNDEZ TANGARIFE

KEYWORDS: Methane hydrate, resource, exploitation, techniques, permafrost, seabed.

DESCRIPTION

Over the years, the development and research of gas hydrates have adopted an attractive panorama and called the interest of different countries seeking future energy supply, due to their lack of resources. This document reviews the different technologies for the production of natural gas hydrate. Technical conventional such as thermal stimulation, injection of inhibitors, depressurization and exchange of CO₂ - CH₄ are also reviewed, showing the results of implementations made to date measuring the degree of efficiency of the different technologies in order to determine the best technique and analyze its advantages and disadvantages, also cover different technologies proposed by various authors in which the degree of dissociation increases and obtain simulation tests with higher production rates compared to traditional methods, various technologies are (depressurization assisted by electric heating, partial oxidation and injection of hot water with a pair of horizontal wells) in which a greater degree of acceptance and production management is determined. In terms of innovation, advantages and disadvantages. It is concluded that most of the current technologies are based on combined electronic techniques of depressurization and thermal stimulation which provide greater efficiency of thermal swept.

The estimates made by different authors indicate that this resource is well above the fossil reserves existent worldwide. In the Colombian case, it is estimated that this resource provides supplies close to 190 years' respect to the annual consumption of natural gas. Estimates of deposits and their positioning in many places near the coast make this resource very attractive for extraction.

* Degree work

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Olga Patricia Ortiz Cancino, Doctor of Petroleum Engineering

INTRODUCCIÓN

Desde un punto de vista estratégico, práctico y cada vez más comercial, el gas natural está emergiendo como el principal combustible para la generación de electricidad. Ya que el carbón se encuentra en un tobogán, que continuará reduciendo su importancia para la generación de electricidad. Además, el gas natural produce el escape menos contaminado de los hidrocarburos, en contraste con el petróleo y especialmente el carbón.

Hasta el siglo pasado los yacimientos de gas natural eran asociados a depósitos convencionales, no obstante, hasta la década de 1960 se empezó a introducir el concepto de hidrato de gas como un componente natural de sedimento subsuperficial. Casualmente, es el tipo de sedimento de arena que también alberga yacimientos convencionales de petróleo y gas, debido a esto, la industria energética también posee la mayor parte de las herramientas para la exploración y producción de los HGN (hidratos de gas natural) sin embargo los HGN se encuentran en aguas profundas y ambientes sedimentarios más hostiles (permafrost), por ende, la tecnología de perforación, logística y procesamiento disponible es inherentemente más costosa.

Centros de investigaciones marinas estadounidense realizaron una amplia exploración entre 1982 y 1992, revelando que los yacimientos de hidratos también se pueden encontrar en los sedimentos marinos. Además, los gobiernos de Japón e India se basaron en los resultados del programa de EE. UU. e iniciaron programas nacionales de hidratos a mediados de la década de 1990. Ya que el país Nipón según BP¹ cuenta con una de las tasas más altas de consumo interno de gas natural

¹ BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, Op. Cit. Pág.

(113 Gm³ para el 2018), viéndose obligado a importar casi el 98% de este recurso energético.

A medida que avanzan las décadas, las estimaciones globales de metano asociado a yacimientos de hidratos de gas son más precisas, donde antes se especulaban valores desde magnitudes de hasta los miles de trillones de pies cúbicos (10¹⁸ ft³) y últimamente se ha hecho predicciones de 43311 Trillones de pies cúbicos Tft³ (1200 Tm³) como la realizó el Instituto Internacional de Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA) en el 2011.

Los métodos de extracción de hidratos de gas son similares a los métodos de recobro de petróleo, debido a que se subdividen en diferentes clasificaciones y combinaciones como lo son: la de estimulación térmica (vapor, agua tibia o salmuera caliente), despresurización, inhibidores termodinámicos y cinéticos, inyección de CO₂, hasta un sistema de inyección de agua caliente similar al SAGD (drenaje gravitacional asistido con vapor).

En el presente documento se estudiará con más detalle las diferentes técnicas tradicionales y sus respectivas implementaciones; como también los modelos teóricos y en desarrollo (como la tecnología de oxidación parcial) desde la perspectiva de cada país con el fin de garantizar la seguridad energética.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Definir tendencias y nuevas tecnologías para la explotación de hidratos de gas.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar el potencial de recursos almacenados en los hidratos de gas como alternativa para garantizar autosuficiencia energética a nivel mundial.
- Estudiar los métodos comúnmente usados en la explotación de hidratos de gas con la finalidad de identificar ventajas y desventajas.
- Estudiar las nuevas tecnologías empleadas a nivel mundial en la explotación de los hidratos de gas.
- Definir cuáles de los métodos tradicionales y/o de la nueva tecnología podrían ser aplicados para la explotación de estos yacimientos en el país.

2. MARCO REFERENCIAL

2.1 HIDRATOS DE GAS

Los hidratos de gas (también conocidos como clatratos) hacen referencia a una red sólida de moléculas de gas (huéspedes) las cuales están atrapadas en cavidades de aguas (hospedantes) que están compuestas de moléculas de agua que se unen por puentes de hidrógeno. Las moléculas huésped se estabilizan físicamente encerrando un número suficiente, pero no fijo, de moléculas huésped de tamaño apropiado las cuales se encuentran a condiciones de alta presión y baja temperatura que se unen para formar una sustancia sólida semejante al hielo. Según Vesga² la interacción entre los dos componentes es por fuerzas de Van der Waals. El agua es la molécula exclusiva que construye la red en los clatratos naturales (de ahí el término popular, hidrato). Las moléculas huésped adecuadas incluyen metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) y otros gases y líquidos de bajo peso molecular. El metano ha sido, hasta ahora, la molécula huésped del clatrato más común observada en la naturaleza.

2.2 ESTRUCTURA DE LOS HIDRATOS

En el léxico de la química inorgánica los hidratos de gas son estructuras no estequiométricas (no poseen fórmula química establecida), caracterizadas por cavidades abiertas regulares, que son llenadas por las moléculas huésped que

² VESGA, María. Construcción e interpretación de la zona de estabilidad de los hidratos de gas en el caribe colombiano en sismica 3-D como herramienta para futura exploración. Bucaramanga, 2013. Pág. 23

ayudan a estabilizar al cristal en forma de jaula. En general, cada jaula del hidrato contiene máximo una molécula huésped, sin embargo, podría ocurrir que existan más de una molécula en una jaula. Según Riedel³, el hidrato de gas se formará cuando aproximadamente el 90 % de las jaulas se llene, dando una relación de volumen de gas a sólido aproximadamente de 160/1. La razón entre la cantidad de moléculas de agua que conforman la jaula y la cantidad de moléculas dentro de ella se conoce como el número de hidrato.

Existen 3 tipos de estructuras de hidratos identificadas hasta el momento que contienen a los diferentes gases que pueden actuar como molécula huésped: la estructura I, estructura II y la estructura H. Las dos primeras son las más usuales para mezclas de hidrocarburos y otros gases muy comunes en la naturaleza como el CO₂ o el N₂, y fueron identificados a mediados del siglo XX mediante el uso de difracción de rayos X, a través de un trabajo hecho por Von Stackelberg⁴ y Müller. La estructura H por su parte fue propuesta en 1987 por Ripmeester⁵, Tse, Ratcliffe y Powell, quienes estudiaron hidratos mediante mediciones de resonancia magnética nuclear y difracción de rayos X y neutrones.

2.2.1 Estructura tipo I. Según Sloan⁶ los hidratos de gas contienen 46 moléculas de agua por celda unitaria organizada en dos cavidades de dodecaedro y seis cavidades medianas con tetradecaedro cúbico, las moléculas de agua se disponen automáticamente para formar cavidades con 5¹² jaulas, lo que quiere decir que la jaula tiene doce caras de 5 lados cada una (diámetro de aproximadamente 7,90 Å) y las jaulas grandes por su parte es un poliedro de catorce caras, y son referidas a la notación 5¹²6² jaulas lo que indica que 12 caras son pentagonales y 2

³ RIEDEL. Geophysical characterization of gas hydrates, 2010. Pág. 18. ISBN: 978-1-56080-218-1.

⁴ LILLO, Nicolás; LIZANA, Jonathan. Hidratos de Metano Hielo inflamable: Seminario de economía energética, 2012. Pág. 10.

⁵ RIPMEESTER, J.A. Molecular perspectives on structure and dynamics in clathrate hydrates, New York. 1993, Pág. 161.

⁶ SLOAN, E.D. Clathrate hydrates of natural gas, 2d ed. Nueva York, Marcel Dekker, 1998. Pág. 705.

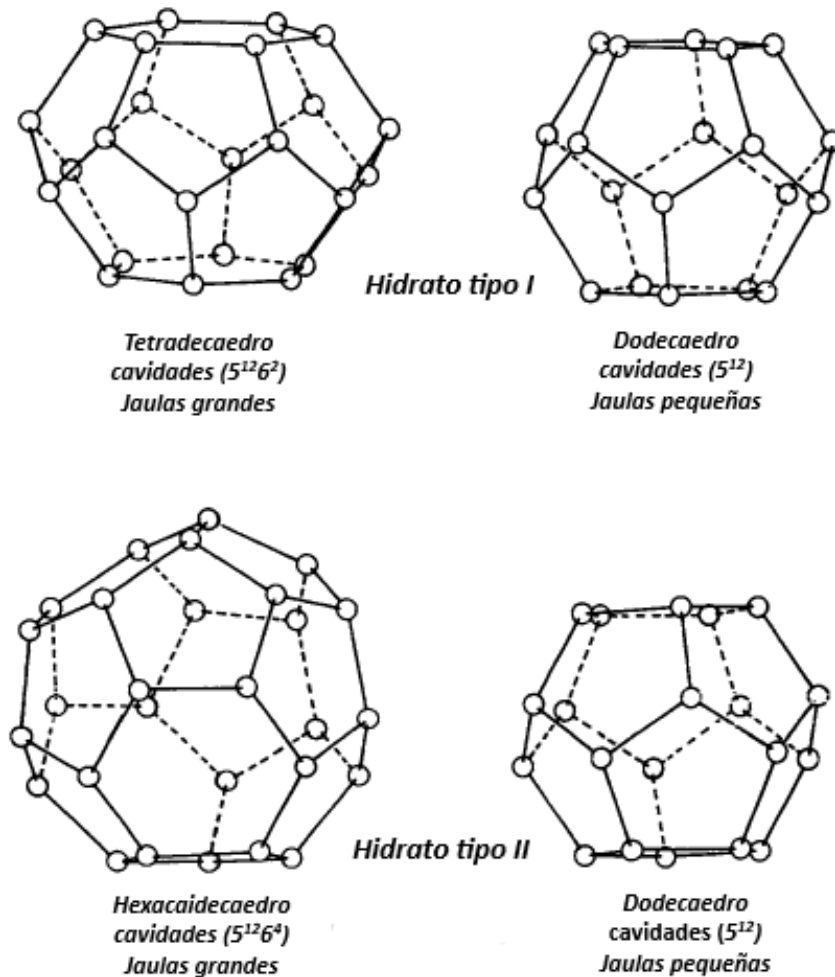
hexagonales. (diámetro de aproximadamente 8,67 Å), y la relación de las dos jaulas es de aproximadamente 1: 3. (Figura 1) La estructura del hidrato está determinada por el tamaño del gas y la condición de temperatura y presión.⁷

2.2.2 Estructura tipo II. El hidrato de tipo II es una estructura que consta de 136 moléculas de agua. Las unidades de las estructuras son un dodecaedro, un poliedro de doce caras, donde cada cara es un pentágono regular formando cavidades de 5^{12} y un hexacaidecaedro, un poliedro de dieciséis lados con doce caras pentagonales y cuatro caras hexagonales formando cavidades de $5^{12}6^4$ (Figura 1).

Entre los formadores comunes de estructura de tipo II en el gas natural se encuentran el nitrógeno, el propano y el isobutano. Es interesante que el nitrógeno ocupa las jaulas grandes y pequeñas del hidrato de tipo II. Por otro lado, el propano y el isobutano ocupan solo las jaulas grandes

⁷ ENGLEZOS, P. Clathrate hydrates Ind Eng Chem Res 1993; 32: Pág. 1251-74

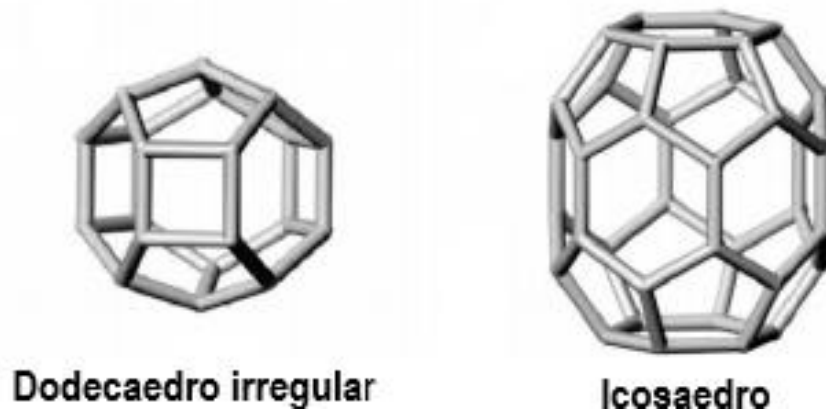
Figura 1. Estructuras tipo I y II



Fuente: Modificado Carroll, J. Natural gas hydrates: a guide for engineers. 2d ed.2002. Pág. 19.

2.2.3 Estructura tipo H. Está compuesta por arreglos moleculares hexagonales compuestos por 34 moléculas de agua y tres tipos de jaulas, las pequeñas que son 3 dodecaedros de caras pentagonales (5^{12}), las medianas que son dos dodecaedros irregulares ($4^3 5^6 6^3$) con 3 caras rectangulares, 6 pentagonales y 3 hexagonales y la más grande que es un icosaedro ($5^{12} 6^8$) (poliedro de 20 caras) con 12 caras pentagonales y 8 hexagonales (Figura 2).

Figura 2. Estructura tipo H



Fuente: Modificado. Badakhshan, S. A study of formation and dissociation of gas hydrates. Master of science of petroleum engineering. USA. Texas A&M university. 2012. Pág. 4.

2.3 ORIGEN DE LOS HIDRATOS DE GAS.

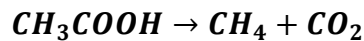
Se relaciona con la forma en como inicialmente, se determinó la existencia de estos yacimientos de gas no convencionales en el fondo marino. Prácticamente fue casualidad, luego de explicarse el por qué en las gráficas generadas por los indicadores geofísicos; mediante sistemas de medición sísmica (BSR por sus siglas en inglés, *Bottom simulating reflector*), que permiten representar una imagen de lo que hay o cómo está conformada la tierra bajo el fondo marino, y según Lillo⁸ generando unas ondas acústicas que viajan a través de las formaciones y al reflejarse se determinó que existía un “doble eco” paralelo al fondo marino, por el hecho de pasar de una zona más rígida de hidratos a una con menor rigidez.

La generación de hidratos de gas en sedimentos tiene dos procesos que son:

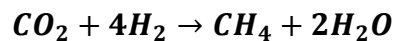
⁸ LILLO, Nicolás; LIZANA, Jonathan. Hidratos de Metano Hielo inflamable: Seminario de economía energética, 2012. Pág. 7

2.3.1 Proceso biogénico. Es el proceso de carácter microbiano donde los desechos orgánicos de los sedimentos se depositan y se descomponen a través de una compleja secuencia llamada metanogénesis, generando de esta manera gas metano gracias a la acción bacteriana en ambientes anóxicos (en ausencia de oxígeno). Esta descomposición se considera que tiene lugar ya sea por fermentación de ácido acético (acetato) o por reducción de dióxido de carbono).

- Fermentación del ácido acético



- Reducción de dióxido de carbono



2.3.2 Proceso termogénico. En el proceso termogénico de generación de metano tiene lugar la descomposición térmica de materiales derivados orgánicamente para formar hidrocarburos incluyendo el metano. Esto ocurre generalmente a más de 2 kilómetros de profundidad en cuencas sedimentarias en donde las temperaturas superan los 100° C.

2.4 CONDICIONES PARA LA FORMACIÓN DE HIDRATOS EN AMBIENTES NATURALES.

Los hidratos de gas están asociados a formaciones porosas y permeables de buen espesor, cuando las condiciones de presión y temperatura son las necesarias para su acumulación y existencia. Existen dos tipos de ambientes que satisfacen estas

condiciones termodinámicas para la existencia de hidratos de gas naturalmente y los son:

2.4.1 Hidratos de gas asociado a lechos marinos. Los hidratos de gas se encuentran en áreas de ambientes geológicos dinámicos; dentro de los que predominan las fallas geológicas. La mayoría de los océanos del mundo tienen bajas temperaturas y altas presiones por debajo de los 100 a 500 metros de profundidad; estas son las condiciones propicias para formar hidratos de metano.

2.4.2 Hidratos de gas asociado a la zona de permafrost. Los hidratos de metanos son estables a temperaturas de -9°C a $+14^{\circ}\text{C}$, que corresponden a profundidades del mar que varían de 200 a 1100 m. Las capas del permafrost se forman donde el agua subterránea ocupa el espacio poroso de la roca y el sedimento está permanentemente congelado, este se forma porque la temperatura media anual de aire es baja, manteniendo una temperatura constante de superficie por debajo de 0°C .

2.5 CINÉTICA DE LA FORMACIÓN DE HIDRATOS DE GAS.

El comportamiento termodinámico de los sistemas de hidrato forma la base para la comprensión de los mecanismos de formación de hidratos. El fenómeno dependiente del tiempo de la cinética de formación de hidratos se describe mediante la aplicación de las teorías de cristalización incluyendo la nucleación, el crecimiento, la aglomeración y la rotura. Hasta el momento los fenómenos más estudiados para la formación de los hidratos de gas son la nucleación y el crecimiento.

2.5.1 Nucleación de hidratos. Según Vesga⁹ la nucleación es un fenómeno microscópico donde los grupos de núcleos de agua-gas crecen y se dispersan hasta un tamaño crítico, La nucleación puede ocurrir espontáneamente (nucleación homogénea), o puede ser inducida alrededor de impurezas (nucleación heterogénea). Hay un interrogante fundamental que debe responderse cuando el tiempo es un factor a considerar en la formación de hidratos; cuánto tiempo tomará comenzar a formar cristales de hidratos a partir de una determinada mezcla formadora de hidrato a ciertas condiciones de temperatura y presión. El tiempo a partir del primer contacto del gas-líquido hasta la primera detección de una fase de hidratos es llamado tiempo de inducción. En estudios macroscópicos, el tiempo de inducción ha sido usado como una medida del periodo de nucleación, los tiempos de inducción son de naturaleza estocástica, además el tamaño del huésped, la composición, geometría, superficie de área, grado de agitación o turbulencia afectan la nucleación.

2.5.2 Crecimiento de los hidratos. A nivel molecular, el crecimiento de hidratos puede ser considerado una combinación de dos factores: primero, la cinética de crecimiento del cristal de hidratos en la superficie del hidrato y segundo, la transferencia de los componentes hacia la superficie de crecimiento del cristal en formación. La presión, la temperatura, el estado del agua, la composición y el estado del sistema de formación de hidratos de gas son factores que afectan el crecimiento.

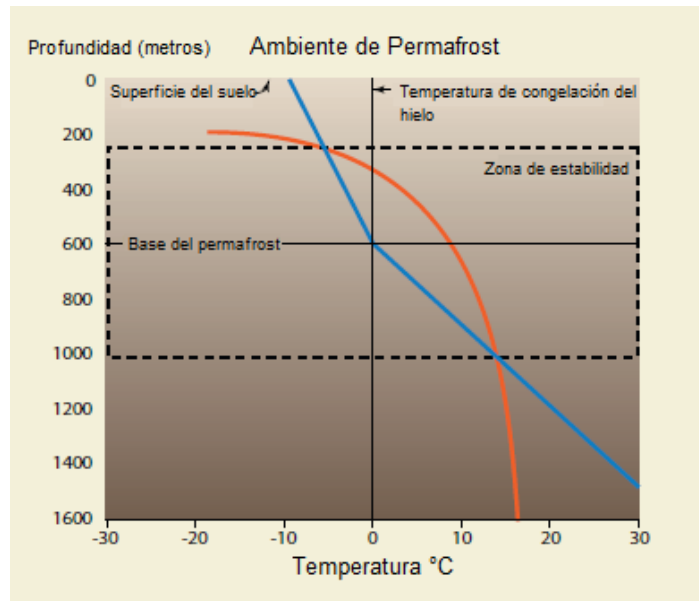
2.6 CONDICIONES DE ESTABILIDAD DE LOS HIDRATOS DE GAS.

Los hidratos de gas se forman naturalmente donde los suministros adecuados de metano y agua se pueden combinar en un lugar con alta presión y temperatura

⁹ VESGA, María. Construcción e interpretación de la zona de estabilidad de los hidratos de gas en el caribe colombiano en sismica 3-D como herramienta para futura exploración. Bucaramanga, 2013. Pág. 28

relativamente baja. El metano mismo se crea por la descomposición del carbono orgánico, que generalmente migra hacia arriba a través de sedimentos cargados de agua. En las condiciones adecuadas, esto desencadena la formación de hidratos de gas. Los hidratos de gas pueden formarse naturalmente en la Zona de Estabilidad de Hidrato de Gas (ZEHG), que es un estrato de roca permeable, usualmente sedimentaria, cuya presión y temperatura corresponden a las condiciones de estabilidad de los hidratos. Los hidratos pueden existir en un rango de temperaturas, 264 a 300 K (-9 a 27 °C).

Figura 3. Condiciones de estabilidad para ambiente de permafrost

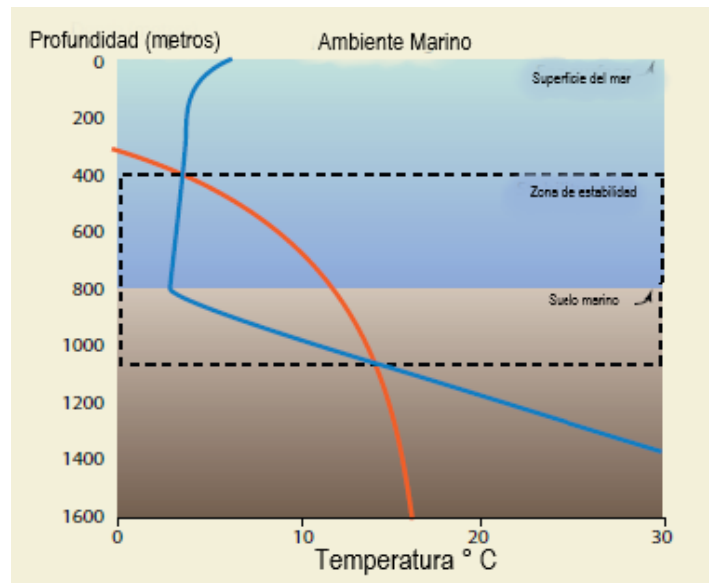


Fuente: Beaudoin, Y C. Et al. Frozen Heat a uned global outlook on methane gas hydrates, 2014. Pág. 16

En el Ártico (Figura 3), donde las temperaturas del aire frío crean zonas de suelos congelados permanentemente (permafrost), la parte superior de la ZEHG generalmente se encuentra a unos 300 a 400 metros debajo de la superficie de la tierra, a menudo en medio del permafrost. En los océanos o lagos profundos, donde se generan altas presiones de 300 a 500 metros o más de agua suprayacente, la

parte superior de la ZEHG se encuentra dentro de la columna de agua, y la base está a cierta distancia debajo del fondo del mar.

Figura 4. Condiciones de estabilidad para ambiente marino



Fuente: Beaudoin, Y C. Et al. Frozen Heat a uned global outlook on methane gas hydrates, 2014. Pág. 16

El diagrama de la (Figura 4) ilustra dónde el hidrato de metano es estable en entornos marinos. El hidrato puede existir a profundidades donde la temperatura (curva azul) es menor que la temperatura de estabilidad máxima para el hidrato de gas (dada por la curva de estabilidad del hidrato en naranja). La presión y la temperatura aumentan con la profundidad en la Tierra, y aunque los hidratos pueden existir a temperaturas más cálidas cuando la presión es alta (curva naranja), la temperatura en la Tierra (curva azul) se calienta demasiado para que el hidrato sea estable, lo que limita la estabilidad del hidrato. a la parte superior ~ 1 km o menos de sedimento.

2.7 PROPIEDADES DE LOS HIDRATOS DE GAS.

2.7.1 Densidad. La densidad es una de las propiedades más básicas y útiles de todas las propiedades físicas. Los hidratos por ser estructuras cristalinas, se les puede determinar su densidad basados en el tamaño de las estructuras y la concentración de las moléculas huéspedes que la llenan. Según Giavanini y Hester,¹⁰ se ha establecido valores aproximado de 12 Å para la estructura I y de 17Å para la estructura II, con los cuales por medio de una ecuación se hallan los valores de la densidad.

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

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

¹⁰ Hester, Keith y Giavarini, Carlo. Immense Energy Potential and Environmental Challenges. Londres Springer. 2011

2.7.4 Propiedades mecánicas de los hidratos. Físicamente hablando, los hidratos son 20 veces más fuertes que el hielo. En 2005, William Durham¹¹ reportaron experimentos de deformación compresional en los cuales se encontró que el hielo se deforma significativamente más rápido que el hidrato de metano

¹¹ DURHAM, W, et al. The strength and rheology of methane clathrate hydrate. J geophys Res. 2003 volumen 108 Pág. 2182-2186.

3. METODOLOGÍA

Para la realización del presente estudio se llevó a cabo la siguiente metodología:

3.1 RECOPIACIÓN DEL MATERIAL BIBLIOGRÁFICO EXISTENTE ACERCA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE GAS.

Esta fase comprendió las actividades desarrolladas que condujeron a la contextualización cronológica de los estudios de hidratos, con el fin de identificar la predisposición de la industria para explotar este recurso. Este estudio deriva de fuentes como tesis de grado de pregrado, maestría y doctorado, artículos a nivel nacional e internacional, entre otros.

3.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN SÍSMICA Y GEOLÓGICA QUE COMPETE A LOS YACIMIENTOS DE INTERÉS DE HIDRATOS DE GAS A NIVEL REGIONAL.

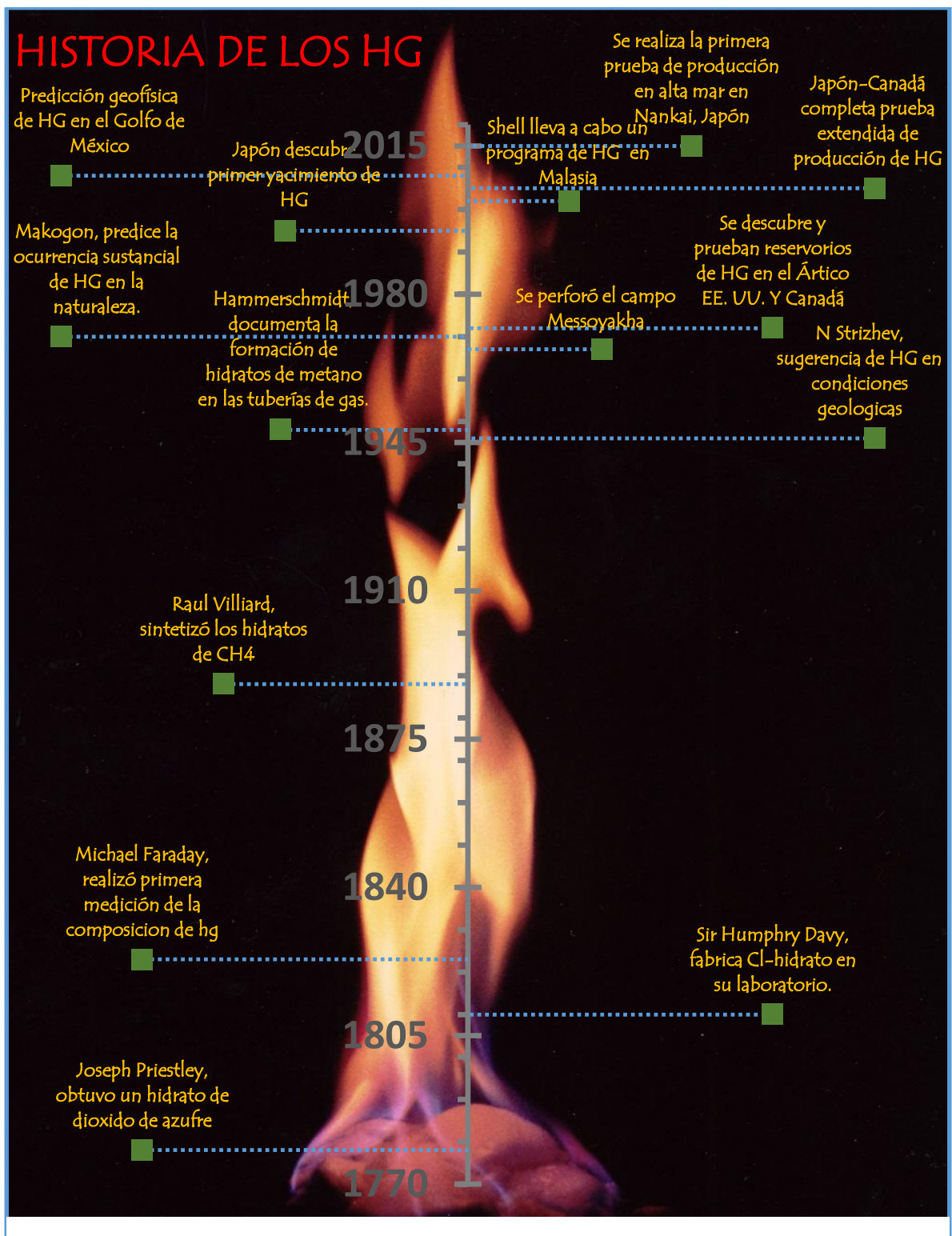
La finalidad de esta fase es recopilar la información suficiente y relevante para generar un criterio objetivo sobre las estimaciones más acertadas de la cantidad de metano existente en los yacimientos de hidratos de gas, por medio de informes de consultorías regionales, reflexiones sísmicas del fondo oceánico, mapas y líneas sísmicas, adquiridas del servicio geológicos colombiano y la ANH.

3.3 ANALOGÍAS DE LOS MÉTODOS IMPLEMENTADOS EN LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS A NIVEL MUNDIAL CON RESPECTO A UNA FUTURA APLICACIÓN EN EL PAÍS.

Se realizó una interpretación de las condiciones geológicas y operacionales en los países donde se ha producido con éxito este tipo de yacimiento y mostrar las ventajas y desventajas que implica la implementación de cada técnica con el fin de presentar un panorama del método que más favorece a nivel regional.

3.4 PANORAMA HISTÓRICO Y DESCUBRIMIENTOS DE LOS HIDRATOS DE GAS.

La química de los hidratos de gas se conoce desde el siglo XIX; sin embargo, en dicha época se desconocía el potencial energético que los hidratos podían brindar, no es sino hasta los años 30 y 40 cuando se observó la presencia de hidratos de gas en tuberías como problema operacional. No obstante, el interés por los hidratos de gas aumentó constantemente en la década de 1960, cuando se descubrieron yacimientos de hidratos de gas por primera vez en la Unión Soviética; justamente en este instante se incorpora el concepto de hidrato de gas como un componente natural de sedimento subsuperficiales. A continuación, se puede apreciar en el diagrama las curiosidades académicas más relevantes, los descubrimientos de la industria y los avances tecnológicos relacionado a este recurso.



Fuente: Autores

3.5 CENTROS TECNOLÓGICOS Y DE INVESTIGACIÓN DE HIDRATOS DE GAS

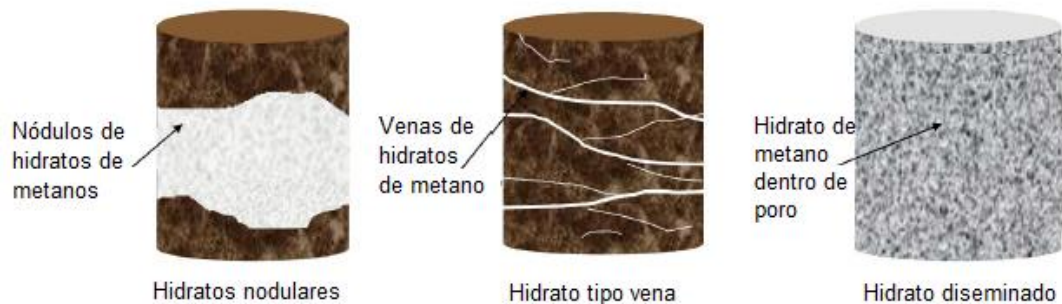
El potencial energético de HGN (hidratos de gas natural) es ahora el principal agente motivador para la investigación de hidratos a nivel nacional de los Estados Unidos y la mayoría de los otros países que están haciendo importantes inversiones en la investigación de hidratos; sobre la base de estos hallazgos preliminares, el Servicio Geológico de EE.UU. (USGS), el Departamento de Energía (DOE) y el National Energy Technology Laboratory (NETL) realizaron una amplia investigación entre 1982 y 1992, revelando que los yacimientos de hidratos también se pueden encontrar en los sedimentos marinos. El programa estuvo activo hasta 1992, después de que se invirtieron \$ 8 millones de dólares, pero se terminó debido al bajo precio de las fuentes de energía convencionales y las políticas del DOE.

El programa fue invaluable para transformar el campo de la ciencia de los hidratos en un programa de energía potencial y para establecer el marco para un mayor desarrollo en todo el mundo. Los gobiernos de Japón e India se basaron en los resultados del programa de EE. UU. e iniciaron programas nacionales de hidratos a mediados de la década de 1990. Estados Unidos estableció un formal programa nacional de investigación de hidratos en el 2000 con la aprobación de la ley de investigación y desarrollo de hidratos de metano. Desde entonces, los países que tienen problemas en la generación de energía convencional o divisas han iniciado programas de investigación de hidratos, o al menos han aumentado su nivel de conciencia sobre el potencial de un recurso energético.

4. POTENCIAL DE LOS HIDRATOS DE GAS PARA GARANTIZAR LA AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA A NIVEL MUNDIAL

Las primeras estimaciones de la cantidad de HGN (hidratos de gas natural) marino eran irrazonablemente grandes porque incluían todos los sedimentos, incluso aquellos sin medios viables para producir gas a partir de los HGN hasta varios cientos de miles de billones de pies cúbicos. La mayoría de los HGN se producen diseminados en sedimentos lodosos y lutitas. Teniendo en cuenta que la mayor parte de los HGN ocurre en sedimentos marinos que tienen una permeabilidad limitada y pueden formar cementos, nódulos, venas o capas en el fondo marino y cerca del fondo marino, como se ve su acomodamiento en el medio poroso en la (Figura 5).

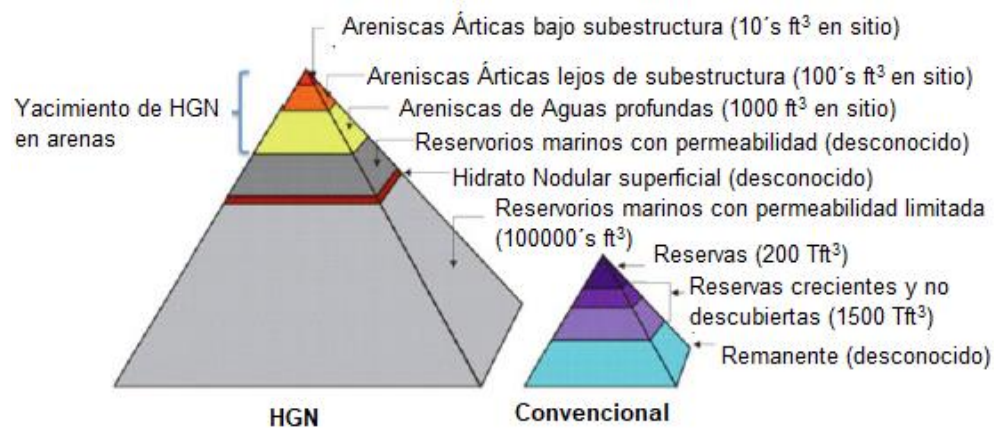
Figura 5. Clasificación de los hidratos según su acomodamiento en el medio poroso



Fuente: Kurihata, M. Et al. Gas production from methane hydrate reservoirs - proceedings of the 7th international conference on gas hydrates. Julio 2011. Pág. 17.

Casualmente, es exactamente el tipo de sedimento de arena que también alberga yacimientos convencionales de petróleo y gas a profundidades debajo de la ZEHG (zona de estabilidad de hidratos de gas). Debido a esto, la industria energética también posee la mayor parte de las herramientas para la exploración y producción de los HGN. Ya que los procesos geológicos actúan de manera similar a lo largo de todas las pendientes continentales, todos los márgenes continentales del mundo constituyen áreas potenciales para la exploración. Los programas nacionales de los HGN de los Estados Unidos, Japón, Corea del Sur, India y China prevén que el gas natural puede ser extraído comercialmente de yacimientos de HGN.

Figura 6. Pirámide de recursos de hidratos de gas y pirámide a escala de reservas convencionales



Fuente: Max, M. Johnson, Arthur. Exploration and production of oceanic natural gas hydrate. Critical factors for commercialization. 2ed. 2019. Pág. 79

Según Beaudoin¹² las estimaciones para el gas total en el lugar tienen un rango muy amplio de 0.1 a 1.1 millones de Tera pies cúbicos Tft³. Por ende, la cantidad de reservas de gas convencional son solo una pequeña parte del total que abarcan los HGN, como se puede apreciar en la (Figura 6)

4.1 ESTIMACIONES DE VOLÚMENES DE GAS A PARTIR DE HIDRATOS DE GAS.

Existen diferentes métodos para calcular el gas en el lugar inicial a partir de los hidratos de metano, que son análogos a los métodos convencionales de extracción de crudo. Como los parámetros en la mayoría de las cuencas deposicionales del mundo están limitados, las estimaciones de recursos se extienden en varios órdenes de magnitud. El volumen de gas contenido en el sedimento se puede estimar por medio de la siguiente formula¹³:

$$V = 0.035 * A * h * \emptyset * S_{hg} * G_{hg}$$

Donde:

V: Volumen del gas en el hidrato (Tft³)

A: Área de la ocurrencia del hidrato (Km²)

h: Espesor del reservorio (m)

∅: Porosidad (decimal)

S_{hg}: Grado de saturación del hidrato (decimal)

G_{hg}: Rendimiento volumétrico de gas de hidrato (decimal)

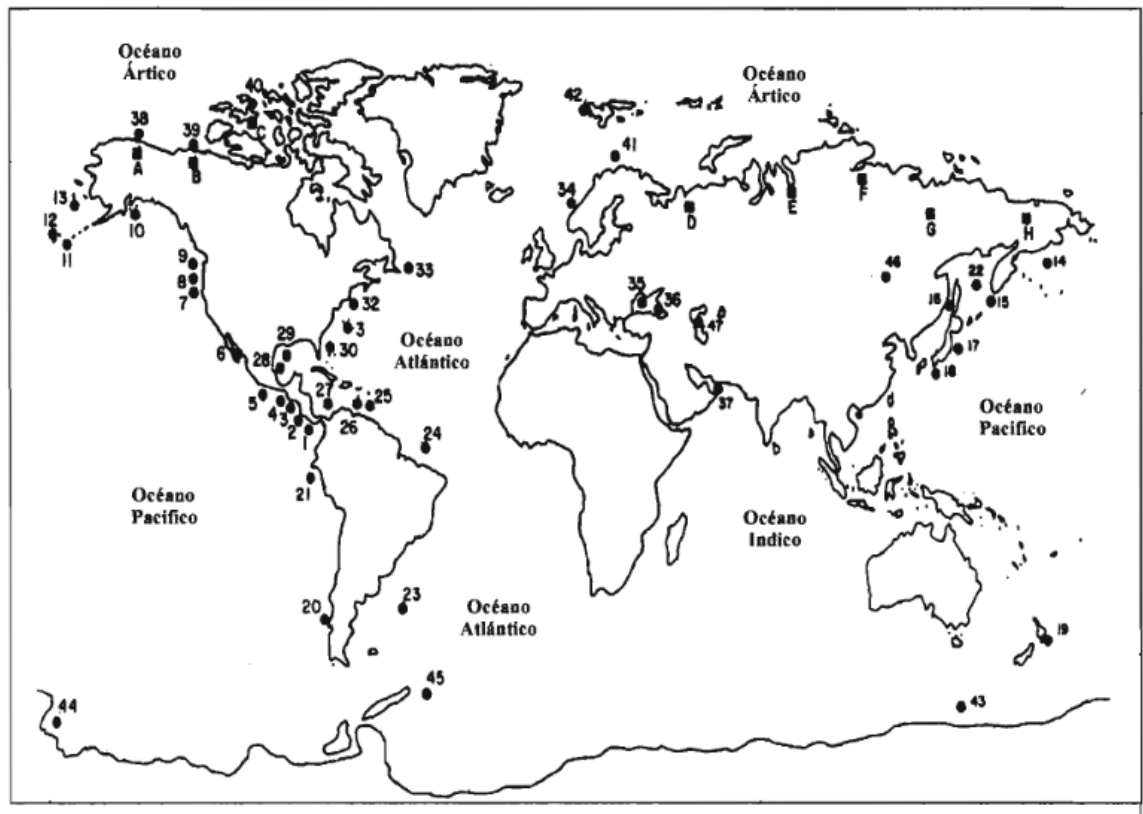
¹² BEAUDOIN, Y C, et al, Frozen Heat a UNED global outlook on methane gas hydrates. United Nation environment, 2014

¹³ BOSWELL, R.; COLLETT, T.S. Current Perspectives on gas hydrate resources. Energy & environmental science. 2011, Pág. 1206

4.2 DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE LOS HIDRATOS DE GAS.

Luego de varias expediciones con el fin de encontrar hidratos de gas en ambientes marinos y permafrost, se pudo hacer una detección de este recurso en la naturaleza por medio de indicadores geofísicos, geológicos o geoquímicos. Hasta la fecha se tienen registros de aproximadamente 50 zonas de presencia de HNG en zonas de laderas continentales y 7 en zona de permafrost, distribuido de la siguiente manera en la (Figura 7) y se evidencia su respectiva ubicación en el (ver anexo A).

Figura 7. localización de los hidratos en el mundo



Fuente: Gómez. León, J. Recuperación de gas metano en yacimientos de hidratos de gas en la cuenca Colombia como futura fuente de energía. Bucaramanga. 2000. Pág. 44

4.2.1 Reservas de hidratos de gas a nivel mundial. En el corto tiempo de las fuentes de energías convencionales, países como Canadá, China, Corea del sur, Japón, India y Estados Unidos están compitiendo en las investigaciones de sus propios recursos de hidratos de gas en sus zonas de laderas continentales.

Debido a su gran cantidad de recursos, el hidrato de metano ha sido considerado como un potencial energético del siglo XXI, que se estima que logre ser el suministro de gas durante el 2020 y el 2030. Las estimaciones de la cantidad de metano presente en los hidratos de gas según ¹⁴S-M.Lu son equivalente en un rango de 2000 - 20000 trillones de metros cúbicos Tm³ (70,6 - 706 Pft³) de gas natural, no obstante a través del siglo pasado han existido ciertas estimaciones acertadas como se ven la (tabla 1), Sin embargo existen otros valores como las mencionadas en Ruppel¹⁵ donde se estiman unas 3000 trillones de metros cúbicos Tm³ (106000 Tft³ - 1600 GTon C) que corresponde a la estimación con mayor repetitividad.

Tabla 1. Estimaciones mundiales de recursos de hidratos de gas

Autor	TMC	TPC
Trofimuk	5000-25000	176574 – 882868
Meyer	3100	109475
Kvenvolden	20000	706294
MacDonald	21000	741609

Fuente: Johnson, Arthur. Global resource potential of gas hydrate - A new calculation. Summer 2011. Pág. 2

¹⁴ LU, S-M. Renewable and sustainable Energy Reviews: A global survey of gas hydrates development and reserves: specifically, in the marine field. 22 august 2014. Pág. 3

¹⁵ RUPPEL, C. Pemasfrost-Associated Gas Hydrate: is it really approximately 1 % of the global system? 9 october. 2014. Pág. 7

El auge de los yacimientos de hidratos de metano favorecerá a los países con un alto consumo interno de gas como es el caso de Canadá, el cual tiene un consumo anual¹⁶ de 115.7 billones de metros cúbicos Gm^3 (4.3 Tft³), siendo el quinto mayor consumidor de este recurso, después de Irán y China. Los HGN podrían suplir la necesidad de consumo de gas en el país aproximadamente un vasto periodo de hasta 7000 años y con un promedio más prospectivo de 500 años. Panorama contrario a los escasos 16 años de reserva de gas con los que cuenta Canadá (1.9 Trillones de metros cúbicos Tm^3 - 65.4 Tft³).

De igual forma Estados Unidos antecede a Japón en las investigaciones referente a los hidratos de metanos y asimismo tiene la mayor densidad de gas a través de este recurso, contando con 256 Trillones de metros cúbicos Tm^3 (9060 Tft³). Tal desarrollo es motivado por ser el mayor consumidor mundial de gas con una tasa anual de 817.1 Gm^3 (28.8 Tft³) finalizando el 2018 y con cerca de tan solo 14 años de reservas restante. Se podría suplir la demanda energética del país hasta un rango entre 300 y 12000 años. Las reservas referentes al golfo de México están incluidas en un porcentaje de las de Estado Unidos, los cuales se reparten de la siguiente manera: 52.8% en los mares de Alaska, 19.1% en el pacífico occidental, 11.9% en el golfo de México, y 0.2% en tierra de Alaska¹⁷.

En el ártico occidental, la cuenca del ártico del interior de Alaska y el noreste de Canadá tienen $3.85 \cdot 10^5$ km² de permafrost continuo y de gas sin descubrir. La cuenca del Ártico de Alaska¹⁸ tiene 725 mayor volumen de gas sin descubrir que la cuenca del interior del noroeste del Canadá a pesar de ser solo dos tercios de su tamaño. Por ende, la cuenca del Ártico de Alaska es más prospectiva que la del noroeste de Canadá con 16 trillones de metros cúbicos Tm^3 (590 Tft³), de otra

¹⁶ BP Statistical Review of World Energy, Disponible en web: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>, ed 68th, 2019. Pág. 32

¹⁷ LU. Óp. Cit. Pág. 10

¹⁸ RUPPEL. Óp. Cit. Pág. 4

manera el gas de hidrato en permafrost podría ser considerado el 1% (37 Tm^3 - 1313 Tft^3 - 20 GTon) global de este recurso.

Análogamente el hemisferio oriental también tiene una gran participación tanto en la investigación, como en las reservas de este recurso; como es el caso de China que ha centrado sus estudios según S-M.Lu ¹⁹ en la meseta tibetana y el mar de China Meridional, y se ha logrado estimar que las reservas Chinas de hidratos de gas a largo plazo son de al menos 35 mil millones de toneladas de petróleo equivalente Gton (1.488 Pft^3 - 42 Tm^3); cantidad que favorecería al tercer consumidor más grande de gas natural en el mundo, que según BP²⁰ tuvo un consumo interno el año pasado de 283 billones de metros cúbicos Gm^3 (9.9 Tft^3); y podría suplir su demanda energética a un prospecto de 148 años. Japón su homónimo asiático, lleva la vanguardia en el programa investigación de hidratos de gas en el mundo. Asemajando su consumo interno de gas natural al de Canadá, pesé que es 26 veces más pequeño en extensión, pero 4 veces con mayor densidad poblacional; compartieron una expedición en el noreste de Canadá desarrollada en el campo Mallik. Pero infortunadamente según BP²¹ Japón importa casi el 98% del gas natural que consume; siendo el mayor importador de este recurso (113 Gm^3), el segundo mayor de carbón y el tercero de petróleo. Sin embargo, según Oyama²² Japón cuenta con aproximadamente un rango de 4.7 a 7.4 trillones de metros cúbicos Tm^3 ($166 - 261 \text{ Tft}^3$), que podrían remediar la problemática de la importación de recursos energéticos al país entré 40 y 60 años.

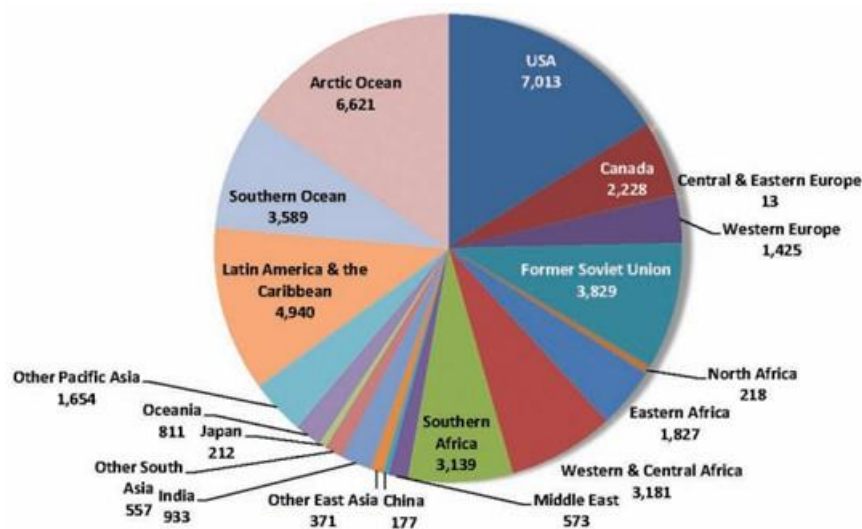
¹⁹ LU. Óp. Cit. Pág. 12

²⁰ BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, Op. Cit. Pág. 34

²¹ Ibid. Pág. 32

²² OYAMA. Ai & MASUTANI. Stephen. A Review of the methane hydrate program in Japan. 21 september, 2017. Pág. 3

Figura 8. Gas calculado en el lugar en arenas que contienen hidratos



Fuente: Johnson, Arthur. Global resource potential of gas hydrate – A new calculation. Summer 2011. Pág. 1

De manera similar, India también recurre a importar el 80% del gas natural. Por lo que en los últimos dos años el país ha desarrollado estudios en la cuenca offshore KG (Krishna-Godavari). Se han encontrado reservas de hidratos en el Océano Índico cuyos volúmenes se estiman entre los 4.57 Tm³ y 1884 Tm³ (0.16 Pft³ – 66.5 Pft³).

Durante los últimos 30 años las estimaciones de hidratos de gas han reportado grandes volúmenes, debido a la falta de datos subsuperficiales para la ZEHG en muchas partes del mundo. Una nueva evaluación del potencial de recursos de hidratos de gas, como se aprecia en la (Figura 8) ha dado como resultado cálculos que apoyan la probabilidad de que un gran volumen de hidrato esté presente en depósitos de arena en sedimentos polares y de aguas profundas. El Instituto Internacional de Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA)²³ realizó en el 2011 una nueva evaluación del potencial de recursos de hidratos de gas utilizando un enfoque

²³ JOHNSON, Arthur. Global resource potential of gas hydrate – A new calculation. Summer 2011. Pág. 1

de sistemas petroleros; cómo se puede ver en el (ver anexo B). Calculando un gas inicial en sitio de arenas que contienen hidratos en un valor medio de 43311 Trillones de pies cúbicos Tft³ (1200 Tm³).

5. MÉTODOS COMÚNMENTE USADOS EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE GAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

5.1 DESPRESURIZACIÓN

La despresurización es el método comúnmente empleado y estudiado por su gran economía y por ser uno de los métodos más recomendados actualmente, en el proceso de despresurización los hidratos se exponen a ambientes de bajas presiones las cuales alteran la estabilidad del hidrato²⁴. Se lleva a cabo mediante perforaciones en la capa de hidratos reduciendo la presión de estabilidad, esta caída de presión se produce mediante suministro de carga de agua por medio de bombeo. Por esta razón, la energía gastada directamente para la producción es la energía motriz de la bomba y, en consecuencia, se puede esperar un alto nivel de eficiencia energética.²⁵ Los hidratos de metano se disocian en gas y agua al despresurizar la presión de poro de las capas que contienen hidrato de metano que son inferiores a la curva de equilibrio, y los gases y el agua se producen por el flujo desde las capas subterráneas hacia el pozo de producción en el que la presión es baja. A medida que la disociación en las capas que contienen hidrato de metano se acelera cuando se somete a calor, la disociación progresa en el punto donde se suministra calor.

²⁴ LILLO, Nicolás; LIZANA, Jonathan. Hidratos de Metano Hielo inflamable: Seminario de economía energética, 2012. Pág. 35.

²⁵ RESEARCH CONSORTIUM FOR METHANE HYDRATE RESOURCES IN JAPAN. Comprehensive Report of Research Results. Japan. Programa de R&D de hidrato de metano de Japón. 2008. Pág. 72.

5.1.1 Estimulación térmica. Existen diferentes tipos de estimulación térmica ya sea con vapor o agua tibia o salmuera caliente todos tienen la finalidad de aumentar la temperatura por encima de la temperatura de equilibrio del hidrato de metano rompiendo el enlace de hidrogeno del hidrato y así liberando el gas, mientras la presión se mantiene constante. En el método de estimulación térmica, el frente de disociación se mueve solo en una dirección con la disociación que se produce desde el extremo de calentamiento.²⁶ Se inyectaría fluido caliente en las fracturas causando la disociación del hidrato. Esta agua, junto con el agua generada durante la disociación de la formación de hidrato, sería drenada de la interfaz de hidrato no disociado. El gas generado durante la disociación de hidratos también puede desplazar el agua. A menos que se elimine, el agua generada durante la disociación del hidrato reduciría la permeabilidad relativa de la formación al flujo de gas y potencialmente cargaría bien el pozo de producción.²⁷

5.2 INYECCIÓN DE INHIBIDORES

La formación de hidratos de metano es un proceso de cristalización y, por lo tanto, se ve afectada por la temperatura, la presión y otros factores inhibidores o promotores.²⁸ La formación de hidratos se controla mediante la inyección de un inhibidor termodinámico de hidratos. La inyección de inhibición se lleva a cabo mediante el uso de uno de los inhibidores enumerados a continuación a una presión dada, lo que reducirá la temperatura a la que se forman los hidratos. Los inhibidores comunes pueden ser alcoholes (metanol), glicoles (etilenglicol) y sales iónicas. Se

²⁶ RESEARCH CONSORTIUM FOR METHANE HYDRATE RESOURCES IN JAPAN. Comprehensive Report of Research Results. Japan. Programa de R&D de hidrato de metano de Japón.2008. Pág. 72.

²⁷ WILLIAMS E., Thomas; MILLHEIM, Keith y LIDDELL, Bill. Methane Hydrate Production from Alaskan Permafrost Final Report. Alazcan: Maurer Technology Inc. 13135 South Dairy Ashford, Suite 800 Sugar Land, TX 77478 Anadarko Petroleum Corp. 1201 Lake Robbins Drive The Woodlands, TX 77380,2005. Pág. 203.

²⁸ LEE, J., & III, J. W. K. Clathrate Hydrates. Solidification. 2018. doi:10.5772/intechopen.72956

han probado varios tipos de inhibidores para obtener resultados positivos, pero se ha determinado que los glicoles y los alcoholes son los más exitosos.²⁹ El principio por el cual los glicoles y los alcoholes inhiben los hidratos es inyectando fluidos de enlace de hidrógeno, como metanol o glicoles, que tienen cualidades anticongelantes. La introducción de fluidos de enlace de hidrógeno inhibe el crecimiento de hidratos de metano porque forman enlaces de hidrógeno con el agua disponible por consiguiente disociando el hidrato, Además de las condiciones de temperatura y presión, se debe determinar la composición y la cantidad suficiente de inhibidores. El inhibidor debe estar en o por debajo de su punto de rocío de agua (es decir, debe estar saturado de agua). Además, la deshidratación se puede utilizar como alternativa.

5.3 INTERCAMBIO DE CO₂

Es un método parcialmente factible aún sigue sometido a investigaciones, este proceso consiste en inyectar una concentración determinada de CO₂ en forma de microemulsión. el cual reemplaza el metano formador de hidrato ya que el hidrato de CO₂ tiene mayor cinética y estabilidad de formación y es favorable termodinámicamente. Con lo cual se pretende que gran parte del metano presente en el hidrato sea remplazado por el CO₂ sin disociar el hidrato permitiendo mantener la estabilidad mecánica en los sedimentos en formaciones donde el hidrato hace parte del material cementante.³⁰ La inyección de microemulsiones de CO₂ produce considerablemente mayor cantidad de metano que la inyección de agua tibia. Este estudio también ha demostrado que la inyección de microemulsiones de CO₂ líquido

²⁹ FOX, Eliese B.; PRADEEP INDRAKANTI, Venkata. An Assessment of Methane Hydrate Recovery and Processing at Hydrate Ridge. ResearchGate, November. 2004; Pág. 12-13

³⁰ ZHU, T; injection for Co₂ recovery of methane from gas hydrate reservoirs natural gas hydrates. En society of petroleum engineers, SPE 13596. 1985.

ayuda a la producción temprana y significativa de metano en comparación a la inyección de vapor de CO₂.³¹

5.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Tabla 2. Ventajas y Desventajas de los Métodos de Explotación de Hidratos.

No.	MÉTODOS DE PRODUCCIÓN	PRINCIPIO BÁSICO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1.	Despresurización	Disminución de la presión por debajo de la presión de estabilidad del hidrato	Alta relación de eficiencia energética. conocida por el mérito de no aportar energía adicional.	• La formación de hielo/reforma de hidrato puede dificultar la propagación del frente de disociación. • El yacimiento debe tener una buena permeabilidad

³¹ ASHOK, H; ZHU, T; WHITE, M.D; MCGRAIL, BP.; Simulation Study on Injection of CO₂-Microemulsion for Methane Recovery From Gas-Hydrate Reservoirs. En Society of Petroleum Engineers, 2006.

No.	MÉTODOS DE PRODUCCIÓN	PRINCIPIO BÁSICO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
2.	ESTIMULACIÓN TÉRMICA	Aumento de la temperatura por encima de la temperatura de estabilidad del hidrato.	• Es adecuado para yacimientos de baja temperatura y alta permeabilidad. • La estimulación térmica puede resolver eficazmente los problemas de hielo y el bloqueo de hidratos reformados	• Alta pérdida de energía para la formación circundante. • Gran tiempo para que el frente de disociación se propague a través del sedimento que contiene hidrato.
3.	INYECCIÓN DE INHIBIDORES	Cambia la curva de equilibrio a la región de alta presión y baja temperatura.	• Eficaz, cuando se combina con métodos de estimulación térmica. • La estimulación con salmuera tiene menores requerimientos de energía para el calentamiento del yacimiento y disociación del hidrato.	• Si se inyecta inhibidor solo, no es de esperarse una disociación de hidrato significativa debido al pequeño cambio de equilibrio de fase. • Preocupación medioambiental relacionada con

No.	MÉTODOS DE PRODUCCIÓN	PRINCIPIO BÁSICO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
			La estimulación de salmuera tiene Mayor producción de gas.	la fabricación, manipulación y eliminación de productos químicos. Altos costos para un promedio de producción bajo.
4.	INTERCAMBIO DE CO ₂	Remplazo/ intercambio de gas con metano.	- Menos impacto en la formación. - Posible solución medio ambiental. - El CO₂ es Termodinámicamente más favorable	- Cálculo de concentración variable. - La disponibilidad de grandes cantidades de gas de intercambio / CO₂.
5.	CALENTAMIENTO ELECTROTERMICO	Aumento de la temperatura por encima de la temperatura de equilibrio del hidrato.	Es de fácil implementación y puede ser manejado de forma remota.	La Profundidad de penetración es limitada.

No.	MÉTODOS DE PRODUCCIÓN	PRINCIPIO BÁSICO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
6.	MÉTODOS COMBINADOS	Aumento simultaneo en la temperatura y disminución de presión alterando la estabilidad del hidrato.	Se reducen las limitaciones en materia de individualidad de métodos.	Se necesitan datos previos de las propiedades del yacimiento.

Fuente: Autores

6. NUEVAS TECNOLOGÍAS EMPLEADAS A NIVEL MUNDIAL EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS.

Durante el transcurso de las dos últimas décadas las investigaciones y desarrollos en materia de hidratos de gas ha ido recibiendo mayor atención por parte de los países e investigadores en el tema, conociéndose así su potencial energético. Más del 99% del recurso se encuentra distribuido en los océanos del mundo mientras el 1% se encuentra en tierra en la región del permafrost.

Debido al grado de expansión y formación del hidrato de gas los retos operacionales han sido de mayor dificultad lo que lleva a efectuar arduas investigaciones y desarrollos tecnológicos con ayuda en conjunto de diversos países colaboradores los cuales forman un consorcio para el seguimiento y desarrollo en procesos de exploración y producción de hidratos y así dar soluciones a los diferentes retos que trae esta nueva fuente de energía. Según el Comité asesor de hidratos de metano

Los primeros desafíos asociados con la evaluación de la producción de metano a partir de hidratos incluyeron confirmar la existencia de ocurrencias de calidad del yacimiento, demostrar la capacidad de localizar de manera confiable tales ocurrencias y desarrollar las técnicas / tecnologías necesarias para permitir dicha producción. Estos desafíos se están abordando a través del DOE y los esfuerzos de investigación con apoyo internacional.³²

Entre las diferentes metodologías evaluadas se han propuesto, modelado y probado varios métodos para liberar gas natural de los hidratos del subsuelo bajo condiciones limitadas. Estos métodos incluyen despresurización, inyección de líquido caliente, inyección de líquido anticongelante, calentamiento eléctrico e intercambio de metano y CO₂ los cuales se explicaron a profundidad anteriormente. Si bien todos los métodos son teóricamente factibles, es una aprobación científica

³² METHANE HYDRATE ADVISORY COMMITTEE. gas hydrates research and development roadmap: 2020-2035. United States; Department of Energy (DOE), 2019 Pág. 8

que la despresurización utilizando pozos de producción tenga mayor probabilidad de éxito, en el presente proyecto se analizan los escenarios probados y las tecnologías que llevaron a cabo el éxito de las operaciones para así dar un enfoque más representativo en materia de producción.

6.1 TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN ACTUALMENTE PROBADAS.

Según los principios de producción, las principales tecnologías de producción de NGH incluyen la estimulación térmica (calentamiento), la despresurización, el uso de un inhibidor químico y el intercambio de $\text{CO}_2\text{-CH}_4$. Las investigaciones condujeron a pruebas de producción para identificar y evaluar el uso de cada una de ellas. En el presente trabajo se muestran los países pioneros en implementar las tecnologías mostrándonos sus éxitos y desarrollos.

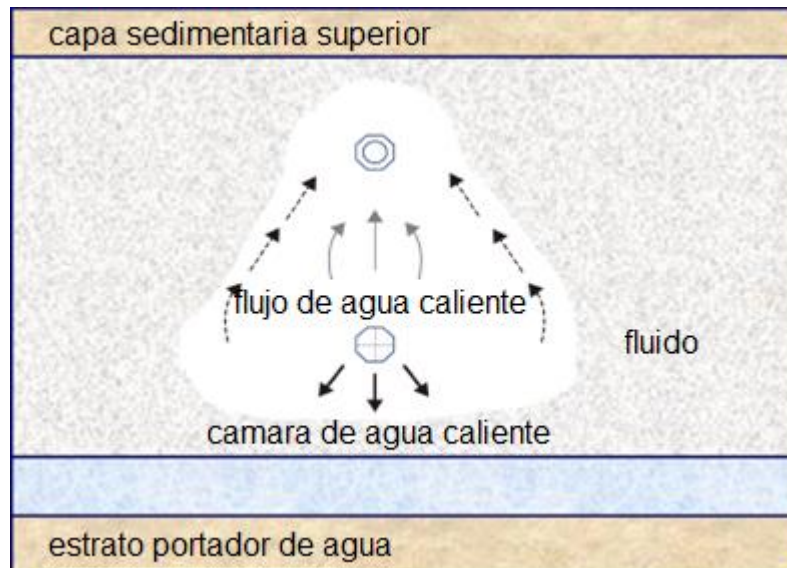
6.2 NUEVAS TECNOLOGÍAS EN ESTIMULACIÓN TÉRMICA

6.2.1 Tecnología de inyección de agua caliente con pozos horizontales Japón.

Con la asistencia del Consorcio de Investigación MH21 Kiuro Sasaki.³³ presentó un sistema de inyección de agua caliente con un par de pozos horizontales (similar a SAGD) para explotar el NGH. (Figura 9)

³³ SASAKI, K., YAMAKAWA, T., & SUGAI, Y. Integrated Thermal Gas Production From Methane Hydrate Formation. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. 2014

Figura 9. Inyección de agua caliente con pozos horizontales.



Fuente: XINJUN, Guang, et al. Discussion on natural gas hydrate production technologies. En: China Petroleum Exploration. Volume 21, Issue 5, September 2016.

El sistema se compone de dos pozos horizontales perforados en la capa de hidrato con una separación vertical de 3-5 m. El pozo horizontal de abajo está diseñado para la inyección de agua caliente, y el pozo horizontal de arriba se usa para producir gas natural y agua. Se realizó una simulación numérica para la explotación del yacimiento de hidratos Nankai Trough en Japón utilizando el sistema de inyección de agua caliente con un par de pozos horizontales. Durante el proceso de simulación, primero se inyectó agua caliente en el sistema de pozos horizontales y luego se hizo circular durante 90 días para precalentar el depósito alrededor del pozo. Luego, a medida que se inyectaba más agua caliente a través del inyector, se formó una cámara de agua caliente y se expandió gradualmente.³⁴ El hidrato entre los pozos horizontales debajo y arriba disociados, se establecieron canales verticales de alta permeabilidad, y la cámara de agua caliente se expandió hacia abajo, haciendo que el área calentada del depósito aumentara y produjera gas

³⁴ XINJUN, Guang, et al. Discussion on natural gas hydrate production technologies. En: China Petroleum Exploration. Volume 21, Issue 5, September 2016.

continuamente. Para resumir, la producción acumulativa de gas usando El sistema de inyección de agua caliente con un par de pozos horizontales alcanzó 6 Mm³ (211.888 Mft³) en dos años, y el pico de producción se produjo cuando el agua estalló en el productor desde el inyector a continuación. Después de eso, la tasa de producción de gas se redujo gradualmente a un nivel estable y mantuvo esta estabilidad a largo plazo. La tecnología muestra mejores efectos en depósitos heterogéneos que en depósitos homogéneos.

6.2.1.1 Tecnología térmica, método de inyección cíclica de agua caliente con un solo pozo: Moridis.³⁵ realizó una simulación numérica para un método que combina tecnología de despresurización y tecnología de estimulación térmica en pozos verticales, y demostró su efectividad. También señaló que el método de combinación sería más efectivo en pozos horizontales, ya que podría prevenir efectivamente la formación de "hidrato secundario". Por lo tanto, este método se ha convertido en un método tecnológicamente innovador de explotación de Hidratos de gas natural.

El método de inyección cíclica de agua caliente con un solo pozo generalmente consta de 3 etapas: Inyección de calor, remojo y producción.

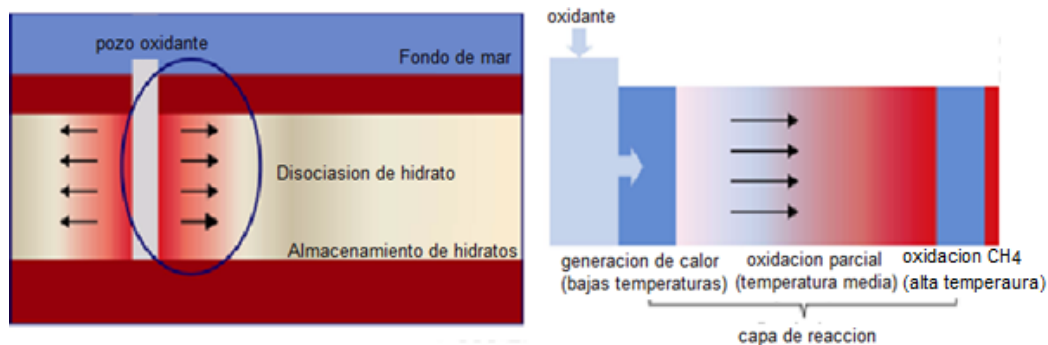
El inyector y el productor están en el mismo pozo. En primer lugar, en la etapa de inyección de calor, se inyecta vapor a alta temperatura, agua caliente u otro fluido a alta temperatura en la capa de hidratos para así aumentar la temperatura de formación para que el hidrato pueda disociarse parcialmente y, en consecuencia, la presión en la formación aumentará. Luego, el inyector se cierra para detener la inyección de calor, y el calor inyectado se mantiene para penetrar completamente en el depósito; esto se llama la etapa de remojo. Finalmente, en la etapa de

³⁵ MORIDIS, G.J., KOWALSKY, M.B., PRUESS, K., TOUGH+HYDRATE v1.0 User's Manual: A Code for the Simulation of System Behavior in Hydrate-Bearing Geologic Media, Report LBNL-0149E, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA. 2008.

producción, el gas y el agua se producen a una velocidad determinada, incluido el gas y el agua generados por la disociación del hidrato de gas, el agua caliente inyectada y el agua inicial en la formación. Cuando la tasa de producción de gas disminuye significativamente, comienza el siguiente ciclo de inyección de agua caliente hasta que se alcanza el límite de explotación comercial.

6.2.2 Tecnología en oxidación parcial. Con la ayuda del Consorcio de Investigación MH21, se propuso una tecnología de oxidación parcial para mejorar la producción de hidrato de gas natural en 2015. Esta tecnología puede promover la disociación del hidrato mediante el uso del calor generado durante la reacción de oxidación entre el oxidante, el catalizador y el polvo de hierro activo.³⁶ (Figura 10)

Figura 10. Esquema de oxidación.



Fuente: 2XINJUN, Guang, et al. Discussion on natural gas hydrate production technologies. En: China Petroleum Exploration. Volume 21, Issue 5, September 2016.

Como resultado, la tasa de disociación del hidrato obviamente se acelera. El proceso de simulación se puede dividir en 5 etapas.

³⁶ TAKESHI, Komai. YASUhide, Sakamoto, ATSUSHI Kishita, NORIAKI, Watanabe. Numerical simulation of gas hydrate bearing sediments for enhanced recovery using partial oxidation method. Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference. January 2015. Pág. 69-72.

1. El oxidante y el catalizador se inyectan a baja temperatura en la capa de hidrato para aumentar la temperatura.
2. El polvo de hierro activo reacciona con el catalizador, lo que hace que la temperatura aumente aún más y, por lo tanto, produce la oxidación parcial del hidrato.
3. La oxidación parcial del hidrato promueve la disociación del hidrato de gas secundario formado cerca del productor.
4. El calor producido por la neutralización del ácido y el peróxido de hidrógeno promueve una mayor disociación del hidrato.
5. El aumento de la temperatura o el cambio en la permeabilidad mejora la recuperación de hidratos. Las distribuciones de saturación y temperatura de los hidratos.³⁷

Los resultados de la simulación muestran que la disociación del hidrato se puede acelerar mediante oxidación parcial, especialmente cuando se realizan las recuperaciones secundarias y terciarias del hidrato. La reacción entre los agentes químicos inyectados y los medios porosos puede mejorar la permeabilidad cerca del inyector. Los resultados de la simulación también verificaron la efectividad de tecnología de oxidación parcial.³⁸

6.2.3 Tecnologías combinadas despresurización asistida por calentamiento eléctrico. Con esta tecnología simple, solo se requiere un horno o un calentador eléctricos, la solución electrolítica se calienta preferentemente y la electricidad se suministra a través de una red eléctrica, reduciendo así la cantidad de contaminación contribuida al medio ambiente.

³⁷ XINJUN, Guang, et al. Discussion on natural gas hydrate production technologies. En: China Petroleum Exploration. Volume 21, Issue 5, September 2016. Pág. 5-6

³⁸ TAKESHI, Komai. YASUhide, Sakamoto, ATSUSHI Kishita, NORIAKI, Watanabe. Numerical simulation of gas hydrate bearing sediments for enhanced recovery using partial oxidation method. Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference. January 2015. Pág. 27.

El calentamiento eléctrico en la producción de petróleo crudo está destinado a reducir la viscosidad del petróleo crudo, mientras que el calentamiento eléctrico en la producción de hidratos de gas natural puede promover la disociación del hidrato de gas. Con la asistencia del Consorcio de Investigación MH21, en 2015, presentó el concepto de tecnología de despresurización asistida por calentamiento eléctrico³⁹, que combina la despresurización y el calentamiento eléctrico, y analizó su efectividad y soluciones a los posibles problemas que pueden ocurrir en la producción de gas natural y calentador central.

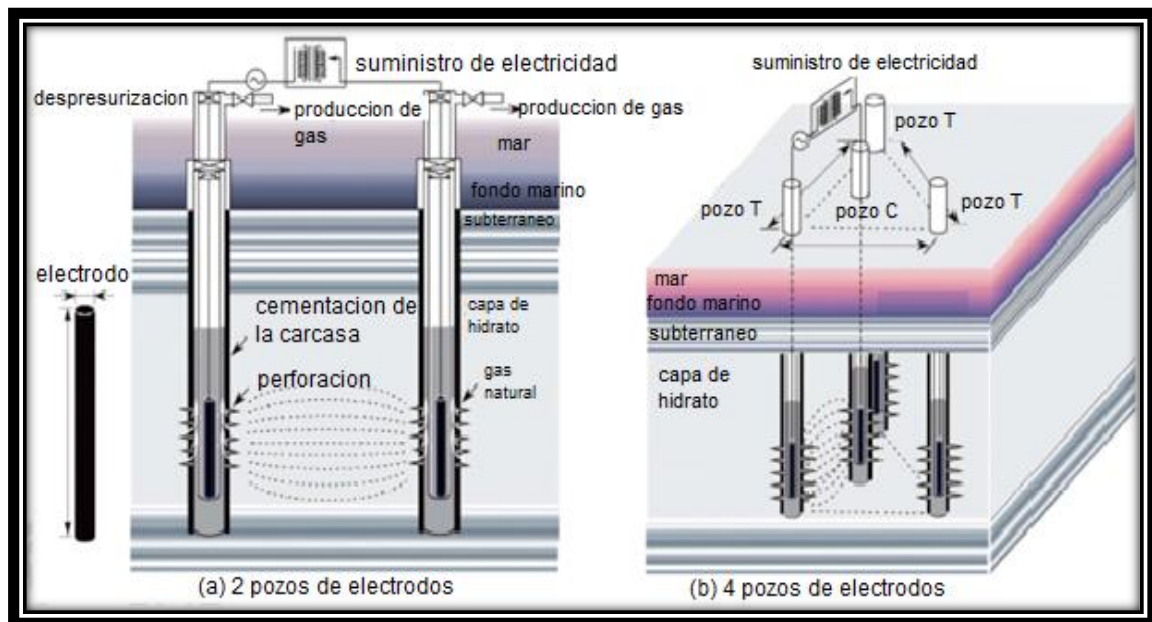
En primer lugar, para evitar explosiones, se seleccionó el hidrato de gas xenón para reemplazar el hidrato de gas natural, y se compararon los efectos de producción de la tecnología de despresurización convencional y la tecnología de despresurización asistida por calentamiento eléctrico. Los resultados de la prueba mostraron que, utilizando la tecnología de despresurización convencional, la producción de gas no aumentó después de 1000 minutos, y el 3,3% del gas permaneció en la muestra del núcleo.⁴⁰ Por el contrario, la tecnología de despresurización asistida por calentamiento eléctrico se adoptó después de usar la tecnología de despresurización convencional durante 20 minutos, el 99,6% del gas en la muestra del núcleo se produjo después de aplicar una corriente de 20 mA durante 400 minutos. Los resultados mostraron que la tasa de producción de gas de la tecnología de despresurización asistida por calentamiento eléctrico es más del doble que la tecnología de despresurización convencional, y también demuestran que la tecnología de despresurización, que utiliza un electrodo para calentar y electrolizar el hidrato saturado, obviamente puede mejorar la producción de gas al aplicando un poco de energía eléctrica.

³⁹ MINAGAWA, H., ITO, T., KIMURA, S., KANEKO, H., NODA, S., & TENMA, N. Depressurization and electrical heating of methane hydrate sediment for gas production: Laboratory-scale experiments. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 50, 2018. Pág. 147–156.

⁴⁰ XINJUN, Guang, et al. Discussion on natural gas hydrate production technologies. En: *China Petroleum Exploration*. Volume 21, Issue 5, September 2016. Pág. 7-8

En los pozos verticales (u horizontales), a lo largo de la dirección de extensión de los pozos, se colocan diferentes electrodos en la capa inmediata encima y debajo de la capa de hidrato (o dentro de la capa de hidrato), y luego se aplica una corriente alterna a los electrodos para calentar directamente el depósito (Fig.11).

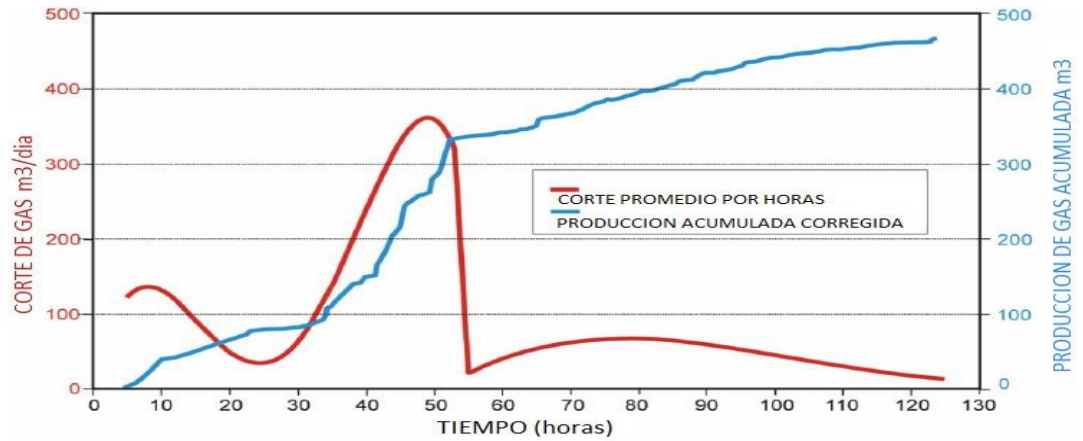
Figura 11. Esquema de despresurización asistida con calentamiento eléctrico.



Fuente: XINJUN, Guang, et al. Discussion on natural gas hydrate production.

6.2.4 Aplicación térmica en la zona de permafrost Mackenzie de Canadá Campo Mallik. La prueba de producción de campo de Mallik 2002 también incluye una fase de prueba térmica en la que una parte de la sección del yacimiento que contiene hidrato fue sometida a una fuente de calor del pozo de 50° C, que es aproximadamente 40° C más alta que la condición térmica natural in situ de El yacimiento está siendo probado. Durante la duración de esta prueba de 5 días, la tasa de producción de gas del pozo fue muy variable con una tasa de flujo máxima de 360 ft³ / día. Como se observa en la Figura (12).

Figura. 12. Tasa de producción de gas aplicación térmica.

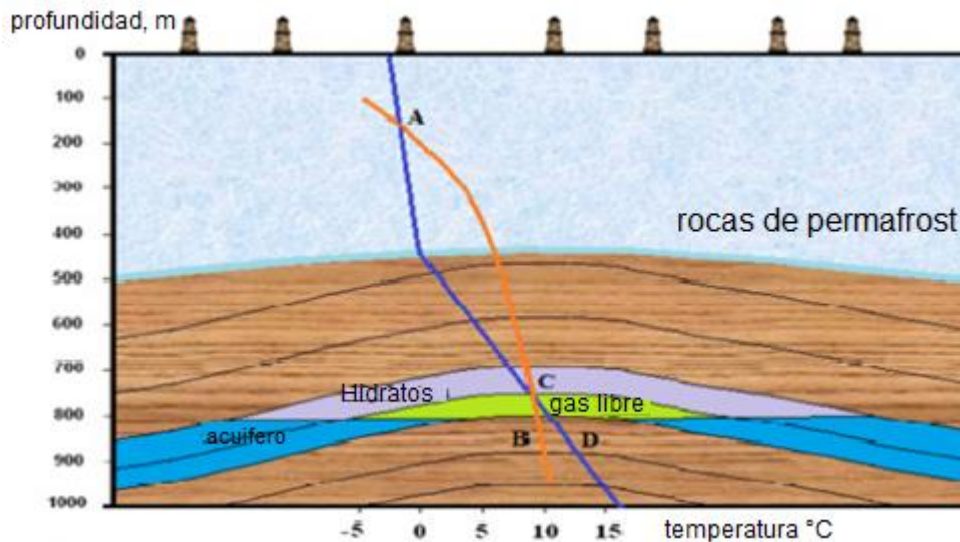


Fuente: Dallimore, S.R., and Collett, T.S., eds. 2005. Scientific results from the Mallik 2002 gas hydrate production research well program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada: Geological Survey of Canada Bulletin 585, two CD-ROM set.

6.2.5 Primera aplicación de la tecnología de despresurización. Esta técnica fue adoptada principalmente en el campo de gas Messoyakha que se encuentra en el este de Siberia y fue descubierto en 1967⁴¹. Un esquema transversal de Messoyakha se muestra en la (Figura 13). El campo de gas de Messoyakha está encerrado en una trampa estructural anticlinal. El campo tiene una zona de permafrost de 420-480 m de espesor. Como se muestra en la (Figura 13).

⁴¹ MAKOGON, Y. F., S. A. HOLDITCH, and T. Y. MAKOGON, Russian field illustrates gas-hydrate production: Oil and Gas Journal, v. 103, 2005. Pág. 43-47.

Figura 13. Esquema yacimiento campo messoyakha.



Fuente: MAKOGON, Y. F., & OMELCHENKO, R. Y. Commercial gas production from Messoyakha deposit in hydrate conditions. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2013. Modificada por los autores

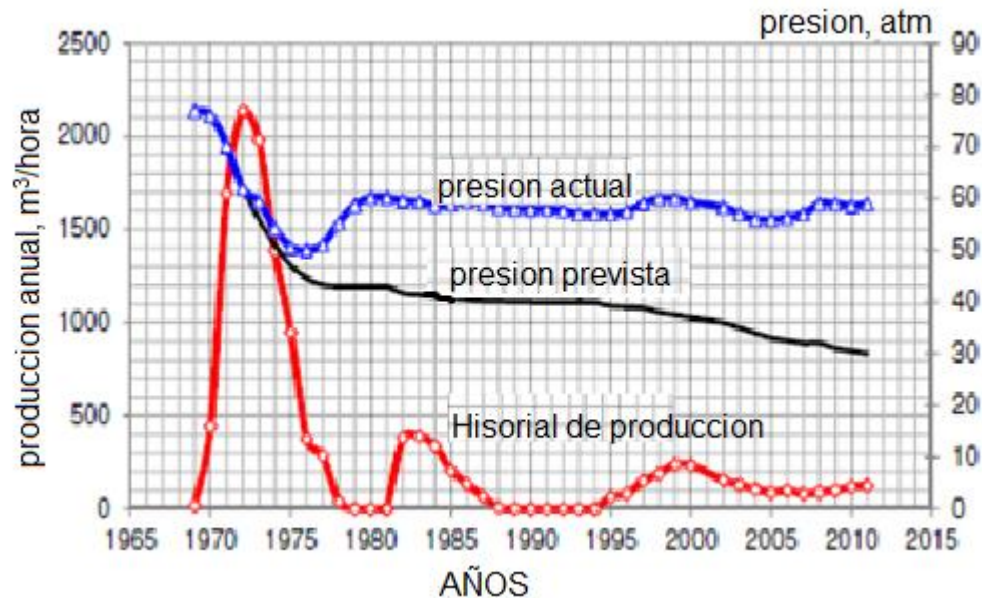
La presión del yacimiento después de 35 años de despresurización disminuyó de 7.7 MPa (1,128 psi) a 6.0 MPa (882 psi).

La producción de gas comenzó en 1970 y continuó hasta 1977 a un promedio de $3 \times 10^6 \text{ m}^3 / \text{D}$. Después de un período de cierre de cuatro años, la producción se restableció a tasas de 0.2 a $0.5 \times 10^6 \text{ m}^3 / \text{D}$. El comportamiento de la presión de campo fue exactamente el mismo que si el yacimiento fuera un yacimiento volumétrico de gas. La presión del yacimiento durante este período de tiempo (1971-1975) excedió lo teóricamente proyectado. El tercer período (1976-1977) se caracterizó porque el volumen de gas producido era igual al volumen de gas obtenido de la descomposición por despresurización del hidrato porque la presión del yacimiento permaneció casi constante. El campo estuvo cerrado desde 1978 hasta 1981. Debido a que la presión del yacimiento antes del período de cierre estaba por debajo de la presión de equilibrio, el proceso de disociación intensiva de hidratos de gas por la tecnología de despresurización continuó durante ese tiempo. La presión del yacimiento aumentó a 6.0 MPa (880 psi); es decir, volvió a la presión de equilibrio. Desde 1982 la extracción de gas del yacimiento no ha excedido los $400 \times 10^6 \text{ m}^3 / \text{año}$ (14.1 BSCF / año), y la presión del yacimiento se mantuvo relativamente constante (aproximadamente 5.8 a 6 MPa)⁴².

⁴² Ibid. Pág. 16

El volumen de gas producido desde el yacimiento corresponde aproximadamente al volumen de gas de hidrato que ingresa debido a la disociación de los hidratos; sin embargo, dicho soporte de presión podría deberse al comportamiento activo del acuífero como se observa en la (Figura 14).

Figura 14. Tasa de producción histórica del campo messoyakha.



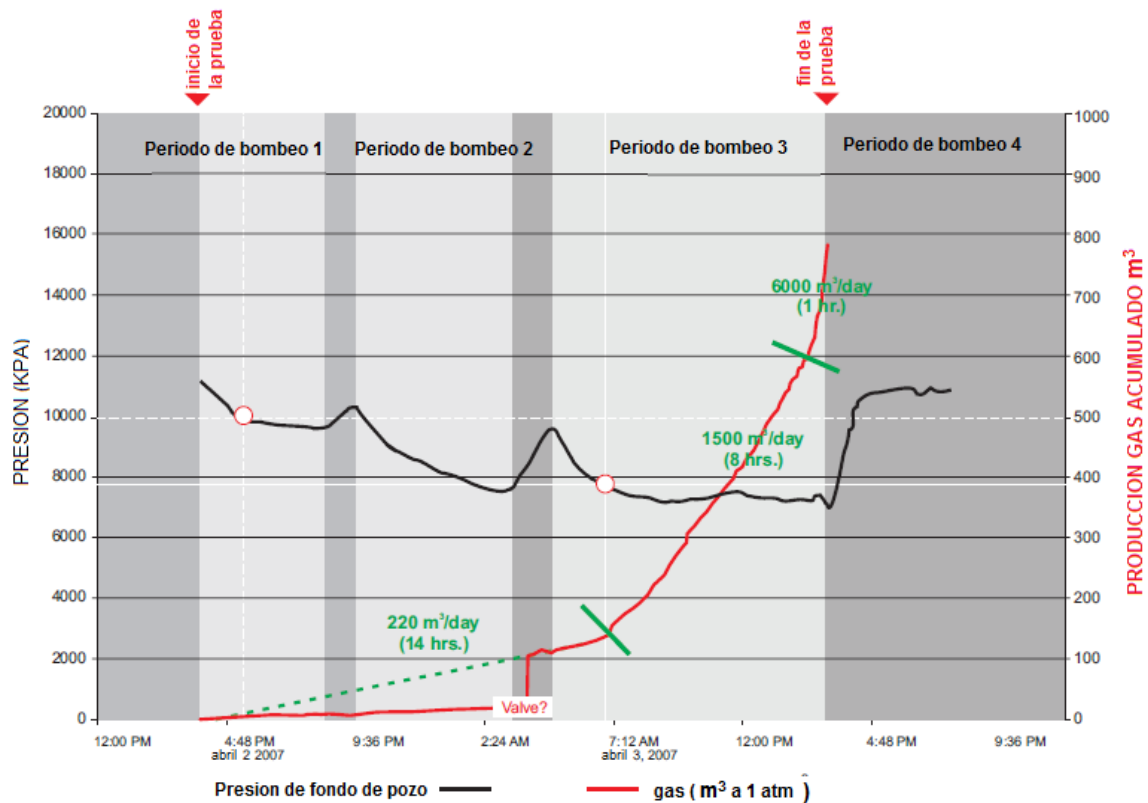
Fuente: MAKOGON, Y. F., & OMELCHENKO, R. Y. Commercial gas production from Messoyakha deposit in hydrate conditions. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 11, 2013. Pág. 1–6. Modificado por los autores

6.3 SEGUNDA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE DESPRESURIZACIÓN EN LOS CAMPO MALIK 2L-38 Y MALLIK 3L-38.

Una segunda prueba se lleva a cabo en 2007 el campo Malik 2L-38, se seleccionó para su reingreso y finalización como pozo de eliminación de agua. Para la producción en esta prueba los mayores retos fueron operacionales mientras en la disociación del hidrato de gas por medio de tecnología de despresurización donde

se reduce la BHP mediante los niveles de fluido en el anular mostrando como iba disminuyendo la presión y por consiguiente causando la disociación del hidrato y a medida que se disminuye la presión en el anular la producción acumulada aumenta en gran medida demostrando así que la disociación puede ayudar a la producción de hidratos, por otro lado los problemas relacionados a este tipo de yacimientos difiere en la acumulación de arenas dificultando en gran medida las operaciones mecánicas en el proceso de producción.

Figura 15. Tasa de producción campo Mallik.

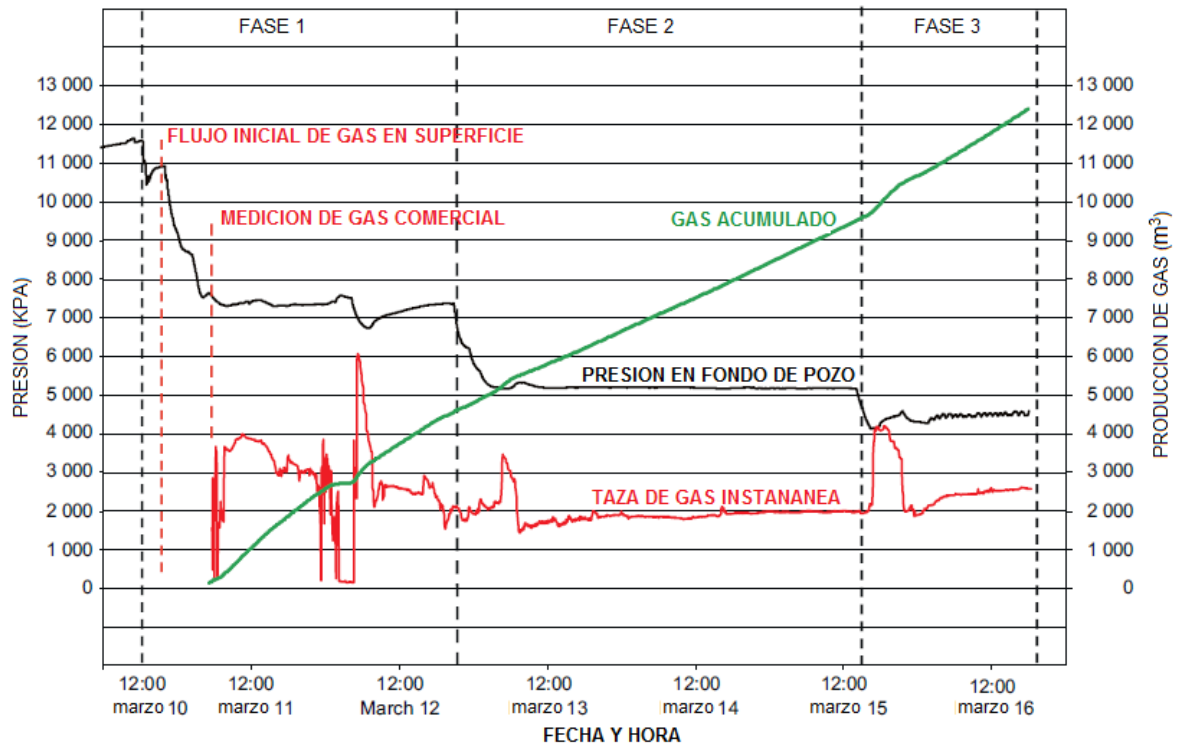


Fuente: D.I., Ashford, et al. Overview of engineering and operations activities conducted as part of the JOGMEC/ NRCan/Aurora Mallik 2007–2008 Gas Hydrate Production Research Well Program, Part A: 2007 field program. Canadá: Geological Survey of Canada.

En el inicio del primer periodo de prueba se disminuye el nivel de la columna de fluido 100 m lo que se refleja en la reducción de la presión a 10MPa como se muestra en la (Figura 15). El bombeo adicional durante el periodo 2 logró disminuir la presión a 8MPa debido a la reducción en el fluido del anular a 280 m. Durante el período de bombeo 3, el nivel de líquido anular se redujo a 350 m, lo que resultó en una disminución de 7.5 MPa. Durante el período de bombeo 4 de la prueba, se hicieron intentos repetidos para reiniciar el ESP, pero era evidente que la bomba había fallado, aparentemente debido a la producción de arena del intervalo de soporte de hidrato de gas y su posterior acumulación dentro del ESP. Durante la prueba, se produjeron aproximadamente 780 m³ de gas a un caudal máximo de 6000 m³ / d. Como se observa en la (Figura 15).

6.3.1 MALLIK 3L-38. En la última prueba realizada en un intervalo (1093–1105 m) en el pozo Mallik 2L-38. En el primer intervalo de la fase se redujo la presión de fondo del pozo a 7.5 MPa por medio del SPE para así disminuir el nivel de fluido del anular del pozo a unos 330 m por debajo de la superficie, en el segundo intervalo se disminuye la presión a unos 5 MPa al reducir el nivel a 580 m lo que permite la disociación efectiva del hidrato en la tercera fase de la operación se redujo el nivel a 700 m por lo que la presión se reduce a 4 MPa. De esta manera se continuo con las operaciones durante un periodo de 6 días en los cuales se alcanzó una producción acumulada de 12300 m³ de gas disociado del hidrato aproximándose a una tasa de 2500 m³/día, en la (Figura 16) se evidencian las 3 etapas.

Figura 16. Segunda tasa de producción campo Mallik.



Fuente: D.I., Ashford, et al. Overview of engineering and operations activities conducted as part of the JOGMEC/ NRCan/Aurora Mallik 2007–2008 Gas Hydrate Production Research Well Program, Part B: 2008 field program. Canada: Geological Survey of Canadá.

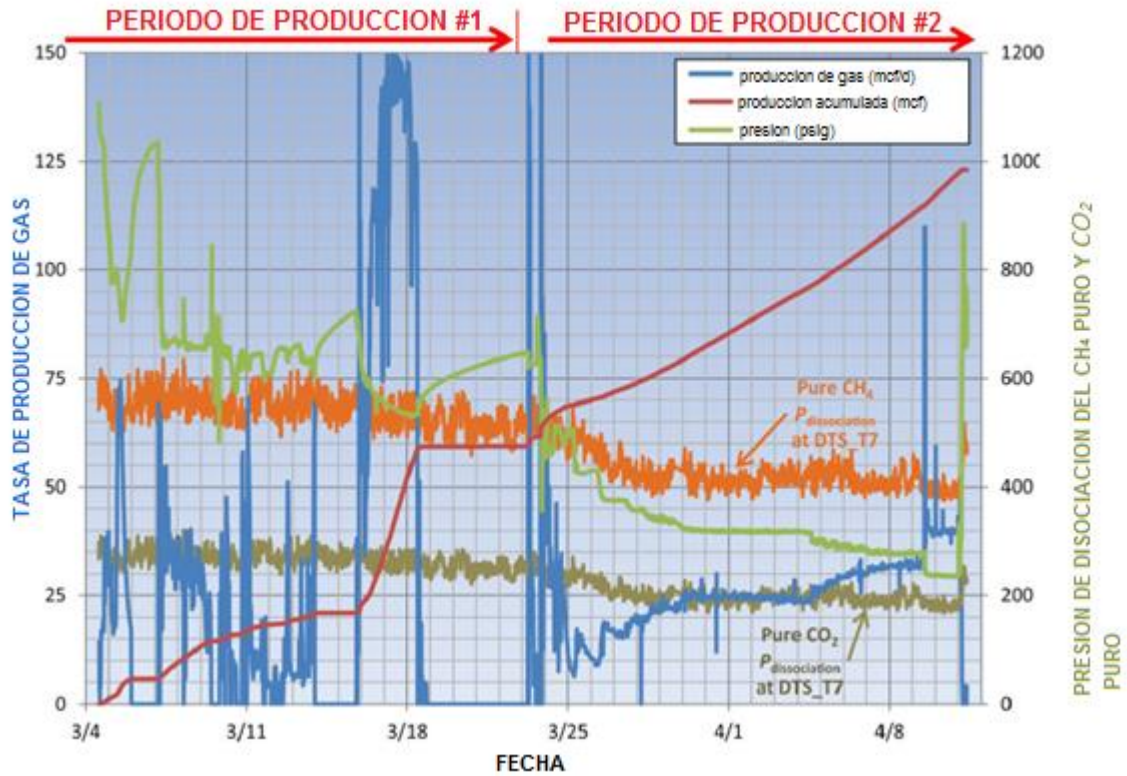
6.4 IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍA EN INTERCAMBIO CO_2 – CH_4 ALASKA NORTH SLOPE (USA)

Se realizó una prueba de campo mediante inyección de CO_2 , se requería que el peso del CO_2 inyectado pudiera superar la presión de fractura del yacimiento. En esta prueba, basada en los experimentos realizados en la Universidad de Bergen, se inyectó una mezcla de gases de CO_2 / N_2 (23% / 77%) en el pozo para reemplazar el CH_4 de los hidratos de metano ⁴³ La primera etapa de la prueba consistió en la

⁴³ LI, X.-S., XU, C.-G., ZHANG, Y., RUAN, X.-K., LI, G., & WANG, Y. Investigation into gas production from natural gas hydrate: A review. Applied Energy, 172, 2016. Pág. 286–322.

inyección de 16.28 m³ de una mezcla de CO₂-N₂ durante un período de 13 días, uno de los logros científicos más notables del ensayo fue la identificación de una mezcla específica de gas N₂ / CO₂ que evitó la formación de hidratos de CO₂ secundarios en el yacimiento, lo que a su vez permitió la inyección de CO₂ en el yacimiento que se estaba probando. Después de inyectar 16.28 m³ de la mezcla de gas N₂ / CO₂, el pozo fluyó durante un período de 37 días con producción de gas. Tasas superiores a 175,000 ft³ / día. La mayor parte del N₂ que se inyectó en el yacimiento se recuperó del pozo durante la etapa de refluo de la prueba; sin embargo, aproximadamente 48 mscf (aproximadamente la mitad) del CO₂ inyectado en el yacimiento permaneció en la formación. La prueba de *Ignik Sikumi* demostró con éxito que el CO₂ se podía inyectar en un yacimiento con agua en condiciones que generalmente formarían hidratos de CO₂ secundarios, que el CH₄ era producido a partir del yacimiento y que la tecnología de intercambio de N₂ / CO₂ era técnicamente factible.

Figura 17. Tasa de producción de intercambio CO₂-CH₄



Fuente: DE BOSWELL, R., SCHODERBEK, D., COLLETT, T.S., OHTSUKI, S., WHITE, M., and ANDERSON, B.J. 2017. The Iglik Sikumi Field Experiment, Alaska North Slope: Design, operations, and implications for CO₂-CH₄ exchange in gas hydrate reservoirs: Energy.

La etapa de extracción final, que presentó presiones de formación por debajo de la estabilidad del hidrato de CH₄, vio tasas sostenidas de producción de gas que van desde 20,000 pies³ / día a 45,000 pies³ / día como se observa en la (Figura 17). La mayor parte del N₂ que se inyectó en el yacimiento se recuperó del pozo durante la etapa de reflujó de la prueba; sin embargo, aproximadamente 3.722 m³ (aproximadamente la mitad) del CO₂ inyectado en el yacimiento permaneció en la formación.

6.5 IMPLEMENTACIÓN TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE INHIBIDORES

Cuando los hidratos se disocian, se produce una disminución de la temperatura en la formación rocosa circundante. El agua y el gas producidos por disociación vuelven a reaccionar juntos para formar hidratos secundarios cerca del pozo y, por lo tanto, obstruyen las perforaciones. Por otro lado, cuando se despresurizó la zona de gas libre inferior, la producción de gas fue sin ningún problema. Por lo tanto, los pozos completados en la zona de gas libre más profunda pudieron operar a altos caudales. Hasta la fecha, se han perforado 61 pozos dentro de la estructura de Messoyakha con un espacio promedio entre 500 y 1000 m. Los pozos que se completaron en la zona de hidrato fueron estimulados mediante el uso de productos químicos como cloruro de calcio y metanol. Estos productos químicos son inhibidores de la formación de hidratos, o, en otras palabras, hacen que los hidratos sean inestables al cambiar la curva de equilibrio. Esta estimulación química ayudó a desestabilizar los hidratos, lo que resultó en la fusión de los hidratos cerca del pozo. Después de estimular los pozos, fue posible operar los mismos pozos a presiones de cabeza de pozo más altas. En cierta forma se puede decir que en ese campo implementaron combinaciones de métodos los cuales compensan uno con otro como en este caso inhibidores para evitar formación de hidrato en la producción mediante despresurización permitiendo trabajar a tasas más altas.

6.6 DESARROLLO EN TECNOLOGÍA DE MÉTODOS COMBINADOS CHINA (MESETA TIBETANA)

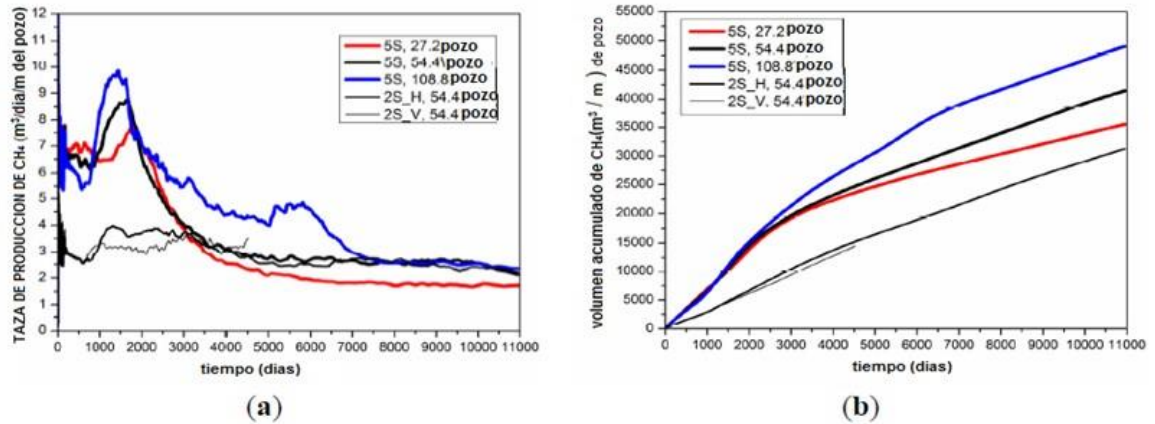
Mediante los desarrollos existentes, para esta región el objetivo principal es investigar los comportamientos de producción de hidrato de gas en el norte de la meseta de Qinghai-Tíbet Permafrost (QTPF) en China utilizando el novedoso

sistema de pozo de cinco puntos (5S) el rendimiento de producción de gas depende de la tasa de inyección de calor y la separación del pozo del sistema 5S.⁴⁴ Supusieron que el hidrato de gas natural en Qilian Mountain es un nuevo tipo de hidrato, que está enterrado en una capa relativamente delgada donde se perforaron cuatro pozos de prueba (DK-1, DK-2, DK-3 y DK-4) se lograron en este proyecto de exploración, y los resultados de la perforación mostraron que los hidratos de gas se almacenaron principalmente en los poros y / o en las fracturas⁴⁵ de los núcleos que contienen hidratos, cuyos componentes geológicos principales fueron arenisca, lutita, lutita petrolífera y limolita. Varios estudios determinaron la factibilidad del proceso aplicando el método de despresurización en combinación con el calentamiento térmico (salmuera tibia) para aumentar la velocidad de producción, debido a que el sistema de un solo pozo vertical y un solo pozo horizontal en la zona DK-3 mostraba bajas tasas de producción la tasa de producción de gas puede obviamente mejorarse debido al calor adicional provisto desde el exterior. Las mediciones de campo muestran que la capa de hidrato más gruesa se encuentra en la profundidad de 235.0–291.3 m en el sitio DK-2, lo que puede ser más rentable para la posible explotación comercial. Hasta el momento solo se han propuesto modelos de simulación para este campo demostrando que la efectividad del proceso solo se puede lograr aplicando en conjunto los métodos de despresurización y calentamiento térmico con un pozo inyector en el centro suministrando calor horizontalmente a los 4 pozos productores en las esquinas con un esquema rectangular simétrico. Esto evalúa un periodo de 1000 días y un aumento de la temperatura por la inyección de fluido caliente dando un retorno de aproximadamente el máximo de QP (caudal de producción).es de aproximadamente 8.72 m³ / día / m de pozo para la zona simulada. Como se muestra en la (Figura 18).

⁴⁴ LIANG, Y.-P., LI, X.-S., & LI, B. Assessment of Gas Production Potential from Hydrate Reservoir in Qilian Mountain Permafrost Using Five-Spot Horizontal Well System. *Energies*, 8(10), 2015. Pág. 10796–10817.

⁴⁵ WANG, P.K.; ZHU, Y.H.; LU, Z.Q.; HUANG, X.; PANG, S.J; ZHANG, S. Gas hydrate stability zone migration occurred in the Qilian Mountain permafrost, Qinghai, northwest China: Evidences from pyrite morphology and pyrite sulfur isotope. *Cold Reg. Sci. Technol.* 2014, 98, Pág. 8–17.

Figura 18. Esquema producción simulada para métodos combinados evaluado en china.



Fuente: LIANG, Y.-P., LI, X.-S., & LI, B. Assessment of Gas Production Potential from Hydrate Reservoir in Qilian Mountain Permafrost Using Five-Spot Horizontal Well System. Energies, 8(10). 2015

Después de eso, el caudal de producción (QP) continúa reduciéndose a un nivel relativamente bajo, que es causado por la disminución de la eficiencia de utilización de calor en la etapa de producción posterior. Además, la (Figura 18). también muestra que QP aumenta con el aumento de la velocidad de inyección de calor Q_{inj} en la mayor parte del tiempo de producción, lo que indica el efecto de aceleración del calor inyectado en el proceso de disociación de hidratos.

7. IMPLEMENTACIÓN TECNOLÓGICA DE DESPRESURIZACIÓN EN AMBIENTE MARINO

Para demostrar la aplicabilidad de la tecnología de despresurización como un método de producción factible en hidratos de metano en sedimentos de aguas profundas, la Corporación Nacional de Petróleo, Gas y Metales de Japón (JOGMEC) realizó la primera prueba de producción en alta mar frente a las costas de la isla de Honshu. Se empleó un buque de perforación "Chikyu" para el programa de campo con la perforación de la producción y el monitoreo de perforaciones y adquisiciones intensivas de datos, y la prueba de flujo.

7.1 APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE DESPRESURIZACIÓN IMPLEMENTADAS EN JAPÓN EN LA REGIÓN DE NANKAI TROUGH.

El programa de investigación japonés en hidratos de gas es actualmente el más avanzado del mundo⁴⁶.

El AT1-MC se encontró con una sección de arena de turbidita de 60 m de espesor con secciones de yacimientos inferidas que registran un espesor que varía de unos pocos centímetros a unos pocos metros. La prueba de producción utilizando el método de despresurización en el AT1 comenzó el 12 de marzo de 2013. En primer lugar, el agua en el pozo fue desplazada y la presión en el fondo del pozo comienza a caer por efecto de la despresurización. Finalmente, la presión del fondo del pozo

⁴⁶ YOKOI, K.; NAKAMIZU, M.; SAEKI, T.; FUJII, T.; and TSUJI, Y. Recent progress of Japan's Methane Hydrates Exploitation Program in the Nankai Trough, offshore central Japan. Paper OS41F-02 presented at the Western Pacific Geophysics Meeting, July 24-27, 2006, Beijing, China, 2006.

se convirtió en alrededor de 5MPa,⁴⁷ se definió un flujo estable de gas y agua, durante el período de producción estable el caudal de gas fue de aproximadamente 20,000 m³ por día en condiciones atmosféricas. En la mañana del sexto día o el flujo (18 de marzo), se observó un aumento repentino de la tasa de agua seguido de arena fuerte, la presión del fondo del pozo aumentó pronto, y la producción de gas se terminó. Debido a la dificultad para manejar la arena en la superficie, se decidió la terminación de la prueba de flujo y se inició la operación de matar el pozo.

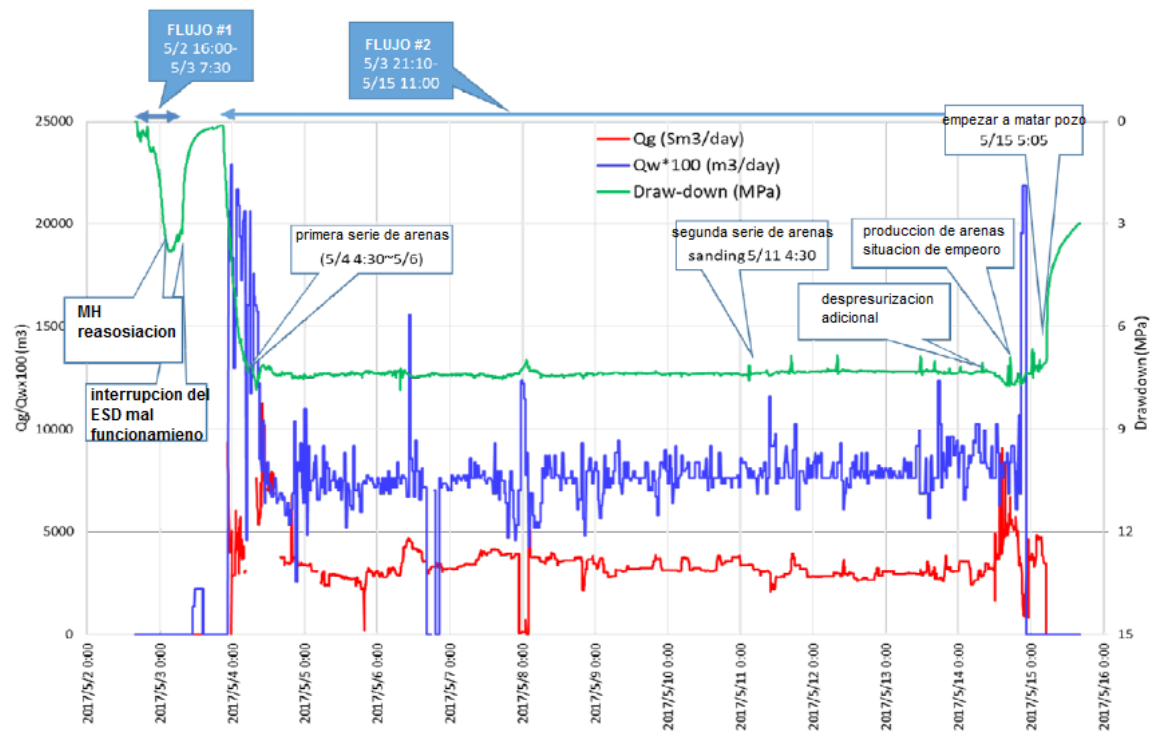
El volumen total de producción de gas metano alcanzó alrededor de 119,500 m³ (4.145MMSCF). La tasa de producción de gas fue mayor de lo esperado según los resultados de la simulación numérica.

La segunda prueba de producción de hidratos de gas liderada por ANRE y JOGMEC fue diseñada para probar nuevas tecnologías de terminación diseñadas para tratar los problemas de producción de arena experimentados en la primera prueba de producción marina en 2013. Durante la prueba de 2017, uno de los dos pozos de prueba de producción experimentó una producción significativa de arena. sin embargo, se informó que el segundo pozo produjo una producción sostenida durante varios períodos de flujo operativo⁴⁸. (Figura 19)

⁴⁷ YAMAMOTO, K.; TERAOKA, Y.; FUJII, T.; IKAWA, T.; SEKI, M.; MATSUZAWA, M., & KANNO, T. Operational overview of the first offshore production test of methane hydrates in the Eastern Nankai Trough. Offshore Technology Conference. 2014

⁴⁸ YAMAMOTO, K.; SUZUKI, K.; WANG, X.; MATSUNAGA, T.; NISHIOKA, I., NAKATSUKA, Y., and YONEDA, J. The second offshore production test of methane hydrates in the eastern Nankai trough and site characterization efforts: DOE-NETL Fire In the Ice Methane Hydrate Newsletter, Spring/Summer, 2019. 2019 Pág. 3.

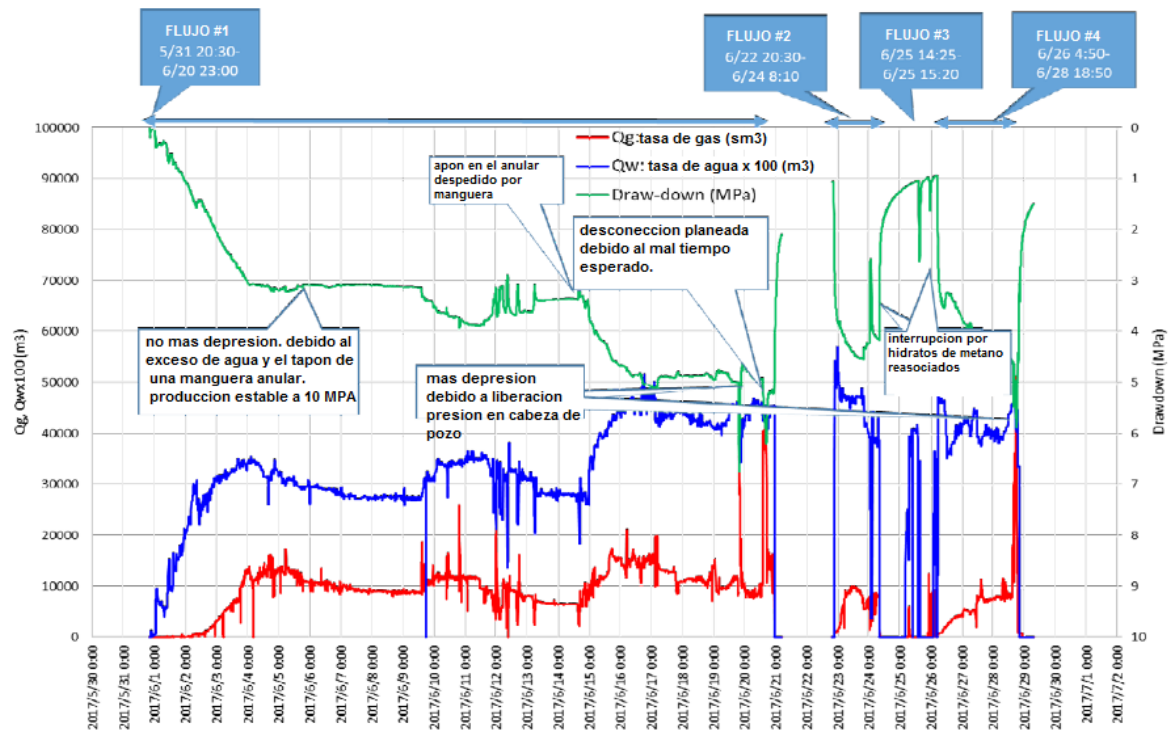
Figura 19. Tasas de producción de agua y gas medidas asociadas con la prueba de producción de canales Nankai 2017 en el pozo AT1-P3.



Fuente: BOSWELL, Ray et al. Viable Long-Term Gas Hydrate Testing Site Confirmed on the Alaska North Slope. En *Fire in Ice*. 2019, Vol. 19, Issue 1, Pág.12-13.

La cantidad de gas producido desde el primer pozo durante la producción de hidratos de gas Nankai Trough 2017 la prueba de despresurización fue de aproximadamente 35,000 m³ en un total de 12 días; el segundo pozo produjo aproximadamente 200,000 m³ de gas en un total en 24 días como se observa en la (Figura 20).

Figura 20. Tasas de producción de agua y gas medidas asociadas con la prueba de producción de canales Nankai 2017 en el pozo AT1-P2.



Fuente: BOSWELL, Ray et al. Viable Long-Term Gas Hydrate Testing Site Confirmed on the Alaska North Slope. En Fire in Ice. 2019, Vol. 19, Issue 1, Pág.12-13.

7.2 COMPONENTES TECNOLÓGICOS NECESARIOS PARA MUESTREO Y CARACTERIZACIÓN DE HIDRATOS DE GAS.

Los avances en materia de hidratos de gas se han ido evaluando y optimizando con el tiempo dándonos a conocer los diferentes problemas a solucionar para el mejoramiento de las técnicas ya mencionadas. Un parámetro importante son las propiedades del yacimiento a las cuales se encuentran en condiciones extremas de presión y temperatura en especial fondo marino para mantener la integridad de las muestras es necesario la utilización de una nueva tecnología o acoplamiento para mejorar la recuperación de los núcleos, La investigación de los hidratos de gas en

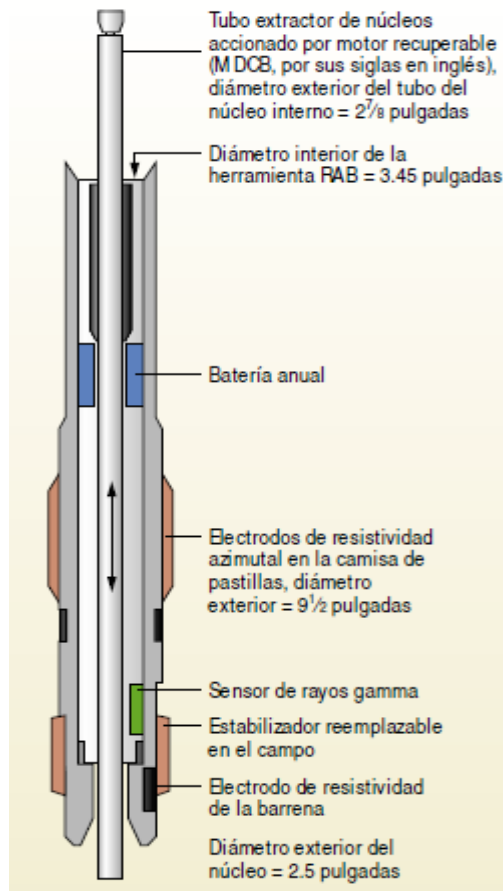
particular, requiere la recuperación de muestras en condiciones locales. Durante la extracción convencional de núcleos de hidratos, se produce la liberación de volúmenes sustanciales de gas cuando los sedimentos son llevados a la superficie.

Los programas DSDP y ODP que significa el Proyecto de Perforación Marina Profunda (DSDP, por sus siglas en inglés) y el Programa de Perforación de Pozos Profundos en los Océanos (ODP, por sus siglas en inglés).respectivamente, desarrollaron el tubo extractor de núcleos bajo presión operado con cable y el tubo extractor de núcleos bajo presión para recuperar muestras a presiones locales de hasta 10,000 libra por pulgada cuadrada [70 MPa] .⁴⁹ Estas herramientas resultan particularmente útiles para el muestreo de hidratos de gas y la medición del volumen de gas liberado desde estas muestras.

La necesidad de contar con procedimientos de muestreo bajo presión que mantengan el núcleo a la presión de fondo de pozo en una cámara autoclave, inspiró a un consorcio europeo a desarrollar un nuevo conjunto de herramientas conocido como autoclave de extracción de núcleos de hidratos; la próxima generación de sistemas de extracción de núcleos bajo presión. (Figura 21)

⁴⁹ PETTIGREW TL: Design and Operation of a Wireline Pressure Core Sampler,” ODP, Nota Técnica 17. College Station, Texas: Programa de Perforación de Pozos Profundos en los Océanos. 1992.

Figura 21. Esquema de tecnología de corazonamiento con presión y temperatura insitu.



Fuente: GOLDBERG, D. The Role of Downhole Measurements in Marine Geology and Geophysics," Reviews of Geophysics 35, no. 3. Agosto de 1997: Pág. 315–342.

8. MÉTODOS CONVENIENTES EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDRATOS DE GAS PARA IMPLEMENTAR EN EL PAÍS

8.1 CONTEXTO NACIONAL.

La implementación de las operaciones de exploración de hidratos de gas en el país es técnicamente nula; puesto que no se ha podido recuperar aún una muestra de corozonamiento de este recurso, sin embargo, el panorama de los hidratos de gas en Colombia está mayormente supeditada a la data sísmica y geológica. Según Shipley⁵⁰ describe la escena de los hidratos de gas en el caribe colombiano a partir de la base del Reflector Simulador de Fondo Oceánico (BSR) en 1979, basado en cuatro líneas sísmicas adquiridas por Lamont Doherty Observatory, donde se interpretó el BSR a lo largo del Cinturón deformado del sur del Caribe, a profundidades de 2.3 a 4.2 kilómetros, y se calculó el gradiente geotermal, con valores de $313.15 \frac{K}{Km}$.

Según Gil⁵¹ los BSR relacionados con campos de hidratos de gas en la Cuenca Colombia se extienden en un área de aproximadamente 30000 Km²; con estimaciones de alrededor de 1000 Trillones de pies cúbicos Tft³ (28.31 Tm³) de gas metano.

⁵⁰ SHIPLEY, T.H., et al. Seismic reflection evidence for the widespread occurrence of possible gas-hydrate horizons on continental slopes and rises. Vol 63, 1979; Pág. 2204-2213.

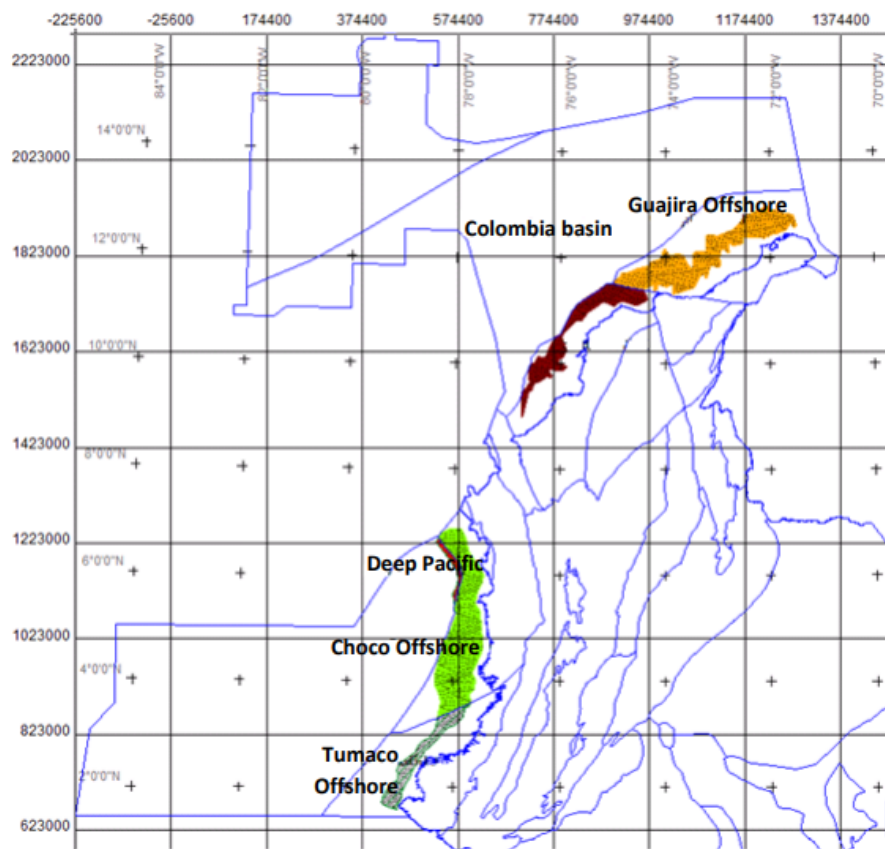
⁵¹ GIL, Julián; ROJAS, Fernán. Métodos utilizados en la recuperación de gas natural en formacionesw de hidratos de lechos marinos. Bucaramanga, 2008 Pág. 53

8.2 ÁREA DE OCURRENCIA DE HIDRATO DE GAS EN COLOMBIA

Se puede englobar las áreas de ocurrencia de hidratos de gas en Colombia así:

- Área del Caribe: el polígono para la cuenca Guajira offshore se muestra en naranja, Sinú offshore en marrón y la cuenca de Colombia en rosa.
- Área del Pacífico: el polígono de la cuenca Chocó offshore se muestra en verde, Tumaco offshore gris y Pacifico profundo en rojo, como se ve en la (Figura 22).

Figura 22. Áreas de ocurrencia de hidratos de gas en Colombia



Fuente: VARGAS, Carlos. Evaluating total yet-to-find hydrocarbon volume in Colombia. 2012. Pág. 76

Colombia cuenta con 824 líneas sísmicas y 28 pozos disponible en la zona del Mar Caribe y Pacífico. La ANH en el año 2012 realizó un estudio con el fin de determinar el potencial de hidratos de gas en el país. El espesor del área de hidrato de gas se puede obtener con una base de mapa isópaco generada por BSR del área de estabilidad del hidrato y un límite estimado para las condiciones de presión y temperatura del fondo marino que garantizan la estabilidad de la molécula, los volúmenes utilizados para estimar los recursos en cada cuenca se calcularon a partir de datos de espesor y distribución aérea BSR, visto a continuación:

Tabla 3. Dimensiones de las áreas consideradas para los cálculos de potencial de hidrato de gas.

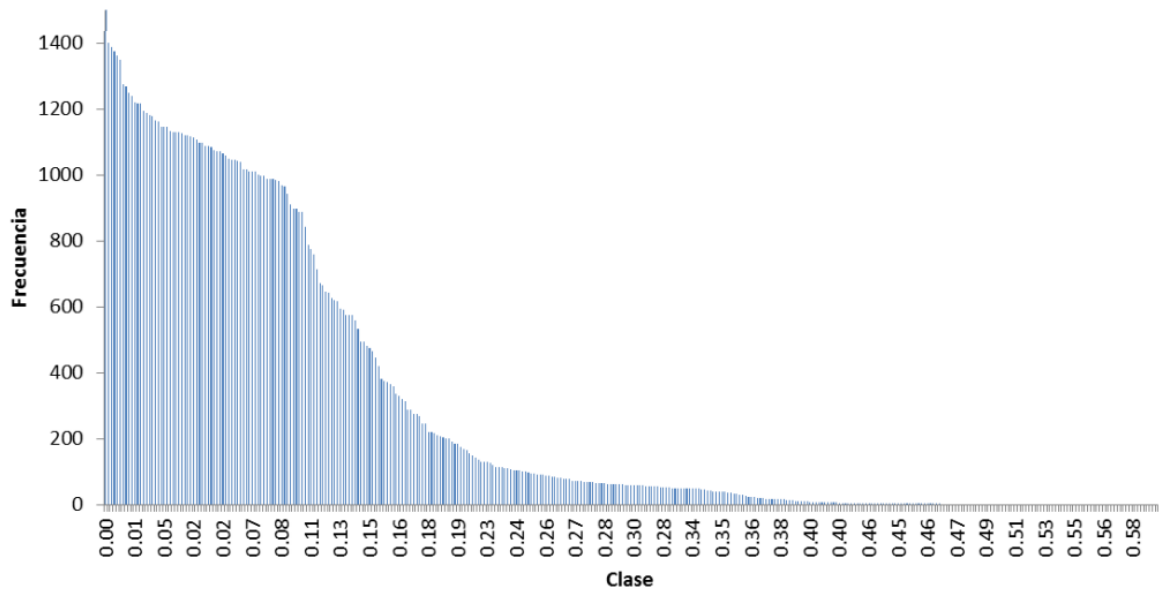
Cuenca	Área (Km ²)	Min.-Máx. Espesor (Km)	Volumen (Km ³)
Chocó offshore	22,404.33	0.004 - 4.81	40,731.63
Colombia Basin	2,042.33	0.397 - 1.27	1,635.12
Guajira offshore	18,873.14	0.0002 - 1.46	10,529.41
Pacífico Profundo	1,308.37	1.97 - 3.17	3,271.65
Sinú offshore	10,248.28	0.0009 - 1.14	5,189.15
Tumaco offshore	6,374.35	0.009 - 2.49	4,623.07

Fuente: VARGAS, Carlos. Evaluating total yet-to-find hydrocarbon volume in Colombia. 2012. Pág. 78

y por último la distribución de los valores de saturación de hidrato de gas y su rendimiento volumétrico pueden tomarse de áreas análogas de hidrato de gas. La distribución del valor de porosidad se estimó de acuerdo con los datos relativos a los registros de porosidad efectivos para 22 pozos. Sin embargo, la mayoría de los pozos disponibles no estaban dentro de las áreas de presencia de hidratos. Sin embargo, tales pozos representaron la única información disponible para calcular la distribución de porosidad (Figura 23). No se tomaron valores de porosidad inferiores al 3% para estimar la distribución, ya que no se consideraron valores esperados en

roca y podría haberse debido a errores en la toma de registros o al calcular la porosidad efectiva.

Figura 23. Distribución de porosidad



Fuente: ANH, Reservas probadas 1P de gas por departamento, 2016

Según Vargas ⁵² el potencial de hidratos de gas asociado en las cuencas marinas colombianas se calculó utilizando el enfoque probabilístico de Monte Carlo. La (Tabla 3) muestra los resultados obtenidos, sin contar las áreas restringidas debido a la presencia de reservas ambientales.

⁵² VARGAS, Carlos. Evaluating total yet-to-find hydrocarbon volumen in Colombia. Earth sciences research journal. 2012. Pág. 89

Tabla 4. Estimación del potencial de gas en los hidratos

Cuenca	Hidratos de gas (Tft ³)		
	P10	P50	P90
Chocó offshore	46.87	11.79	3.03
Colombia Basin	1.91	0.48	0.12
Guajira Offshore	12.18	3.08	0.79
Deep Pacific	3.68	0.93	0.24
Sinú Offshore	5.75	1.45	0.37
Tumaco Offshore	5.23	1.32	0.34
Total	75.63	19.04	4.89

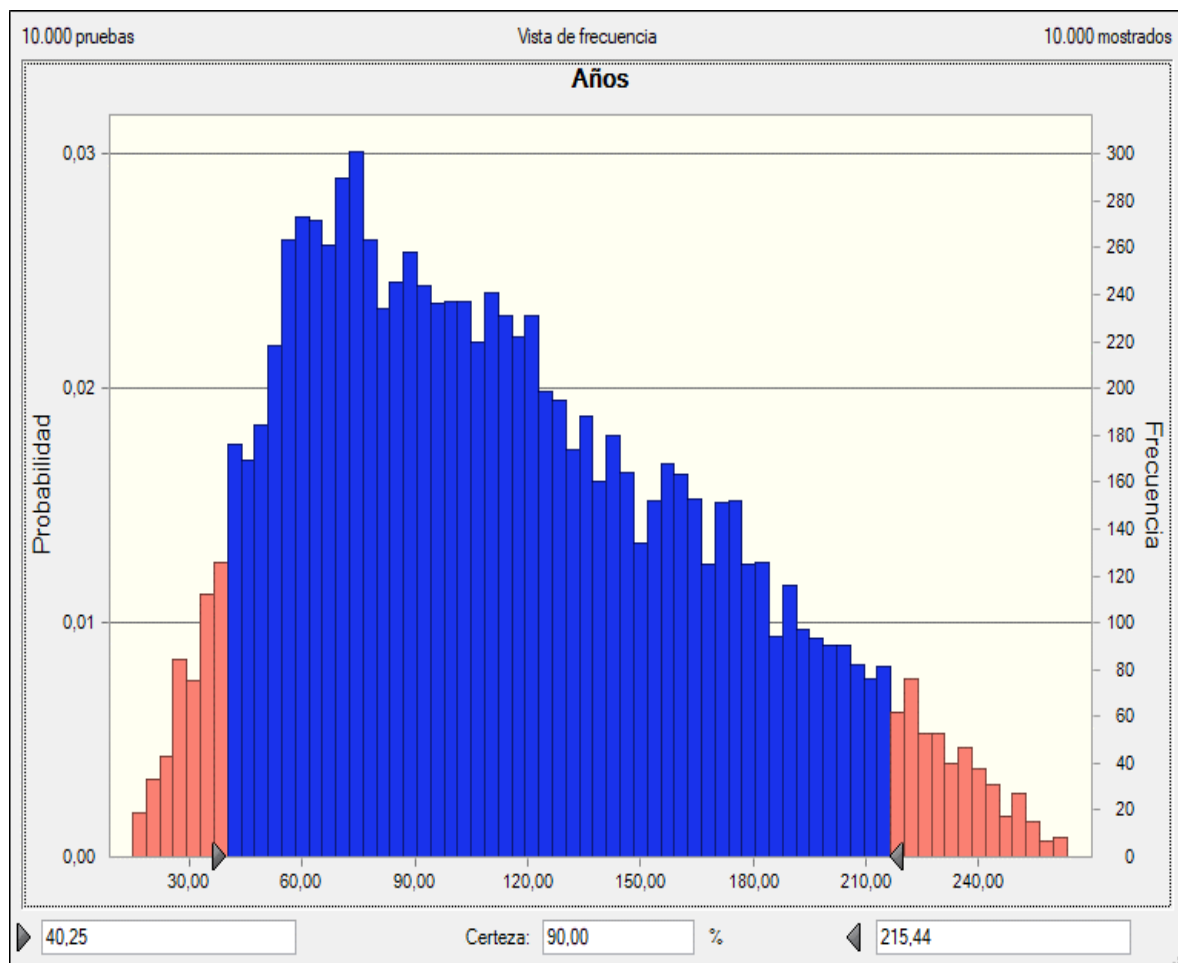
Fuente: VARGAS, Carlos. Evaluating total yet-to-find hydrocarbon volume in Colombia. 2012. Pág. 89

Luego de adquirir los valores de los percentiles en las estimaciones de gas en las cuencas Colombiana, se tomará una estimación más precisa hecha por Ortega⁵³ Asumiendo como variables de entrada estos volúmenes, así como el consumo de gas natural en Colombia para el año 2017, y las reservas probadas de gas convencional, Ortega⁵⁴ realizó una simulación estadística de Monte Carlo (Figura 24) que constó de diez mil pruebas, obteniéndose una media de 115.16 años y una desviación estándar de 54.14 años.

⁵³ ORTEGA, Oscar. Estudio de los yacimientos de hidratos de gas como posible alternativa energética para el país. Bucaramanga, 2019. Pág. 33.

⁵⁴ Ibid. Pág 34.

Figura 24. Estimación tiempo de abastecimiento de gas natural



Fuente: ORTEGA, Oscar. Estudio de los yacimientos de hidratos de gas como posible alternativa energética para el país. Bucaramanga, 2019. Pág. 33

Dada la alta incertidumbre del problema se plantearon tres escenarios, tomando como base los percentiles p10, p50 y p90, con el fin de facilitar su análisis (ver anexo C). El primer escenario, o escenario pesimista, asume un volumen de hidratos de gas mínimo con el cual se obtendría un abastecimiento de 50.68 años; un escenario base con un volumen de hidratos correspondiente al valor esperado, en el que se obtendría un abastecimiento de 107.37 años; y un escenario optimista, que asume un volumen de hidratos máximo que implica un abastecimiento de gas de hasta 194.71 años. De cualquier forma, se puede observar que en cualquiera de los casos

la suficiencia de gas de la nación se mejora considerablemente en comparación con los 14 años aproximados que se tienen estimados con las reservas convencionales, lo cual indica la gran importancia que pueden llegar a tener estos recursos si logran ser explotados.

8.3 MÉTODO CONVENIENTE DE EXPLOTACIÓN EN EL PAÍS

Dada las anteriores proyecciones para la explotación de hidratos de gas, Colombia presenta oportunidades de prospección de gas asociado a hidratos, siendo la cuenca más prospectiva la cuenca (P 10) del Chocó offshore (46.87 Tft³), seguida de la cuenca Guajira offshore (12.18 Tft³) y la cuenca del Sinú offshore (5.75 Tft³).

Tabla 5. Valores de gradiente geotérmico estimados en otros prismas de acreción

Lugar	Autor	Gradiente geotérmico (°C/Km)
Blake Ridge	Shipley et al 1979	40
Nankai Trough	Yamano et al 1982	41,5
Makran	Vohat 2003	33,7
Cinturón deformado del Caribe sur	Ladd et al 1984	40

Fuente: VESGA, María. Construcción e interpretación de la zona de estabilidad de los hidratos de gas en el caribe colombiano en sísmica 3-D como herramienta para futura exploración. Bucaramanga, 2013. Pág. 105

La deformación en el cinturón del Sinú – San Jacinto es similar a otros prismas de acreción como el prisma de Makran o Barbados. Además, Las estructuras geológicas asociadas al reflector BSR en el prisma de Makran, donde están comprobado la presencia de hidratos de gas, son muy similares a las encontradas

en la cuenca del Sinú. Otro aspecto importante según Vesga⁵⁵ es la similitud del gradiente geotérmico de otros prismas de acreción y el cinturón deformado del Caribe sur como se ve en la (Tabla 4).

Así como en Nankai Trough, que maneja valores similares de gradientes geotérmicos, la tecnología de despresurización es la más ventajosa para aplicar en las cuencas colombianas debido a su bajo costo de producción, su falta de necesidad de excitación continua, su equipo simple, la convivencia de la operación y su aplicabilidad a depósitos más grandes.

⁵⁵ VESGA, María. Construcción e interpretación de la zona de estabilidad de los hidratos de gas en el caribe colombiano en sismica 3-D como herramienta para futura exploración. Bucaramanga, 2013. Pág. 105

9. CONCLUSIONES

1. Los hidratos de gas pronostican ser la solución para la sostenibilidad energética de Japón y solucionar este déficit presupuestario que cruza el país, al ser el mayor importador de gas natural a nivel mundial. Por eso hoy invierte más de 50 millones de dólares USD anuales en el plan nacional de investigación y desarrollo de hidratos de gas en conjunto con el consorcio MH21 debido a lo cual tienen el enfoque a una producción en masa, lo que demuestra que la situación económica y energética actual es de gran potencial.
2. Según las pruebas implementadas y las múltiples investigaciones se ha determinado que la tecnología de despresurización es el método que actualmente cumple con los mejores parámetros a la hora de llevar a cabo una producción de HGN por su fácil operación y bajo costo, Sin embargo, su eficiencia de producción no es alta, ya que la despresurización se acompaña de un proceso de enfriamiento endotérmico. En los diferentes países mencionados se ha empezado a desarrollar tecnologías térmicas y métodos combinados que permiten la optimización al producir gas del hidrato, aumentando el radio de propagación y en consecuencia aumentando la producción de gas.
3. La perspectiva regional en materia de hidratos de gas es limitada con respecto a otros yacimientos no convencionales, por ende, premura investigar y desarrollar tecnologías que sean comercialmente viables y aprovechar el gran potencial energético del país en la costa caribe y pacífica que se estima que puede suplir el consumo interno de gas natural hasta por 100 años.

10. RECOMENDACIONES

- Se recomienda investigar nuevos incursores y países que están iniciando exploraciones y desarrollo sobre hidratos de metano.
- Se recomienda realizar un análisis económico sobre un método de producción de hidrato de gas ya implementado en algún campo mundial y hacer la analogía al contexto colombiano y si vale la pena la rentabilidad.
- Se recomienda hacer una bitácora donde se muestren los campos de hidratos de gas que han producido e implementado los diferentes tipos de métodos y las dificultades con las que se han encontrado y sugerencias de como mitigarlas.

BIBLIOGRAFÍA.

ANH. Reservas probadas 1P de gas por departamento. 2016.

ASHFORD, D.I. et al. Overview of engineering and operations activities conducted as part of the JOGMEC/ NRCan/Aurora Mallik 2007–2008 Gas Hydrate Production Research Well Program, Part B: 2008 field program. Canada: Geological Survey of Canada, Bulletin 601. Pág. 10.

_____. Overview of engineering and operations activities conducted as part of the JOGMEC/ NRCan/Aurora Mallik 2007–2008 Gas Hydrate Production Research Well Program, Part A: 2007 field program. Canada: Geological Survey of Canada, Bulletin 601. Pág. 13–14.

ASHOK, H; ZHU, T; WHITE, M.D; MCGRAIL, BP.; Simulation Study on Injection of CO₂-Microemulsion for Methane Recovery From Gas-Hydrate Reservoirs. En Society of Petroleum Engineers, 2006.

FOX B., Eliese; PRADEEP INDRAKANTI, Venkata. An Assessment of Methane Hydrate Recovery and Processing at Hydrate Ridge. Research Gate, (November. 2004 Pág. 12-13

BADAKHSHAN, Sadegh. A study of formation and dissociation of gas hydrate. Master of science of petroleum engineering. USA. Texas A&M University. 2012. Pág. 161.

BEAUDOIN, Y C, WAITE, W, BOSWELL, R & DALLIMORE, S R (eds), Frozen Heat a UNED global outlook on methane gas hydrates. United Nations Enviroment Programme. 2014. ISBN 978-92-807-3429-4. Pág. 76.

BOSWELL, R. COLLET, T. Current perspectives on gas hydrate resources energy & environmental science. 2011. Pág. 1215

BOSWELL, R.; SCHODERBEK, D.; COLLETT, T.S.; OHTSUKI, S.; WHITE, M., and ANDERSON, B.J. 2017. The Iñik Sikumi Field Experiment, Alaska North Slope: Design, operations, and implications for CO₂-CH₄ exchange in gas hydrate reservoirs: Energy Fuels, v. 31, no.1. Pág. 140-153.

BOSWELL, Ray et al. Viable Long-Term Gas Hydrate Testing Site Confirmed on the Alaska North Slope. En Fire in Ice. 2019, Vol. 19, Issue 1, Pág. 22.

BP Statistical Review of World Energy, Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/businesssites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>, ed 68th, 2019.

DALLIMORE, S.R. and COLLETT, T.S., eds. Scientific results from the Mallik 2002 gas hydrate production research well program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada: Geological Survey of Canada Bulletin 585, two CD-ROM set. 2005.

DURHAM, W, et al. The strength and rheology of methane clathrate hydrate. J geophys Res. 2003 volumen 108 Pág. 2182-2186.

ENGLEZOS, P. Clathrate hydrates Ind Eng Chem Res 1993; 32: Pág. 1251-74

GIL, Julián; ROJAS, Fernán. Métodos utilizados en la recuperación de gas natural en formaciones de hidratos de lechos marinos. Bucaramanga, 2008. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos), Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Pág. 132.

GOLDBERG D: The Role of Downhole Measurements in Marine Geology and Geophysics. Reviews of Geophysics 35, no. 3. Agosto de 1997. Pág. 315–342.

GÓMEZ ROSALES, Carlos Manuel y LEÓN HERRERA, Javier. Recuperación de gas metano en yacimientos de hidratos de gas en la cuenca colombiana como futura fuente de energía.

GÓMEZ, C.; LEÓN, J. Recuperación de gas metano en yacimientos de hidratos de gas en la cuenca Colombia como futura fuente de energía. Bucaramanga. 2000, Trabajo de grado (ingeniería de petróleos). Universidad Industrial de Santander, facultad de ingeniería físico-química. Escuela de ingeniería de petróleos. Pág. 247.

HESTER, Keith y GIAVARINI, Carlo. Immense Energy Potential and Environmental Challenges. Londe Springer. 2011

JOHNSON, Arthur. Global resource potencial of gas hydrate – A new calculation. Summer 2011. Pág. 4.

KONNO, Y., FUJII, T., SATO, A., AKAMINE, K., NAIKI, M., MASUDA, Y., ... NAGAO, J. Key Findings of the World's First Offshore Methane Hydrate Production Test off the Coast of Japan: Toward Future Commercial Production. Energy & Fuels, 31(3), 2017. doi: 10.1021/acs.energyfuels.6b03143. Pág. 2607–2616.

KURIHARA, M.; OUCHI, H.; NARITA, H.; MASUDA, Y. Gas production from methane hydrate reservoirs – proceedings of the 7th international conference on gas hydrates. Julio 2011. Pág. 17.

LEE, J., & III, J. W. K. et. Clathrate Hydrates. Solidification. doi:10.5772/intechopen.72956. (2018). Pág. 25.

LI, J., YE, J., QIN, X., QIU, H., ... WU, N. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea. *China Geology*, 1(1), 2018. doi:10.31035/cg2018003. Pág. 5–16.

LIANG, Y.-P., LI, X.-S., & LI, B. Assessment of Gas Production Potential from Hydrate Reservoir in Qilian Mountain Permafrost Using Five-Spot Horizontal Well System. *Energies*, 8(10). 2015. doi:10.3390/en81010796. Pág. 10796–10817.

LILLO, Nicolás; LIZANA, Jonathan. Hidratos de Metano Hielo inflamable: Seminario de economía energética, 2012. Pág. 35.

MAKOGON, Y. F., & OMELCHENKO, R. Y. Commercial gas production from Messoyakha deposit in hydrate conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 11, 2013. doi:10.1016/j.jngse.2012.08.002. Pág. 1–6.

MAX, M.; JOHNSON, Arthur. Exploration and production of oceanic natural gas hydrate. Critical factors for commercialization. 2 ed, Switzerland 2019. ISBN 978-3-030-00400-2. Pág. 79.

MINAGAWA, H.; ITO, T.; KIMURA, S.; KANEKO, H.; NODA, S. & Tenma, N. Depressurization and electrical heating of methane hydrate sediment for gas production: Laboratory-scale experiments. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 50, 2018. doi:10.1016/j.jngse. 2017.10.024. Pág. 147–156.

MORIDIS, G.J.; KOWALSKY, M.B.; PRUESS, K.; TOUGH+HYDRATE v1.0 User's Manual: A Code for the Simulation of System Behavior in Hydrate-Bearing Geologic Media, Report LBNL-0149E, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA 2008.

ORTEGA, Oscar. Estudio de los yacimientos de hidratos de gas como posible alternativa energética para el país. Bucaramanga, 2019. 40 P. Trabajo de grado (Magister en ingeniería físico-químicas – Escuela de ingeniería de petróleos.

OYAMA, Ai & Masutani, Stephen. A review of the methane hydrate program in Japan. 21 September, 2017. Doi:10.3390/en10101447

PETTIGREW TL: Design and Operation of a Wireline Pressure Core Sampler. ODP, Nota Técnica 17. College Station, Texas: Programa de Perforación de Pozos Profundos en los Océanos. 1992.

RESEARCH CONSORTIUM FOR METHANE HYDRATE RESOURCES IN JAPAN. Comprehensive Report of Research Results. Japan. Programa de R&D de hidrato de metano de Japón.2008. Pág. 72.

RIEDEL, Geophysical Characterization of gas hydrates, 2010, ISBN: 978-1-56080-218-1. Pág. 18.

RIEDEL, M., LONG, P. E., & COLLETT, T. S. Estimates of in situ gas hydrate concentration from resistivity monitoring of gas hydrate bearing sediments during temperature equilibration. Marine Geology, 227(3-4) 2006. doi:10.1016/j.margeo.2005.10.007. Pág. 215 225.

RIPMEESTER, J.A. Molecular perspectives on structure and dynamics in clathrate hydrates, 1996. New York. Pág. 161.

RUIZ, C.; DAVIS, N.; BENTHAM, P. et al. Structure and tectonic evolution of the south Caribbean basin, southern offshore Colombia: A progressive accretionary system: memoria VII simposio Bolivariano, Explotación petrolera en las cuencas subandinas, sociedad venezolana de geólogos, Caracas. Pág. 334-335

RUPPEL, C. Permafrost- Associated gas hydrate: is it really approximately 1 % of the global system? 9 october. 2014. Pág. 8

SASAKI, K., YAMAKAWA, T., & SUGAI, Y. Integrated Thermal Gas Production From Methane Hydrate Formation. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. 2014. doi:10.2118/167780-ms

SHIPLEY, T.H. M H, HOUSTON. R.T, BUFFLER. F.J, SHAUB. K.J, MEMILLEN, J.W, LADD & WORZEL, J.L. Seismic reflection evidence for the widespread occurrence of possible gas-hydrate horizons on continental slopes and rise. Vol 63. 1979. Pág. 2213

SLOAN, E. D., Clathrate hydrates of natural gases. Taylor and Francis, 2007

SLOAN, E.D., Clathrate hydrates of natural gas, 2 d ed. New York, Marcel dekker, 1993. Pág. 705.

S-M, Lu. Renewable and sustainable energy reviews: A global survey of gas hydrates development and reserves: specifically, in the marine field. 22 August. 2014.

SUBMITTING ORGANIZATION: CHEVRON EXPLORATION & PRODUCTION TECHNOLOGY COMPANY 1500 LOUISIANA STREET HOUSTON, TX 77002. Characterizing Natural Gas Hydrates in the Deep Water. Gulf of Mexico: Applications for Safe Exploration and Production Activities Semi-Annual Report (Emrys Jones), 2006. Pág. 21- 22.

TAKESHI, Komai; YASUhide, Sakamoto; ATSUSHI, Kishita; NORIAKI, Watanabe. Numerical simulation of gas hydrate bearing sediments for enhanced recovery using partial oxidation method. Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference. January 2015. Pág. 69-72.

VARGAS, Carlos. Evaluating total yet-for-find hydrocarbon volume in Colombia. Earth sciences research journal. 2012

VESGA, María. Construcción e interpretación de la zona de estabilidad de los hidratos de gas en el caribe colombiano en sísmica 3-D como herramienta para futura exploración, Bucaramanga, 2013. 1 Pág. 15. Trabajo de grado (Geólogo) Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de geología.

WILLIAMS E., Thomas; MILLHEIM, Keith y LIDDELL, Bill. Methane Hydrate Production from Alaskan Permafrost Final Report. Alazcan: Maurer Technology Inc. 13135 South Dairy Ashford, Suite 800 Sugar Land, TX 77478 Anadarko Petroleum Corp. 1201 Lake Robbins Drive the Woodlands, TX 77380, 2005. Pág. 203.

XINJUN, Guang, et al. Discussion on natural gas hydrate production technologies. En: China Petroleum Exploration. Volume 21, Issue 5, September 2016.

YAMAMOTO, K., KANNO, T., WANG, X.-X., TAMAKI, M., FUJII, T., CHEE, S.-S., ... SHAKO, V. Thermal responses of a gas hydrate-bearing sediment to a depressurization operation. RSC Advances, 7(10), 2017. doi:10.1039/c6ra26487e. Pág. 5554–5577.

YAMAMOTO, K., SUZUKI, K., WANG, X., MATSUNAGA, T., NISHIOKA, I., NAKATSUKA, Y., AND YONEDA, J. The second offshore production test of methane hydrates in the eastern Nankai trough and site characterization efforts: DOE-NETL Fire In the Ice Methane Hydrate Newsletter, Spring/Summer, 2019. Pág. 3.

YAMAMOTO, K., TERAOKA, Y., FUJII, T., IKAWA, T., SEKI, M., MATSUZAWA, M., & KANNO, T. Operational overview of the first offshore production test of methane hydrates in the Eastern Nankai Trough. Offshore Technology Conference. 2014. doi:10.4043/25243-ms

YOKOI, K.; NAKAMIZU, M.; SAEKI, T.; FUJII, T.; and TSUJI, Y. Recent progress of Japan's Methane Hydrates Exploitation Program in the Nankai Trough, offshore central Japan. Paper OS41F-02 presented at the Western Pacific Geophysics Meeting. July 24-27, 2006, Beijing, China, 2006.

ZHU, T. injection for CO₂ recovery of methane from gas hydrate reservoirs natural gas hydrates. En society of petroleum engineers, SPE 13596. 1985.

ANEXOS

ANEXO A. Localización de los hidratos en el mundo

Ambiente Marino

Nº EN MAPA	LOCALIZACIÓN	TIPO DE EVIDENCIA	REFERENCIA
1	Panamá (Océano Pacífico)	BSR ,Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979) Krason y Ciesnik (1986)
2	Costa Rica (Middle America Trench, MAT)	BSR ,Lit Rvw, Corazones	Shiple y colaboradores (1979) Kvenvolden y Mc Donald (1985) Finley y Krason (1986)
3	Nicaragua (MAT)	BSR ,Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979) Finley y Krason (1986)
4	Guatemala (MAT)	BSR, Lit Rvw, Corazones, Corazones, Clorinidad, Clorinidad, Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979) Harrison y Curiale (1982) Kenolden y Mc Donald (1985) Hesse y Harrison (1981) Harrison y Curiale (1982) Harrison y Curiale (1982)
5	México (MAT)	BSR, Corazones, Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979) Shiple y Didik (1982)

N° EN MAPA	LOCALIZACIÓN	TIPO DE EVIDENCIA	REFERENCIA
			Finley y Krason (1986)
6	México (Golfo de California, Cuenca Guimas)	BSR	Lendsale (1985)
7	Cuenca Rio Anguila (California)	BSR, Corazones, Lit Rvw	Field y Kvenvolden (1985) Brooks y colaboradores (1991) Krason y Ciesnik (1986)
8	Oregón EE.UU (Cuenca Cascadia)	BSR, Corazones	Moore (1992); Yuan (1996) Westbrook y colaboradores (1994)
9	Isla de Vancouver (Cuenca Cascadia)	BSR	Davis y colaboradores (1990) Hyndman y Spence (1992)
10	Alaska (E. Aleutian Trench)	BSR	Kvenvolden y Von heune (1985)
11	Alaska (Mid Aleutian Trench)	BSR, Clorinidad, Lit Rvw	McCarthy y colaboradores (1985) Hesse y Harrison (1981) Krason y Ciesnik (1987)
12	Alaska (Mar de Bering)	VAMPS	Scholl y Cooper (1978)
13	Alaska (Beringian Margin)	BSR, Lit Rvw	Carlson colaboradores (1985) Krason y Ciesnik (1987)
14	Cordillera Shirshow (URSS)	BSR	Saltikova y colaboradores (1987)
15	Isla Paramushir (Okhots sea)	Corazones	Zonenshaya y colaboradores (1987)

N° EN MAPA	LOCALIZACIÓN	TIPO DE EVIDENCIA	REFERENCIA
16	Japón (Mar de Japón)	Corazones	Tamake y colaboradores (1990)
17	Japón (Japan Trench)	Corazones	Moore y Gieskes (1980)
18	Canal Nankay de Japón	BSR	Aoki y colaboradores (1983) Tamano y colaboradores (19849
19	Depresion Hikurangi de nueva Zelanda	BSR	Katz (1981)
20	Peru - Chile Trench off Chile	BSR	Cande y colaboradores
21	Peru - Chile Trench off Peru	BSR, Corazones	Miller y colaboradores Kvenvolden y kastner (1990)
22	Isla Sahkalin (RUSIA)	Sample	Ginsburg y colaboradores (1988)
23	Argentina (cuenca central Argentina)	BSR	Manley y Flood (1988)
24	Brazil (Amazon fan)	BSR	Manley y Flood (1988)
25	Complejo Montañoso Barbados	BSR	Ladd y colaboradores (1982)
26	Mar Caribe	BSR	Shiple y colaboradores (1979) Finley y Krason (1986) Minshull y colaboradores (1994)
27	Cuenca Colombiana (Colombia y Panama)	BSR, Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979) Hedber (1980) Krason y colaboradores (1985)

N° EN MAPA	LOCALIZACIÓN	TIPO DE EVIDENCIA	REFERENCIA
28	Golfo de México (México)	BSR, Lit Rvw	Brooks y colaboradores (1984, 1986) Paum y colaboradores (1986)
29	Golfo de México (USA)	Corazones, Lit Rvw	Markl y colaboradores (1970) Shipley y colaboradores (1979) Dillon y colaboradores (1980) Kvenvolden y Barnard (1983) Jeden y gieskes (1983) Krason y Ridley (1985)
30	Cordillera Blake Outer (USA)	BSR, Corazones, Clorinidad, Lit Rvw	Dillon y colaboradores (1983)
31	Elevación Carolina	BSR	Tuchoike y colaboradores (1977) Krason y Rudlof (1985)
32	Elevacion Continental del este de USA	BSR Lit Rvw	Taylor y colaboradores (1979) Krasson y Rudloff (1985)
33	Labrador Shelf off Newfoundland	BSR Lit Rvw	Bugge y colaboradores (1987) Hesse y Harrison (1981)
34	Noruega (Margen Continental)	BSR Clorinidad	Yefremova y Zhizhchenko (1972) Kremlev y Ginsbur (1989) Konyukhov y colaboradores (1990)

N° EN MAPA	LOCALIZACIÓN	TIPO DE EVIDENCIA	REFERENCIA
			Ciesnik y krason (1991)
35	Crimea, Ucrania (Mar negro URSS)	Corazones Lit Rvw	Judge (1982)
36	Caucaso, URRS (Mar negro)	BSR	Andreassen y colaboradores (1990)
37	Golfo de Omán	BSR	Eiken y Hinz (1989) Andreassen y Hansen (1995)
38	Mar Beafort de Alaska	BSR	Kvenvolden y colaboradores (1987)
39	Mar Beafort de Alaska	Registros	Melver (19759 Lonsdale (1990)
40	Cuenca Svedrup de Canadá	Registros	Lonsdale (1990)
41	Noruega (Mar Barents)	BSR	Yefremova y Zhizhchencko (1972) Ginsburg y colaboradores (1992)
42	Svalbard (Estrecho Fram)	BSR	Hutchinson y colaboradores (1991)
43	Wilkes Land Margín de Antártica	BSR	Shiple y colaboradores (1979) Krason y Ciesnik (1986)
44	Mar Rossde la Antártica	Gas Clorinidad	Shiple y colaboradores (1979) Kvenvolden y Mc Donald (1985) Finley y Krason (1986)
45	Mar Weddell de la Antártica	BSR	Shiple y colaborades (1979) Finley y Krason (1986)

N° EN MAPA	LOCALIZACIÓN	TIPO DE EVIDENCIA	REFERENCIA
46	Mar Caspio, Azerbaijan	Corazones	Shipley y colaboradores (1979) Finley y Krason (1986)
47	Lake Baikal, Russia	BSR	Shipley y colaboradores (1979) Shipley y Didik (1982) Finley y Krason (1986)

Hidratos Continentales

N° EN MAPA	LOCALIZACIÓN	TIPO DE EVIDENCIA	REFERENCIA
A	Alaska, North Slope	Registros Corazones Lit RVW	Collet (1983) Collet y Kvenvolden (1987) Collet y colaboradores (1988)
B	Delta del Río Mackenzie, Canadá	Registros Corazones	Bily y Dick (1974)
C	Islas del Ártico, Canadá	Registros	Davidson y colaboradores (1978)
D	Provincia Timan- Pechora. URSS	Gas	Cherskiy y colaboradores (1985)
E	Campo Messoyaka	corazones	Makogon y colaboradores (1985)
F	Este de Siberia, URSS	Gas	Cherskiy y colaboradores
G	NE de Siberia	Gas	Cherskiy y colaboradores (1985)
H	Kamchatka, URSS	Gas	Cherskiy y colaboradores (1985)

ANEXO B. Nueva evaluación del potencial de recursos de hidratos de gas

REGIÓN (Designación de la nación unida)	Gas en sitio Rango	Gas en sitio Media
USA	1500- 15434	7013
Canadá	533-8979	2228
Europa Occidental	36- 14858	1425
Europa central y oriental	0- 105	13
Unión Soviética	1524-10235	3829
Norte de África	6- 1829	218
África Oriental	42-26672	3181
África del Sur	79-26672	3139
Medio Este	31-3848	573
China	10-1788	177
Este de Asia	14-2703	371
India	36-6268	933
Sur de Asia	20-3497	557
Japón	71-471	212
Oceanía	38-6750	811
Pacífico Asiático	64-25946	1654
Lationoamerica y el Caribe	258-31804	4940
Oceano del Sur	144-45217	3589
Oceano Ártico	178-55524	6621
Total	4705-313992	43311

ANEXO C. Percentiles simulación de Monte Carlo

Previsión: Años	
Percentil	Valores de previsión
P100	14.98
P90	50.68
P80	64.86
P70	77.79
P60	91.78
P50	107.37
P40	123.03
P30	142.78
P20	165.37
P10	194.71
P0	263.47