

**PLANTEAMIENTO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA LA ESTIMACIÓN DE
LA PRODUCCIÓN DE GAS DE HIDRATOS POR EL MÉTODO DE
DESPRESURIZACIÓN**

LUIS ALEJANDRO TORRES DORIA

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

2017

**PLANTEAMIENTO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA LA ESTIMACIÓN DE
LA PRODUCCIÓN DE GAS DE HIDRATOS POR EL MÉTODO DE
DESPRESURIZACIÓN**

LUIS ALEJANDRO TORRES DORIA

Trabajo de grado para optar por el título de: Ingeniero de Petróleos

Director

NICOLÁS SANTOS SANTOS

M. Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

ANDRÉS FELIPE ORTIZ MENESES

Ingeniero de Petróleos

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

2017

“La vida no es la que uno vivió sino la que uno recuerda y cómo la recuerda para contarla”.

Gabriel García Márquez – Vivir para Contarla.

AGRADECIMIENTOS

Al Creador, por darme la fortuna de estar vivo y contemplar la maravillosa obra que construyó y sigue construyendo para nosotros.

A mis padres, Luis Enrique y Nazly, por absolutamente todo lo que han hecho por mí, por esforzarse tanto, por esmerarse día a día en enseñarme a ser una mejor persona, por darme todo cuánto han podido. Sencillamente, yo no pude haber tenido mejores guías en esta vida, LOS AMO CON MI ALMA.

A mi familia, por apoyarme siempre y por estar al pendiente de mí. Los quiero mucho.

A la mitad de mi vida, mi fiel acompañante, Lucky, porque aunque lleve muy poco conmigo, sabe siempre sacarme una sonrisa incluso en mis momentos de tristeza. Ojalá podamos durar mucho más tiempo juntos.

A mi segunda familia, la familia de esgrima, por el acompañamiento y por la dicha de compartir con ustedes algo de lo que más me gusta hacer en el mundo.

A los Clubes de Lectura, por haberme dado semana a semana un lugar para desestresarme y deleitarme en el arte.

A mis niñas, mi dúo dinámico, las mejores. Edna y Cindy, por todos estos años de alegrías, tristezas, confidencias, experiencias y consejos. Mi paso por la universidad no hubiese sido ni la mitad de interesante que fue sin ustedes.

A los amigos que hice antes de llegar a Bucaramanga: Dayii, Marce, Ana, Chino, Sergio, Marii, Iván, Marco, Cacha, Jose. A quienes les agradezco tantos años de amistad y buenos momentos.

Al mejor comité del mundo, Katty, Andrés, Pipe, Lina, Genghini, y en general a todo el comité de ST, quisiera aprovechar esta magnífica oportunidad en este bello día para agradecerles por tan enriquecedora experiencia.

A mis colegas y compañeros que me acompañaron en este corto trasegar por la universidad: David, Jaime, Six, Silvi, Miss, Motta, Mello, Yess, Samu, Javier, Pater, Henao, Fabián, Leonardo, Pipe R., Suárez, y otros con quienes me excuso de antemano por no haber nombrado. Les deseo muchísimos éxitos en el futuro como personas y profesionales.

Finalmente, a la universidad y a todos los profesores que contribuyeron en este trabajo y en mi formación como profesional. Aprecio mucho su labor y los conocimientos que procuraron transmitirme.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. HIDRATOS DE GAS	19
1.1. HISTORIA DE LOS HIDRATOS DE GAS	19
1.1.1. El descubrimiento de la estructura.	19
1.1.2. Hidratos de gas en taponamiento de tuberías.	19
1.1.3. Hidratos en la naturaleza.	20
1.2. FORMACIÓN Y ESTRUCTURA DE LOS HIDRATOS DE GAS	21
1.2.1. Formación de los hidratos de gas.	21
1.2.1.1. Condiciones de formación de los hidratos de gas.....	23
1.2.1.2. Determinación de las condiciones de formación de los hidratos de gas. ...	25
1.2.2. Estructuras cristalinas de los hidratos de gas.	25
1.2.2.1. Estructura I.....	26
1.2.2.2. Estructura II.....	27
1.2.2.3. Estructura H.....	29
1.3. PROPIEDADES DE LOS HIDRATOS DE GAS	29
1.3.1. Densidad.....	30
1.3.2. Propiedades térmicas de los hidratos.	31
1.3.2.1. Calor específico.	31
1.3.2.2. Conductividad térmica.....	32

1.3.2.3. Expansibilidad térmica.	33
1.3.2.4. Entalpía de disociación.	34
1.3.3. Propiedades mecánicas de los hidratos.....	35
1.3.4. Propiedades eléctricas de los hidratos.....	36
2. PRESENCIA DE HIDRATOS DE GAS EN LA NATURALEZA	37
2.1. ZONAS DE ESTABILIDAD DE LOS HIDRATOS DE GAS	37
2.1.1. Zonas de estabilidad de hidratos en ambientes oceánicos.....	38
2.1.2. Zonas de estabilidad de hidratos en ambientes continentales.....	39
2.1.3. Ocurrencia de zonas de estabilidad de hidratos a nivel mundial.	41
2.1.4. Ocurrencia de zonas de estabilidad de hidratos a nivel nacional.....	44
2.2. PROCEDENCIA DEL GAS DE LOS HIDRATOS.....	45
2.2.1. Gas biogénico.....	45
2.2.2. Gas termogénico.....	47
2.3. DETECCIÓN DE LOS HIDRATOS DE GAS EN LA NATURALEZA	48
2.3.1. Técnicas de teledetección.....	48
2.3.2. Métodos directos de detección.	49
2.3.2.1. Corazonamiento.....	49
2.3.2.2. Registros de pozo.	50
2.4. YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS	52
2.4.1. Yacimientos de hidratos de gas someros.	54
2.4.2. Yacimientos de hidratos de gas profundos.	55
2.4.3. Clasificación por contenido de los GHR.....	57
2.4.3.1. Yacimientos clase 1.	57

2.4.3.2. Yacimientos clase 2.	57
2.4.3.3. Yacimientos clase 3.	58
2.4.3.4. Yacimientos clase 4.	58
3. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE GAS PROVENIENTE DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS	59
3.1. MÉTODO DE DESPRESURIZACIÓN.....	61
3.1.1. Esquemas de aplicación del método de despresurización.....	62
3.2. MÉTODO DE ESTIMULACIÓN TERMAL	65
3.2.1. Esquemas de aplicación del método de estimulación termal.....	66
3.2.1.1. Inyección de fluidos calientes.	66
3.2.1.2. Generación de calor in situ.	69
3.3. MÉTODO DE INHIBICIÓN QUÍMICA.....	71
3.4. OTROS MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DEL GAS PROVENIENTE DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS.....	73
4. PLANTEAMIENTO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS DE HIDRATOS POR EL MÉTODO DE DESPRESURIZACIÓN	74
4.1. MODELOS MATEMÁTICOS PARA LOS GHR.	74
4.1.1. Modelos termodinámicos.	74
4.1.2. Modelos cinéticos con transferencia de calor y balance de materia.	75
4.1.3. Modelos de equilibrio con transferencia de calor y balances de materia.	76
4.1.4. Modelos de equilibrio con balances de materia.	76
4.2. MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO	77
4.2.1. Ecuaciones que conforman el modelo.	80
4.2.2. Solución numérica del modelo.	82

4.3. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE SIMHYDRATES	84
4.3.1. Interfaz gráfica.	85
4.3.1.1. Pantalla de presentación.....	85
4.3.1.2. Pantalla principal.....	85
4.3.1.3. Menú datos.	86
4.3.1.4. Menú gráficas.	88
4.4. EJEMPLOS DE RESULTADOS DEL MODELO	88
4.4.1. Producción acumulativa de gas.	90
4.4.2. Producción acumulativa de agua.	92
4.4.3. Presión de producción del modelo.	92
4.4.4. Perfil de saturaciones.....	93
4.4.5. Tasa de producción de gas.....	94
5. CONCLUSIONES	97
6. RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFÍA	101
ANEXOS	108

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Hidrato de gas.....	22
Figura 2. Gráfica de contenido de agua en gases dulces.	23
Figura 3. Curva típica de condiciones de equilibrio de los hidratos.	24
Figura 4. Poliedros de estructura I de los hidratos de gas.	27
Figura 5. Poliedros de estructura II de los hidratos de gas.	28
Figura 6. Poliedros de estructura H de los hidratos de gas.....	30
Figura 7. Calor Específico de varios hidratos de gas.	33
Figura 8. Coeficiente de expansión térmica del hidrato.	34
Figura 9. Resistividad de las rocas en presencia de hidratos.	36
Figura 10. Zonas de estabilidad de hidratos en ambientes oceánicos.....	39
Figura 11. Zonas de estabilidad de hidratos en ambientes continentales.....	40
Figura 12. Presencia de hidratos a nivel mundial.	45
Figura 13. Distribución de carbono orgánico en el fondo marino.	47
Figura 14. Respuesta de los Registros en la HSZ.	52
Figura 15. Clasificación de los hidratos según su acomodamiento en el medio poroso.....	54
Figura 16. Métodos de disociación de un hidrato de gas.	60
Figura 17. Esquema típico de explotación de los GHR con capa suprayacente de gas.	64
Figura 18. Fracturamiento hidráulico salino propuesto por McGüire.....	68
Figura 19. Esquemas utilizados para la inyección de fluidos calientes.....	69
Figura 20. Calentamiento electromagnético propuesto por Heinemann.	72
Figura 21. Algoritmo solución.....	84
Figura 22. Pantalla de presentación.	86
Figura 23. Pantalla Principal.	87

Figura 24. Submenú “producción”.....	89
Figura 25. Submenú “condiciones iniciales”.....	89
Figura 26. Submenú “propiedades petrofísicas”.....	90
Figura 27. Submenú “propiedades de los fluidos”.....	91
Figura 28. Producción acumulativa de gas.....	92
Figura 29. Producción acumulativa de agua.....	93
Figura 30. Presión de producción del núcleo.....	95
Figura 31. perfil de saturaciones.....	95
Figura 32. Tasa de producción de gas.....	96

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Densidades típicas de los hidratos más comunes de la naturaleza.	32
Tabla 2. Calores de disociación de hidratos de gas.....	36
Tabla 3. Ubicación mundial de las zonas de estabilidad de hidratos.	41
Tabla 4. Datos de simulación utilizados.....	91

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Instrucciones de uso de la herramienta Software SimHydrates.	108

RESUMEN

TÍTULO: PLANTEAMIENTO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS DE HIDRATOS POR EL MÉTODO DE DESPRESURIZACIÓN. *

AUTOR: LUIS ALEJANDRO TORRES DORIA**

PALABRAS CLAVES: Hidratos de Gas, Producción, Energía, No convencional, Metano.

DESCRIPCIÓN

En los últimos años, la demanda energética global ha venido creciendo considerablemente debido a múltiples factores entre los cuales se resaltan el crecimiento poblacional y el crecimiento socioeconómico de las naciones. Este aumento en la demanda ha llevado a muchas mentes a buscar maneras de suplirla mediante la búsqueda de diferentes fuentes de energía.

Anteriormente, el carbón predominaba como la fuente de energía con mayor aporte a nivel mundial, hasta que apareció en el panorama el petróleo y tuvo un crecimiento acelerado debido a su gran capacidad energética; sin embargo, este par se estaban quedando cortos para suplir la demanda, y por eso, en búsqueda de más fuentes, se empezó a recurrir al gas.

Actualmente, por detrás del crudo y el carbón, el gas es un agente importante en el suplemento de la demanda energética; por eso, se busca su extracción de yacimientos que antes no se concebían como productores, entre los cuales tenemos, por citar algunos ejemplos, a los yacimientos de shale gas y a los de hidratos de gas.

Dicho entonces lo anterior, este trabajo se centra en el desarrollo de herramientas que vayan en pro del entendimiento claro de algunos fenómenos que se vinculen a la producción de gas de hidratos, y a su vez, en la realización de un modelado que estime las cantidades de gas que se pueden extraer de este tipo de estructuras para así, estudiar posteriormente su viabilidad técnica y comercial.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Nicolás Santos Santos, M. Sc.

ABSTRACT

TITLE: A MATHEMATICAL MODEL APPROACH FOR ESTIMATING GAS PRODUCTION FROM HYDRATES BY DEPRESSURIZATION METHOD. *

AUTHOR: LUIS ALEJANDRO TORRES DORIA**

KEY WORDS: Gas Hydrates, Production, Energy, Unconventional, Methane.

DESCRIPTION

In recent years, the global demand for energy has been considerably increasing due to multiple factors including among them the population growth and socioeconomic development of nations. This increase in demand has led many people to look for ways to supply it through different energy sources search.

Formerly, coal had been the energy source with the most important contribution globally, until oil appeared in the panorama and had an accelerated growth because of its big energy capacity; nevertheless, both were still falling short to supply demand, and that was why, searching more sources, gas started to be an option.

Currently, behind oil and coal, gas is the most important agent in the energy demand supplying; that is why its extraction is studied in reservoirs that were not seen as producers in past times (Unconventional Reservoirs), among which are, to take some examples, shale gas reservoirs and gas hydrate reservoirs.

Having said that, this work focuses on the development of tools that work in favor of clear understanding of certain phenomena linked to the gas produced from hydrates, and in turn, in carrying out a modelling which can estimate quantities of gas it could be extracted from this type of structures to subsequently consider if is technical and commercially viable.

* Degree Project

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Nicolás Santos Santos, M. Sc.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, con el desmesurado crecimiento poblacional que se ha visto con el paso del tiempo -y especialmente en las últimas décadas-, es lógico pensar que el consumo energético ha aumentado considerablemente, por lo que uno de los objetivos de la humanidad desde hace algún tiempo ha sido procurar que la demanda satisfaga la necesidad energética que se tiene actualmente, tarea que se está volviendo cada vez más compleja debido a que las fuentes energéticas de sencilla extracción (comparada con las nuevas fuentes que han sido recientemente descubiertas) tales como los hidrocarburos explotados de yacimientos convencionales, el carbón extraído de las minas, las energías renovables, y algunas otras; o bien están llegando a su tope, o bien no tienen la suficiente energía para cubrir un alto porcentaje de la demanda.

De acuerdo con un balance del consumo de energía primaria mundial al 2014 realizado por una prestigiosa empresa internacional vinculada con el sector energético¹, más de tres cuartos de los combustibles usados en el mundo son combustibles fósiles (Petróleo, Gas y Carbón), y según la Agencia Internacional de Energía², la tendencia de las distintas fuentes de energía que se tienen hoy es al alza. Es por esto que se escucha tanto hablar de avances en la extracción de una u otra fuente, o de mejoras en los procesos que hay para su obtención, y por supuesto, de nuevos descubrimientos que amplían las reservas de la energía y dan un respiro a la humanidad debido a que eso garantiza, aunque sea por corto tiempo, un poco más de cubrimiento del consumo.

¹BP ESPAÑA, “BP presenta el BP Statistical Review de 2015”, disponible el 18/06/2017 en: http://www.bp.com/es_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2015/bppresenta-bp-statistical-review-2015.html

² BBC News, “Energy needs ‘to grow inexorably’”, disponible el 18/06/2017 en: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/science/nature/7081679.stm>

En el caso colombiano, estudios indican que los patrones se ajustan medianamente al comportamiento global, puesto que los combustibles fósiles ocupan gran parte de la demanda, pero no tan significativamente como se indica en el mundo. El gas, según los pronósticos y contrario al comportamiento observado, parece ser el combustible que más crecerá -en materia de consumo- realizando un promedio de todos los sectores energéticos (Residencial, Transporte, Industrial, Comercial y Otros)³, por lo que el aumento de las reservas de éste sería idóneo para satisfacer las necesidades que se sufren a nivel nacional.

Es entonces que el modelamiento de este tipo de estructuras en el medio poroso cobra importancia, puesto que se hace necesario entender el comportamiento de las mismas para poder evaluar los prospectos de producción y decidir cuáles son viables económica y técnicamente para explotar el máximo contenido energético de éstas.

Considerando todo lo dicho anteriormente, se desarrolla el trabajo propuesto como un abre bocas a la explotación de los hidratos de metano en Colombia, buscando incentivar a la industria a preocuparse por este tipo de estructuras que, además de ser las más abundantes a nivel mundial, representan una solución al problema de desabastecimiento energético al cual infortunadamente se está encaminando la humanidad.

³ IADB Plan Energético Nacional: Contexto y Estrategias (2006-2025), [en línea] disponible en: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=39201284>

1. HIDRATOS DE GAS

1.1. HISTORIA DE LOS HIDRATOS DE GAS

1.1.1. El descubrimiento de la estructura. Se conoce de los hidratos de gas porque fueron descubiertos en laboratorios, sin embargo, existe controversia sobre quién y cuándo fue que sucedió el acontecimiento. Algunos autores atribuyen el descubrimiento al químico británico Sir. Humphrey Davy, quien en 1810 enfrió una solución acuosa saturada con cloro gaseoso por debajo de los 9°C, obteniendo un material semejante al hielo. Otros, por el contrario, afirman basados en algunas evidencias que fue el filósofo británico Joseph Priestley quien obtuvo por primera vez hidratos 30 años antes que Davy, su estudio se basaba en analizar el congelamiento del agua en presencia de diferentes gases, y como resultado obtuvo que se formó hielo de la mezcla de dióxido de azufre (SO₂) y agua, y que este inusual hielo no flotaba en el agua, como el hielo tradicional, sino que se iba al fondo, demostrando que algunos gases alteraban el congelamiento del agua y formaban junto con ella estructuras más densas que el hielo. También existe la hipótesis de que incluso hubo otros tres investigadores que obtuvieron hidratos después del filósofo y antes que el químico. Estos fueron Torbern Bergman en 1783, Antoine de Fourcroy en 1796 y Louis N. Vauquelin en 1798.

1.1.2. Hidratos de gas en taponamiento de tuberías. Para inicios del siglo XX, los hidratos entran en la industria del petróleo, sin embargo, no fue precisamente cómo una fuente energética. Los ingenieros de la época se dieron cuenta que los hidratos estaban causando problemas debido a que formaban grandes acumulaciones que taponaban la tubería y generaban pérdidas de presión. Hammerschmidt desarrolló una ecuación que permitía predecir el taponamiento de tuberías por efecto de los hidratos y sentó las bases para el control de la generación de estos en las líneas de

flujo. Posteriormente numerosos científicos como Katz, Kobayashi, Sloan y Kamath, por nombrar algunos, profundizaron el estudio de la formación de hidratos en tuberías. Al día de hoy, el problema del taponamiento con hidratos es bastante común en el transporte de gas; las soluciones que más eficacia han tenido para controlar este problema es la inyección de agentes desecantes y deshidratantes a las tuberías, como metanol o glicoles, con el fin de remover el agua que viene junto con el gas y evitar la cristalización del hidrato.

1.1.3. Hidratos en la naturaleza. Fue hasta 1946 que el profesor N. Strizhev sugirió la existencia de hidratos en condiciones geológicas naturales. Cerca de 20 años después, el ingeniero ruso Yuri Makogon sustentó la formación de hidratos de gas natural en estratos porosos, después de un análisis de estudios de formación de hidratos y posterior correlación con datos del pozo Markha, que tenía rocas congeladas a profundidades cercanas a los 1400 metros. Se corroboró esta teoría en 1969 cuando se realizó la perforación exploratoria de un campo ubicado en Siberia llamado Messoyakhi, ya que se extrajeron corazones de pozos que contenían indicios de hidratos en estado natural.

Los años siguientes, por primera vez en la historia se produjo gas proveniente de hidratos. Se obtuvieron cerca de 5000 millones de metros cúbicos de gas provenientes de la descomposición de los hidratos presentes en el Messoyakhi. Fue desde entonces que se empezó a hablar de la viabilidad de producir este gas para utilizarlo como fuente de energía.

Pasada una década del descubrimiento y producción del gas de hidratos del campo ruso, se descubrió presencia de hidratos en Alaska y el Delta de Mackenzie en Canadá; en adición fue descubierto que los hidratos se podían acumular en sedimentos de aguas profundas mediante estudios y análisis hechos a muestras de las costas estadounidenses, mexicanas y centroamericanas.

A raíz de estos descubrimientos, se empezaron a planear varios estudios Internacionales con los gobiernos de Japón, Estados Unidos y Canadá a la cabeza. Fue entonces que en 2002 se hizo la primera prueba de producción de gas proveniente de hidratos en el Permafrost de Canadá y en Marzo de 2013, la primera prueba costa afuera en cercanías de la Fosa de Nankai en Japón.

1.2. FORMACIÓN Y ESTRUCTURA DE LOS HIDRATOS DE GAS

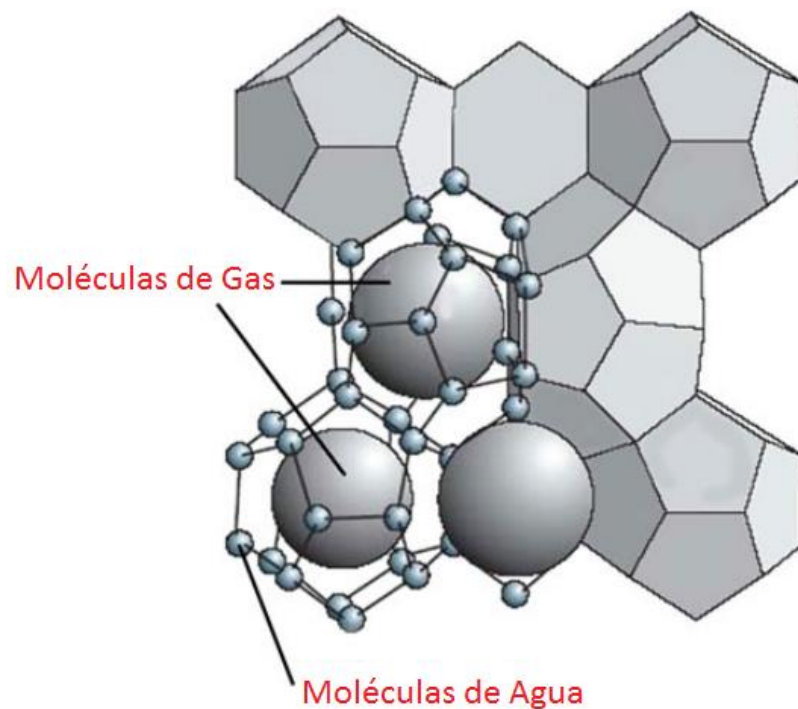
Los hidratos de gas, también llamados clatratos de gas, clatratos, hidratos o “jaulas de hielo” son estructuras de agua que se solidifican con una o varias moléculas de gas en su interior. Al tratarse de la solidificación de la mezcla de gas y agua, las propiedades intrínsecas de la sustancia no son las mismas que las del agua pura, por lo que no se van a solidificar a las mismas condiciones que ésta.

1.2.1. Formación de los hidratos de gas. El agua forma hielo cerca de los 0°C a presión atmosférica, sin embargo, cuando está en presencia de otras especies moleculares como algunos gases, puede ocurrir que las moléculas de hidrógeno presentes en el agua se reorienten en torno a estas otras moléculas y formen cristales sólidos. Es así como se forman los hidratos, estructuras en las cuales el agua actúa como la molécula *anfitriona* y se compone de jaulas que entrapan a las otras moléculas que van a recibir el nombre de *huéspedes* (Figura 1.1). La estabilización del hidrato no se debe sólo a la vinculación directa de las moléculas anfitriona y huésped, de hecho, las moléculas huéspedes pueden moverse libremente en las jaulas de hielo; lo que realmente estabiliza a las moléculas es la fuerza de atracción de van der Waals que existen entre las moléculas huéspedes y el agua.

Para formar el hidrato, se necesitan satisfacer 3 condiciones:

- Presencia de agua suficiente,
- Presencia de la molécula huésped del hidrato, que puede ser casi cualquier gas (aunque el Helio, el Neón y el Hidrato requieren de presiones enormes de formación) y,
- Las condiciones de presión y temperatura necesarias para la molécula huésped, (Deben ser altas presiones y bajas temperaturas).

Figura 1. Hidrato de gas.

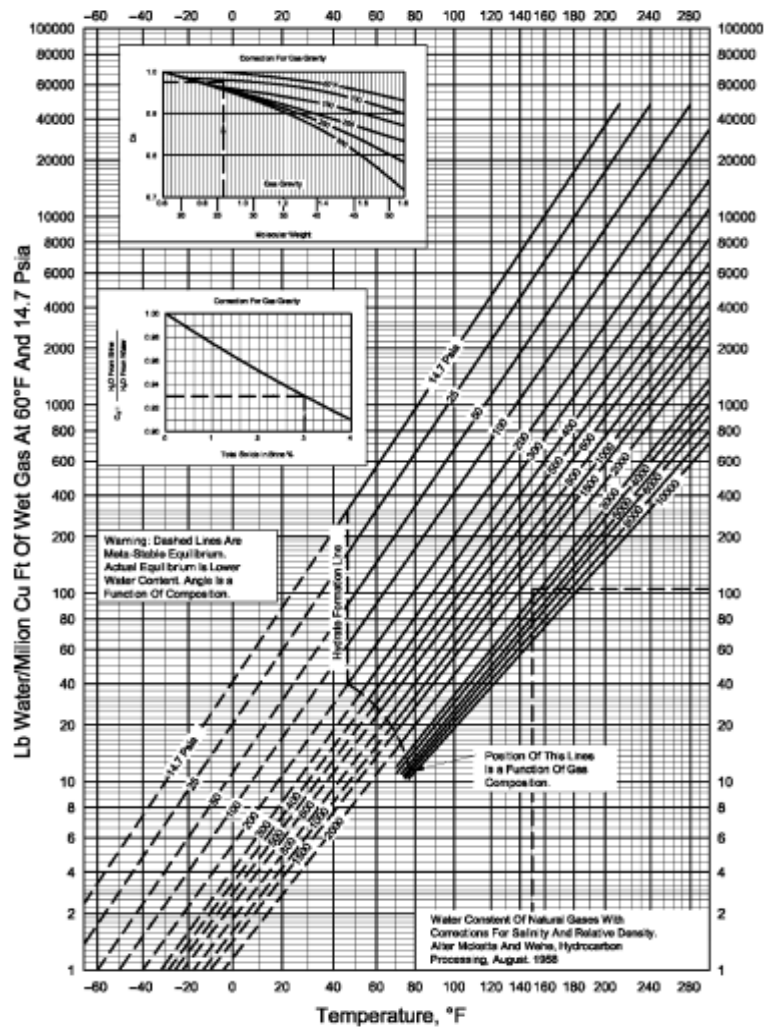


Fuente: Modificado de HESTER, KEITH y Giavarini, CARLO.. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011 p.14.

En 1958, John McKetta y Albert Wehe publicaron una gráfica donde se podía estimar el contenido de agua del gas natural (Figura 2.). En esta gráfica, a una presión y temperatura determinadas se halla el contenido másico del agua estimado, y además, también se disponen de correcciones para la gravedad

específica del gas y la salinidad del agua. Esta gráfica se iba a convertir en una de las más usadas en la industria del gas natural, y es esencial para determinar si hay o no las condiciones necesarias para la formación del hidrato.

Figura 2. Gráfica de contenido de agua en gases dulces.

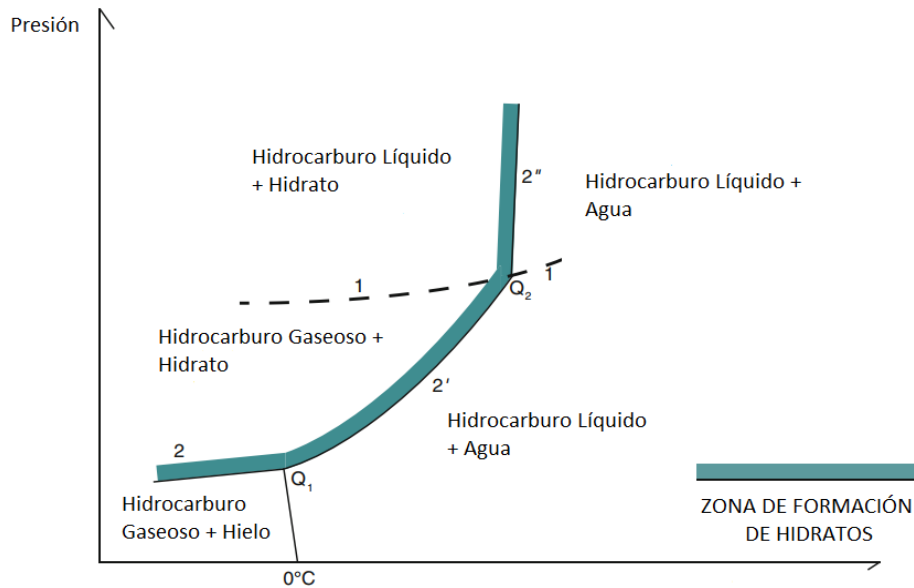


Fuente: STEWART, MAURICE Y ARNOLD KEN. "Gas Dehydration Field Manual". Oxford: Elsevier. p.5. 2011

1.2.1.1. Condiciones de formación de los hidratos de gas. Para analizar las condiciones de formación de los hidratos de gas, en la literatura se usan diagramas de fase de presión-temperatura (P-T) para sistemas de gas-agua, puesto que en

estos diagramas se puede conocer a qué condiciones son estables los hidratos y qué otras fases están coexistiendo con ellos bajo ciertas condiciones determinadas. La figura 3. muestra un ejemplo típico de un diagrama P-T típico para un hidrocarburo puro que actúe como huésped junto con el agua.

Figura 3. Curva típica de condiciones de equilibrio de los hidratos.



Fuente: modificado de HESTER, KEITH Y GIAVARINI, Carlo. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011p.33.

La curva de estabilidad o formación del hidrato (curva verde, 2-2'-2'') establece a partir de cuáles puntos el hidrato empieza a ser estable. La región de estabilidad del hidrato es entonces la que se marca a la izquierda de esta línea.

La curva de estabilidad sufre de dos cambios abruptos de pendiente; el primero es en el punto Q₁ el cual es el punto cuádruple bajo, donde existen cuatro fases en simultáneo: Agua líquida, hielo, hidrato e hidrocarburo gaseoso. Debajo de este punto, los hidratos no se forman del agua líquida sino directamente del hielo. El segundo cambio en la pendiente es en el punto Q₂ o punto cuádruple alto, donde coexisten las fases de agua líquida, hidrocarburo líquido y gaseoso e hidrato. La

curva punteada (1) representa la curva de depresión de vapor de la mezcla; es por esto que en el punto cuádruple alto están las fases de hidrocarburo líquido y gaseoso coexistiendo. Después de este punto, la curva de estabilidad se pone muy empinada, estableciéndose así una asíntota donde se limita la formación del hidrato a un valor mínimo de temperatura.

1.2.1.2. Determinación de las condiciones de formación de los hidratos de gas.

Cuando se habla de condiciones de formación de los hidratos, se hace necesario esclarecer que se suele referir a la presión mínima a cierta temperatura o a la temperatura máxima a cierta presión a la cual se alcanza el equilibrio del mismo, por lo cual, la determinación de estos valores es un punto clave para determinar si se tiene o no la fase hidrato.

Existen múltiples maneras de determinar las condiciones de formación de los hidratos de gas:

- Métodos de cálculo manual como el método de la gravedad específica, el método del cálculo del “valor k”, el nomograma de Baillie y Wichert, la ecuación de Kamath⁴ o la expresión de regresión de Moridis.
- Modelos termodinámicos computarizados.
- Paquetes de Software para la predicción de las condiciones de formación del hidrato como MultiFlash, PVTsim, CSMGem, HydraFlash, EQUI-Hydrate, Prosim, entre otros.

1.2.2. Estructuras cristalinas de los hidratos de gas. Como se mencionó anteriormente, los hidratos son sólidos compuestos con estructuras cristalinas bien definidas, formadas por moléculas de agua y arregladas en forma de *jaulas moleculares*. En éstas, se entrapan moléculas huéspedes que ayudan a

⁴KAMATH, VIDYADHAR. “Study of Heat Transfer Characteristics during Dissociation of Gas Hydrates in Porous Media” (Tesis de Doctorado). Pittsburgh University. 1984

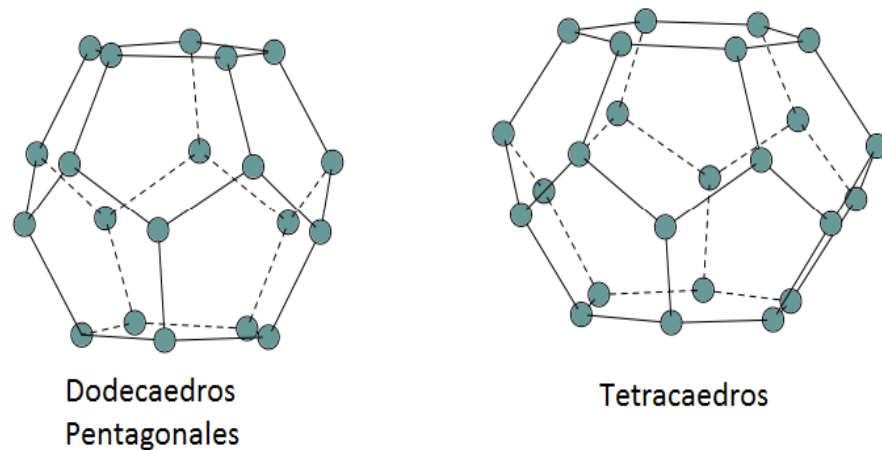
estabilizar al cristal con forma de jaula. Hablando en términos generales, cada jaula del hidrato contiene máximo una molécula huésped, sin embargo, puede ocurrir que existan más de una molécula en una jaula, lo que requeriría presiones muy altas. La razón entre la cantidad de moléculas de agua que conforman 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 moléculas huéspedes: La *estructura I*, la *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 dióxido de Carbono o el Nitrógeno, y fueron identificadas a mediados del siglo XX mediante el uso de difracción de rayos X a través de un trabajo hecho por von Stackelberg y Müller. La estructura H por su parte fue propuesta en 1987 por Ripmeester, Tse, Ratcliffe y Powell, quienes estudiaron hidratos mediante mediciones de resonancia magnética nuclear y difracción de rayos X y neutrones. Cada una de las estructuras tiene celdas unitarias que incluyen un número fijo de moléculas de agua unidas fuertemente por puentes de hidrógeno que se ubican en los vértices de las celdas.

1.2.2.1. Estructura I. Las celdas unitarias de la estructura I son arreglos moleculares tipo red cúbica centrada en el cuerpo, se componen de 46 moléculas de agua las cuales forman 6 jaulas *grandes* y 2 *pequeñas*. Las jaulas pequeñas son dodecaedros pentagonales, es decir, poliedros con 12 caras pentagonales. La notación usada para las jaulas pequeñas de la estructura I de los hidratos es 5^{12} , lo que quiere decir que la jaula tiene doce caras de 5 lados cada una. Las jaulas grandes por su parte son tetradecaedros, es decir, poliedros de catorce caras, y son referidas en la notación como $5^{12}6^2$, lo que indica que doce caras son pentagonales y 2 hexagonales. (Figura 4.)

Asumiendo una ocupación total de la estructura y que ésta contiene una molécula por jaula, el número de hidrato (n) es de 5,75 (46/8). Sin embargo, en los hidratos de gas, casi siempre hay algunas jaulas que permanecen vacías, lo que ocasiona que este número aumente.

Figura 4. Poliedros de estructura I de los hidratos de gas.



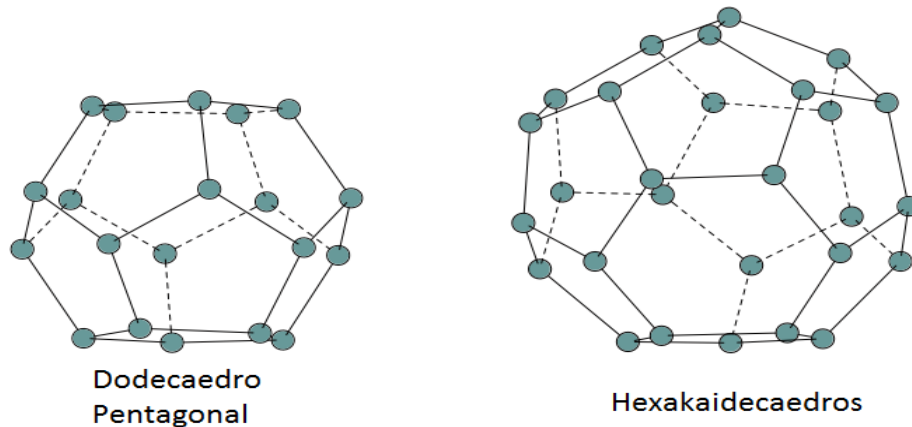
Fuente: HESTER, KEITH Y GIAVARINI, CARLO. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011 p.28.

Dentro de los gases que se ubican en la estructura I son resaltables los alcanos cortos como el metano y el etano, otros ejemplos de hidratos de esta estructura son el del dióxido de Carbono (CO_2) y el del sulfuro de Hidrógeno (H_2S).

1.2.2.2. Estructura II. Las celdas unitarias de la estructura II son arreglos moleculares tipo red cúbica centrada en las caras compuestas de 136 moléculas de agua que forman 8 jaulas *grandes* y 16 *pequeñas*. Las jaulas pequeñas son iguales que las de las estructuras I, es decir, dodecaedros de caras pentagonales; sin embargo, las grandes son hexakaidecaedros (poliedros de 16 caras) con 12 caras pentagonales y 4 hexagonales, lo que en notación es $5^{12}6^4$. (Figura 5.)

El número de hidratos de la estructura II completamente lleno es de $n = \sim 5,67$ (136/24), sin embargo, este número es prácticamente imposible de alcanzar porque las moléculas que se ubican en este tipo de estructuras son tan grandes que no caben en las jaulas pequeñas de ésta.

Figura 5. Poliedros de estructura II de los hidratos de gas.



Fuente: HESTER, KEITH Y GIAVARINI, CARLO. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011 p.28.

El propano, el i-butano o el Nitrógeno son ejemplos de moléculas que forman hidratos con este tipo de estructuras, sin embargo, hay moléculas más pequeñas pero mucho menos comunes de ver en las jaulas de hielo (como el Helio o el Hidrógeno) que forman el hidrato bajo este ordenamiento, esto es porque en primera instancia, se ha comprobado que a presiones extremadamente altas se forman hidratos con estas moléculas (cosa que antes se creía imposible), y además, porque a moléculas menores de $3,8\text{\AA}$, las huéspedes ofrecen poca estabilidad a las jaulas grandes y copan las pequeñas, y teniendo en cuenta que en la estructura II hay muchas más jaulas pequeñas que en la estructura I, éstas moléculas huéspedes prefieren alojarse en estas estructuras al formar el hidrato.

1.2.2.3. Estructura H. Las celdas unitarias de la estructura H, la cual es la que puede hospedar más grandes moléculas y la última descubierta, son arreglos moleculares hexagonales compuestos de 34 moléculas de agua y tres tipos de jaulas, las *pequeñas* que son 3 dodecaedros de caras pentagonales (5^{12}), las *medianas* que son 2 dodecaedros irregulares con 3 caras rectangulares, 6 pentagonales y 3 hexagonales ($4^3 5^6 6^3$) y la más *grande* que es un icosaedro (poliedro de 20 caras) con 12 caras pentagonales y 8 hexagonales ($5^{12} 6^8$). (Figura 1.6.)

Tanto la estructura II como la estructura H requieren siempre una molécula huésped más pequeña para que estabilice las jaulas más pequeñas. En otras palabras, no existen hidratos de la estructura II o H que sean de un solo tipo de molécula de gas.

Algunos ejemplos de gases que forman hidratos de estructura H son el 2-metilbutano, el metilciclopentano o el metilciclohexano.

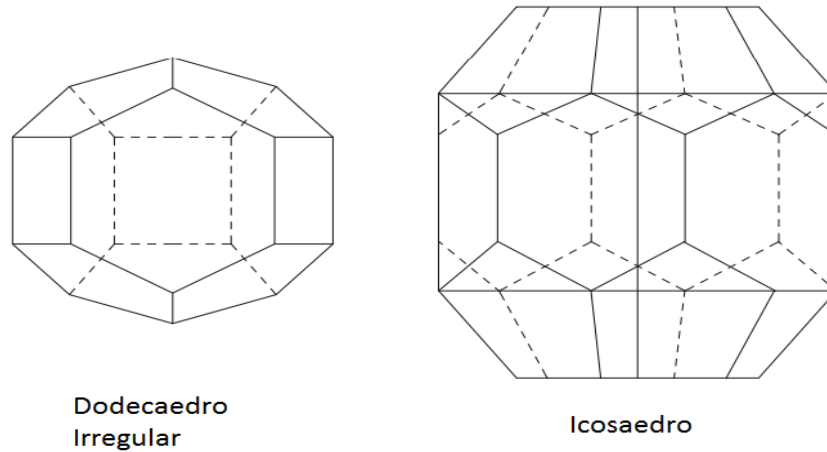
Se hace en este punto necesario mencionar que existen otras estructuras cristalinas que han sido descubiertas pero que son muy específicas para unas moléculas como el dimetiléter o el Bromo, aunque se desconoce aún porque no siguen el patrón de ajustarse a un tipo de estructura por su tamaño.

1.3. PROPIEDADES DE LOS HIDRATOS DE GAS

Los hidratos, al ser estructuras “híbridas” entre el hielo y el gas, tienen propiedades diferentes a cada una de estas dos sustancias. El análisis de algunas de las propiedades de los hidratos ha sido muy complicado debido a la poca accesibilidad que se tiene a ellos en condiciones naturales, sin embargo, las herramientas tecnológicas modernas de medición con las que se cuenta hoy en día han permitido conocer un poco más de estas estructuras. El entendimiento de las propiedades de

los hidratos se hace necesario para evaluar su potencial energético, y en este orden de ideas desarrollar más tecnología para su máximo aprovechamiento.

Figura 6. Poliedros de estructura H de los hidratos de gas.



Fuente: HESTER, KEITH Y GIAVARINI, CARLO. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011 p.31.

1.3.1. Densidad. La densidad es una de las propiedades más básicas y útiles de todas las propiedades físicas. En condiciones normales, se puede conocer midiendo la masa de una sustancia de volumen conocido; algo que con los hidratos no se puede hacer por lo que deben estar bajo ciertas condiciones de presión para mantenerse estables y no se podría directamente manipular al hidrato.

Ahora, por ser los hidratos estructuras cristalinas, se puede determinar su densidad basados en el tamaño de las estructuras y la concentración de las moléculas huéspedes que la llenan. Para determinar el volumen de una celda unitaria, es necesario obtener el volumen de las jaulas que la componen, las cuales varían con la presión, la temperatura o la composición de las moléculas huéspedes, y para esta medición se requiere de difracción de neutrones o de rayos X, sin embargo, se han establecido valores aproximados de 12 \AA^3 para la estructura I y de 17 \AA^3 para la

estructura II. Giavarini y Hester⁵ proponen una ecuación con la cual se puede calcular la densidad usando estos valores. Makogon⁶ también estudió la densidad del hidrato y propuso dos correlaciones para el cálculo de ésta. En la tabla 1. se presentan valores típicos de algunos de los hidratos más comunes de la naturaleza.

1.3.2. Propiedades térmicas de los hidratos. Dentro de las principales propiedades térmicas de los hidratos se resaltan principalmente 4 que son necesarias conocer para cálculos que se hagan con el manejo de estos:

- Calor específico,
- Conductividad térmica,
- Expansibilidad térmica y,
- Entalpía de disociación.

1.3.2.1. Calor específico. También conocido como capacidad calorífica específica o capacidad térmica específica es una propiedad de alta importancia en fenómenos de transferencia de calor y desestabilización del hidrato para áreas como producción energética. Se define como la cantidad de calor requerido para cambiar la temperatura de una masa dada. Normalmente se miden en calorímetros, que son instrumentos usados especialmente para medir cambios en el calor.

Los estudios que se han hecho de esta propiedad son muy limitados. Se conoce que el calor específico de un hidrato incrementa con su temperatura y debe medirse bajo ciertas condiciones específicas. Sin embargo, Makogon brinda una gráfica (Figura 7.) que muestra la variación del calor específico de los principales hidratos con la temperatura.

⁵HESTER, KEITH Y GIAVARINI, CARLO. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011

⁶MAKOGON, YURI. "Hydrates of Hydrocarbons". Tulsa: PenWell Publishing Company. 1997

Tabla 1. Densidades típicas de los hidratos más comunes de la naturaleza.

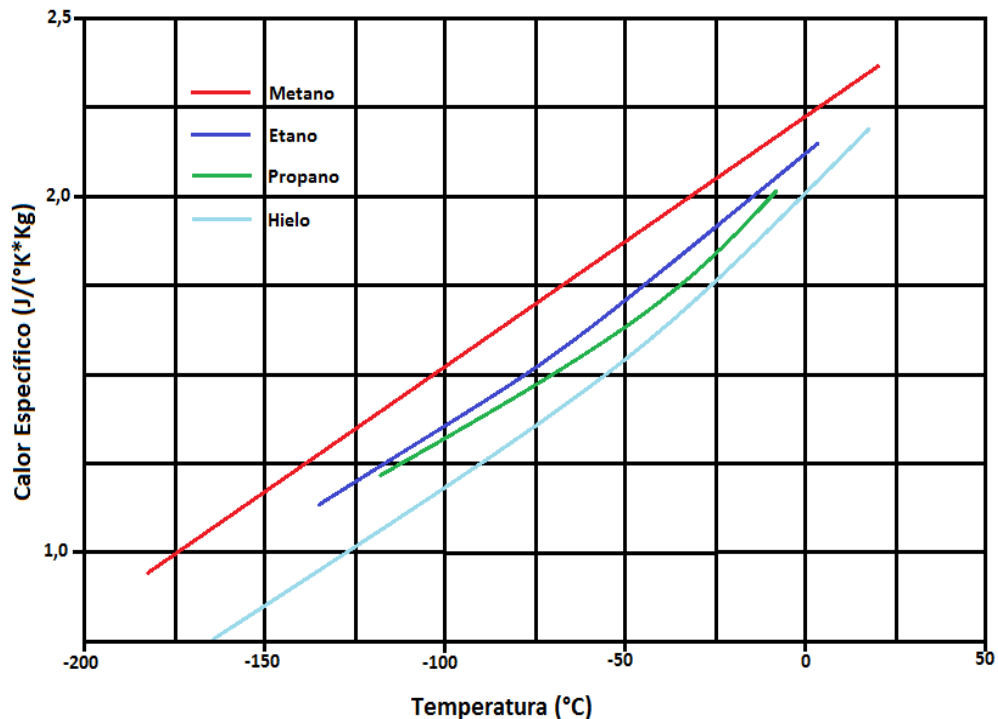
Molécula Huésped	Tipo de Estructura	Densidad (kg/m³)
Metano	I	911
Etano	I	951
Propano	II	902
Iso-butano	II	925
Dióxido de Carbono	I	1086
Sulfuro de Hidrógeno	I	1040
Hielo	-	917

Fuente: Modificada de HESTER, KEITH Y GIAVARINI, CARLO. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011 p.66.

1.3.2.2. Conductividad térmica. La conductividad térmica es la tasa a la cual se transfiere el calor a través de un material. Es también un factor muy importante a la hora de determinar la transferencia de calor, y por eso debe ser estudiada.

Se ha dicho que algunas de las propiedades de los hidratos son muy parecidas al hielo, sin embargo, no es el caso de la conductividad, puesto que la presencia de la estructura gaseosas hace que se vuelva lento el flujo de calor entre partículas (puesto que éstas no están tan compactas) y se reduzca hasta aproximadamente un quinto de la conductividad térmica del hielo. Se estima que la conductividad del hidrato de metano está cerca de los 0,5 W/(m*°K); es decir, muy cercana a la del agua líquida.

Figura 7. Calor Específico de varios hidratos de gas.



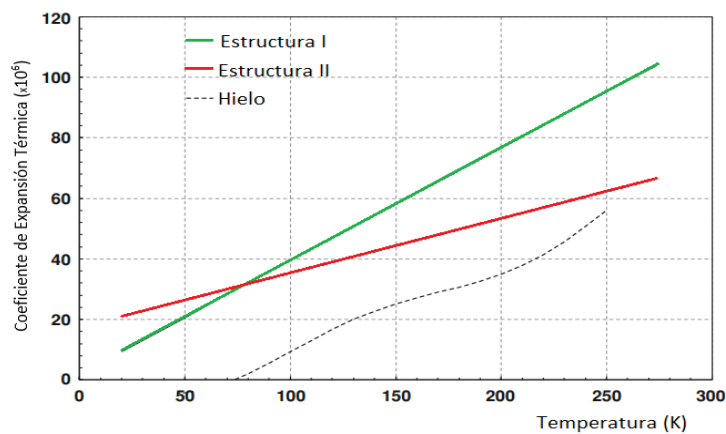
Fuente: Modificada de MAKOGON, Yuri. "Hydrates of Hydrocarbons". Tulsa: PenWell Publishing Company. 1997 p.112.

1.3.2.3. Expansibilidad térmica. La expansibilidad térmica es la propiedad que comparten ciertos materiales que los permite dilatarse al aumento de temperatura, experimentando un fenómeno conocido como dilatación térmica. Esta propiedad también es diferente en el hielo y en el hidrato, y se debe también a las moléculas huéspedes. En 1988, John Tse y Mary Anne White⁷ propusieron que los gases ejercían una presión interna en las paredes de la jaula y levemente debilitaban los puentes de hidrógeno de las moléculas anfitrionas de agua.

⁷TSE, J.; WHITE M. (). "Origin of glassy crystalline behavior in the thermal properties of clathrate hydrates: a thermal conductivity study of tetrahydrofuran hydrate". *J. Phys. Chem.* 1988 Volumen 92. 5006-5011.

Hester y algunos colaboradores⁸ propusieron en 2007 una gráfica (Figura 8.) en la cual se grafica el coeficiente de expansión térmica en función de la temperatura. Los autores afirman que este coeficiente es función únicamente de la estructura del hidrato. En la gráfica dejan ver que el coeficiente sigue un comportamiento lineal y hacen un comparativo con el hielo.

Figura 8. Coeficiente de expansión térmica del hidrato.



Fuente: Modificada de HESTER, KEITH Y GIAVARINI, CARLO. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011 p.68.

1.3.2.4. Entalpía de disociación. También conocido como calor de disociación, es quizás uno de los términos más importantes cuando se habla de conservación de la energía en los sistemas de producción de estas "jaulas de hielo". Es por esto que es una propiedad importantísima de conocer para el estudio que se lleva a cabo en este trabajo. Representa el cambio en la energía cuando un sistema gas-agua se convierte en hidrato. Cuando un hidrato se forma, se libera calor, es decir, es un proceso exotérmico, igual que la formación del hielo. Por lo tanto, la disociación del hidrato es un proceso endotérmico y requiere energía para llevarse a cabo.

⁸HESTER, K.; HUO, Z.; BALLARD, A. et al."Thermal expansivity of sl and sll clathrate hydrates". *J. Phys. Chem B.* 2007 Volumen 111. 8830-8835.

Este factor no sólo es importante en producción, sino también en el aseguramiento de flujo, es decir, la rama de la industria para la cual los hidratos se convierten en un problema porque taponan las tuberías. El problema de disociar hidratos en producción es que se consume calor y esto hace que disminuya la temperatura de las cercanías del pozo incluso por debajo del punto de hielo. Esto implica que se forma hielo en la cara del pozo y lo taponan, así el gas no puede fluir hacia la superficie.

Normalmente la entalpía de disociación se reporta en unidades de energía por mol o gramo del gas, sin embargo, también puede ser reportada en moles o gramos de agua. En 1986, Paul Handa⁹ dio los valores para los calores de disociación de varias moléculas huésped. (Tabla 2.)

1.3.3. Propiedades mecánicas de los hidratos. Físicamente hablando, los hidratos son 20 veces más fuertes que el hielo. En 2005, William Durham y colaboradores¹⁰ reportaron experimentos de deformación compresional en los cuales se encontró que el hielo se deforma significativamente más rápido que el hidrato de metano. Algunos otros autores como Hyodo et al.¹¹ y Santamarina et al.¹² han hecho experimentos a muestras de arena saturadas de hidratos y han demostrado que a mayor saturación, más es la resistencia de la muestra.

⁹HANDA, Y.P. "Compositions, enthalpies of dissociation, and heat capacities in the range 85 to 270 K for clathrate hydrates of methane, ethane, and propane, and enthalpy of dissociation of isobutane hydrate, as determined by a heat-flow calorimeter". *J. Chem Thermodynamics*. 1986 915-921.

¹⁰DURHAM, W.; KIRBY, S.; STERN, L.; ZHANG, W. "The strength and rheology of methane clathrate hydrate". *J. Geophys Res.* 2003 *Volumen 108*. 2182-2186.

¹¹HYODO, M; NAKATA, Y.; YOSHIMOTO, N; EBINUMA T. "Basic research on the mechanical behavior of methane hydrate-sediments mixture." *J Jpn Geotech Soc Soils Found.* 2005 *Volume 45*. 75-85.

¹²SANTAMARINA, J; RUPPEL, C. The impact of hydrate saturation on the mechanical, electrical, and thermal properties of hydrate-bearing sand, silts, and clay.". *Proceedings of the international conference on gas hydrates 6*, Vancouver, 6–10 Julio. 2008

Hacia 2007, Rutqvist y Moridis¹³ estaban realizando estudios de evaluación de la estabilidad geomecánica de las formaciones de hidratos cuando estos son disociados. Este estudio cobra mucha importancia en el campo de producción de hidratos de gas, y actualmente se trabaja fuertemente en él.

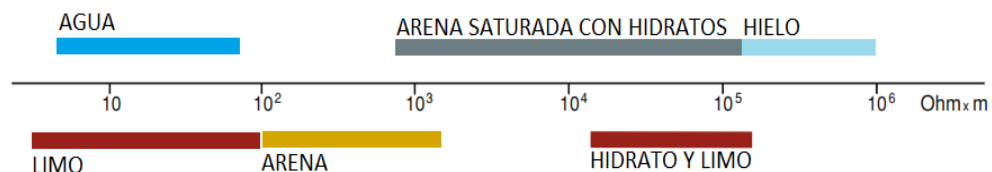
Tabla 2. Calores de disociación de hidratos de gas.

Molécula Huésped	Número Típico de Hidrato	Calor de Disociación (kJ/mol gas)
Metano	6.00	54.2
Etano	7.16	71.8
Propano	17	129.2
Iso-butano	17	133.2

Fuente: Modificada de HANDA, Y.P. "Compositions, enthalpies of dissociation, and heat capacities in the range 85 to 270 K for clathrate hydrates of methane, ethane, and propane, and enthalpy of dissociation of isobutane hydrate, as determined by a heat-flow calorimeter". *J. Chem Thermodynamics* 1986. p. 915-921.

1.3.4. Propiedades eléctricas de los hidratos. El hidrato comparte con el hielo la característica de aislante eléctrico. Esta propiedad se hace importante al momento de poder estimar saturaciones de hidrato en los yacimientos naturales de estos. Como se observa en la figura 9., al formarse el hidrato en las arcillas y en las arenas, éstas incrementan su resistividad.

Figura 9. Resistividad de las rocas en presencia de hidratos.



Fuente: Modificada de HESTER, KEITH Y GIAVARINI, CARLO. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011 p.71.

¹³RUTQVIST, J; MORIDIS, G. "Numerical studies on the geomechanical stability of hydrate bearing sediments." *Offshore Technical Conference*, 30 Abril–3 Mayo. 2007

2. PRESENCIA DE HIDRATOS DE GAS EN LA NATURALEZA

Cuando se habla de hidratos de gas, se les puede dividir en dos grupos de acuerdo a su origen: *naturales*, los cuales se forman bajo condiciones que se dan en la naturaleza y alcanzan a ser estables sin la intervención humana, y *tecnogénicos*, que se forman en sistemas tecnológicos creados y controlados por el hombre. De los primeros se habla en este capítulo del trabajo, y los principales ejemplos son los yacimientos de Hidratos de Gas. En cuanto a los segundos, se ven casos de formaciones de hidratos en las tuberías que transportan principalmente gas donde estos taponan el paso de los fluidos y se estudian dentro de la rama del aseguramiento de flujo. Ambos son en teoría iguales, no hay diferencia entre las condiciones de formación de uno y otro y sus propiedades son muy similares, aunque el tratamiento de ambos debe ser distinto por las circunstancias que rodean a cada uno.

2.1. ZONAS DE ESTABILIDAD DE LOS HIDRATOS DE GAS

Las zonas de estabilidad de los hidratos (HSZ) son, como su nombre lo indica, zonas en las cuales los hidratos de gas pueden formarse naturalmente y alcanzan a ser estables; y para esto, naturalmente se necesitan altas presiones y bajas temperaturas.

Kvenvolden y Lorenson¹⁴ en 2001 estimaron que, a nivel mundial, cerca del 99% del gas contenido en los hidratos era metano y había algunos depósitos de

¹⁴KVENVOLDEN, K.; LORENSON, T. "The global occurrence of natural gas hydrate". Natural gas hydrates: occurrence, distribution, and detection. *American Geophysical Union, Geophysical Monograph Series*, 2001 vol 124. 3–18.

hidrocarburos más pesados, CO₂ y H₂S. Esto implica que la mayoría de definiciones y estudios de las HSZ se hacen con base en las condiciones de estabilidad del metano.

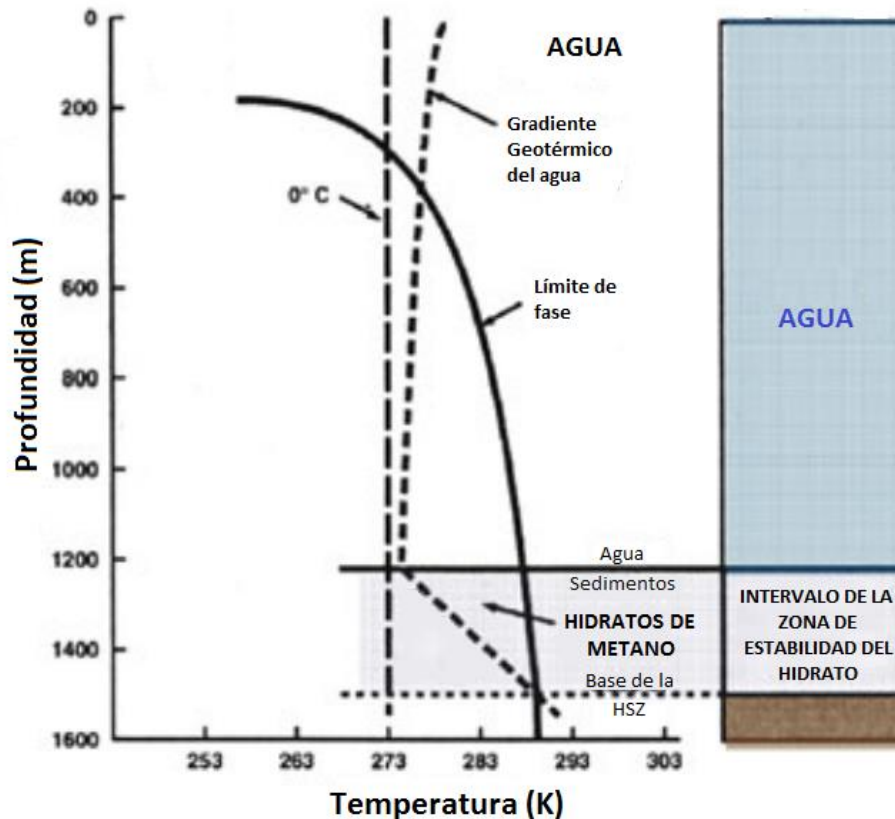
Los hidratos se pueden formar bajo dos tipos de ambientes diferentes: oceánicos y continentales.

2.1.1. Zonas de estabilidad de hidratos en ambientes oceánicos. En los ambientes oceánicos, la HSZ existe en los fondos de casi todos los océanos del mundo cuya profundidad supere el kilómetro, debido a que estos cumplen con las condiciones adecuadas para su formación. Sin embargo, la HSZ se delimita por el gradiente geotérmico presente. Desde la superficie hasta los primeros 300 metros aproximadamente, el gradiente geotérmico en el agua disminuye rápidamente debido a que pierde la influencia del calentamiento de los rayos del sol, aunque la profundidad puede variar de acuerdo a la salinidad del agua. Luego de esto, la temperatura alcanza una termoclina en la que su descenso es muy poco con la profundidad (unos 3 a 4 grados Celsius). A lo largo de esta termoclina, las condiciones del medio alcanzan las requeridas para la formación del hidrato; sin embargo, éste no se forma debido a que en el océano no hay suficiente gas para posibilitar su generación. La temperatura sigue con su mínimo descenso hasta alcanzar el fondo marino, y en él, el gradiente geotérmico empieza a aumentar linealmente con la profundidad a medida que se acerca al núcleo de la tierra. Cuando se alcanza el fondo, mientras haya el suficiente gas para su existencia, se forma el hidrato, y comienza la existencia de la HSZ, la cual llega a su base una vez que la temperatura alcanza la curva de estabilidad del hidrato, ya que después de este punto se hacen imposibles las condiciones para que éste exista. (Figura 10.)

Es importante en este punto hacer mención de que cuando se habla de HSZ en ambientes continentales, las mayores acumulaciones del hidrato se dan cerca de la base de estas zonas, debido a dos factores; uno que es la solubilidad del metano,

la cual es mayor a mayores profundidades y el otro debido a fenómenos de formación del gas que serán más adelante explicados.

Figura 10. Zonas de estabilidad de hidratos en ambientes oceánicos.



Fuente: Modificada de HESTER, KEITH Y GIAVARINI, CARLO. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011 p.77.

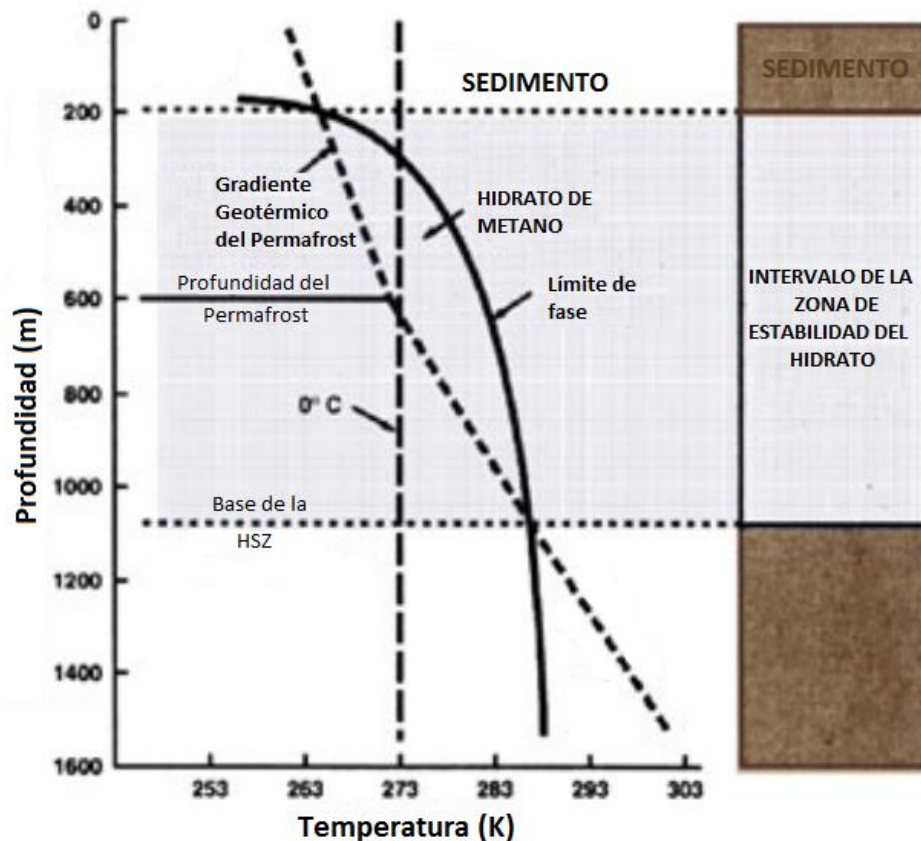
2.1.2. Zonas de estabilidad de hidratos en ambientes continentales. Las HSZ de los ambientes continentales sólo se alcanzan en lugares donde las temperaturas de superficie terrestre están por debajo de los 0 grados Celsius (Punto de congelamiento del agua); cuando es así, el subsuelo no contiene agua sino hielo en las capas superiores de sedimento que existen, y es conocido como *permafrost*.

El hidrato se forma en el permafrost a unos 100 metros de profundidad aproximadamente, debido a que en esos lugares suele alcanzarse la suficiente

presión y existir el suficiente gas para formarse el hidrato. En el permafrost, el gradiente geotérmico tiene dos tendencias, ambas lineales.

Antes de que la temperatura alcance los 0 grados Celsius, el gradiente geotérmico sigue una tendencia, posterior a este punto sigue otra, pero con una tendencia más cercana a la horizontal, es decir que la temperatura decrece más rápido. La HSZ empieza en el permafrost cuando se alcanzan las presiones necesarias para la formación (primer cruce con la línea de estabilidad) y alcanza su base cuando las temperaturas superan las temperaturas del hidrato estable (segundo cruce con la línea). (Figura 11.)

Figura 11. Zonas de estabilidad de hidratos en ambientes continentales.



Fuente: Modificada de HESTER, KEITH Y GIAVARINI, CARLO. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011 p.77.

2.1.3. Ocurrencia de zonas de estabilidad de hidratos a nivel mundial. Como se dijo anteriormente, las HSZ requieren de ciertas condiciones para existir, pero son ciertamente comunes a nivel mundial. En la figura 12., se evidencia que los hidratos existen en todos los continentes y normalmente están cerca de las costas y en lugares con presencia de permafrost; sin embargo, también se ha encontrado presencia de hidratos en mares interiores (Mar Negro o Mar Caspio¹⁵) y lagos de agua dulce (Lago Baikal). La tabla 3. hace un resumen de las posibles localizaciones de HSZ.

Tabla 3. Ubicación mundial de las zonas de estabilidad de hidratos.

Localización	Tipo de Evidencia	Referencia
Panamá (Océano Pacífico)	BSR Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979). Krason y Ciesnik (1986).
Costa Rica (Middle America Trench, MAT)	BSR Corazones Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979). Kvenvolden y McDonald (1985). Finley y Krason (1986).
Nicaragua (MAT)	BSR Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979). Finley y Krason (1986).
Guatemala (MAT)	BSR Corazones Clorinidad Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979). Hesse y Harrison (1981). Harrison y Curiale (1982). Kvenvolden y McDonald (1985).
México (MAT)	BSR Corazones Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979). Shiple y Didyk (1982). Finley y Krason (1986).
México (Golfo de California, Cuenca Guaimas)	BSR	Lonsdale (1985).
Cuenca del río Anguila (California)	BSR Corazones Lit Rvw	Field y Kvenvolden (1985). Brooks y colaboradores (1991). Krason y Ciesnik (1986).
Oregon, USA (Cuenca Cascadia)	BSR Corazones	Moore (1992).; Yuan (1996). Westbrook y colaboradores (1994).
Isla de Vancouver	BSR	Davis y colaboradores (1990).

¹⁵No es en realidad un mar sino un lago endorreico, es decir, un lago que no tiene evacuación significativa de agua por ningún lado más que la evaporación. Estos lagos suelen ser salubres y por eso se les dice mar.

Localización	Tipo de Evidencia	Referencia
Alaska (E. Aleutian Trench)	BSR	Kvenvolden y von Heune (1985).
Alaska (Mar de Bering)	VAMPS	Scholl y Cooper (1978).
Alaska (Mid Aleutian Trench)	BSR Clorinidad Lit Rvw	McCarthy y colaboradores (1984). Hesse y Harrison (1981). Krason y Ciesnik (1987).
Alaska (Margen de Bering)	BSR Lit Rvw	Carlson y colaboradores (1985). Krason y Ciesnik (1987).
Cordillera Shirshov (Rusia)	BSR	Saltikova y colaboradores (1987).
Isla Paramushir (Mar Okhotsk)	Corazones	Zonenshayn y colaboradores (1987).
Japón (Mar de Japón)	Corazones	Tamake y colaboradores (1990).
Japón (Japan Trench)	Clorinidad	Moore y Gieskes (1980).
Fosa Nankai de Japón	BSR	Auki y colaboradores (1983). Tamano y colaboradores (1984).
Depresión Hikurangi de Nueva Zelanda	BSR	Katz (1981).
Perú-Chile (Trench off Chile)	BSR	Cande y colaboradores.
Perú-Chile (Trench off Perú)	BSR Corazones	Miller y colaboradores. Kvenvolden y Kastner (1990).
Isla Sahkalin (Rusia)	Corazones	Ginsburg y colaboradores (1988).
Argentina (cuenca central Argentina)	BSR	Manley y Flood (1988).
Brasil (Amazon Fan)	BSR	Manley y Flood (1988).
Complejo montañoso de Barbados	BSR	Ladd y colaboradores (1982).
Mar Caribe	BSR	Ladd y colaboradores (1982).
Cuenca Colombia (Colombia y Panamá)	BSR Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979). Finley y Krason (1986). Minshull y colaboradores (1994).
Golfo de México (México)	BSR Lit Rvw	Shiple y colaboradores (1979). Hedberg (1980). Krason y colaboradores (1985).
Golfo de México (USA)	Corazones Lit Rvw	Brooks y colaboradores (1984, 1986). Pflaum y colaboradores (1986). Brooks y Bryant (1985).

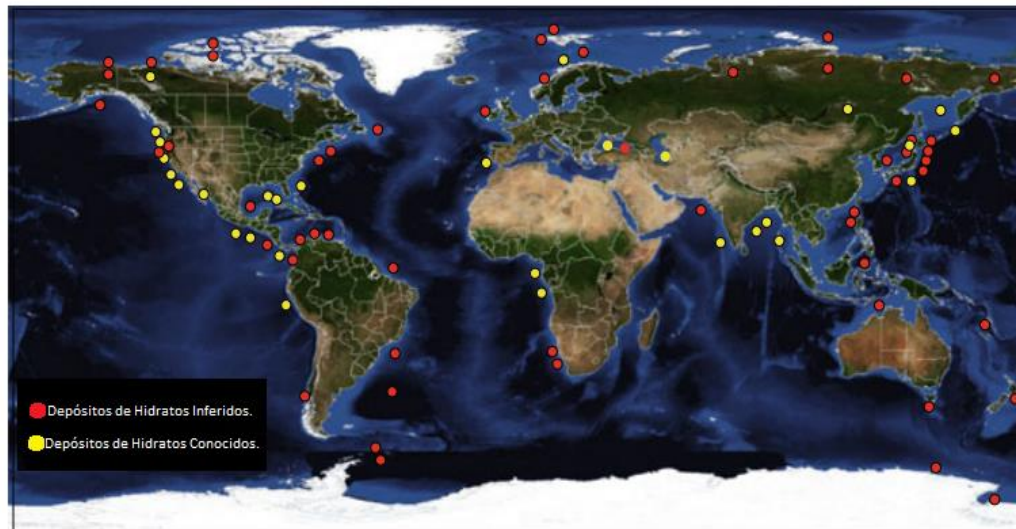
Localización	Tipo de Evidencia	Referencia
Cordillera Blake Outer (USA)	BSR Corazones Clorinidad Lit Rvw	Markl y colaboradores (1970). Shipley y colaboradores (1979). Dillon y colaboradores (1980). Kvendolven y Barnard (1983). Jenden y Gieskes (1983). Krason y Ridley (1985).
Elevación Carolina	BSR	Dillon y colaboradores (1983).
Elevación Continental del este de USA	BSR Lit Rvw	Tucholke y colaboradores (1977). Krason y Rudloff (1985).
Labrador Shelf off Newfoundland	BSR Lit Rvw	Taylor y colaboradores (1979). Krason y Rudloff (1985).
Noruega (Margen Continental)	BSR Clorinidad	Bugge y colaboradores (1987). Hesse y Harrison (1981).
Crimea, Ucrania (Mar Negro)	Corazones Lit Rvw	Yefremova y Zhizhckencko (1972). Kremlev y Ginsburg (1989). Konyukov y colaboradores (1990). Ciesnik y Krason (1987).
Caucaso, Rusia (Mar Negro)	BSR	Nomokonov y Stupak (1988). Gorchilin y Lebedev (1991).
Golfo de Omán	BSR	White (1979).
Mar Beafort de Alaska	BSR Registros	Grantz y Dintel (1980). Andreassen y colaboradores (1995). Weaver y Stewart (1982).
Cuenca Svedrup de Canadá	Registros	Judge (1982).
Noruega (Mar Barents)	BSR	Andreassen y colaboradores (1995).
Mar Weddell de Antártida	BSR	Lonsdale (1990).
Svalbard (Estrecho Fram)	BSR	Eiken y Linz (1989). Andreassen y Hansen (1995).
Wilkes Land Margin de Antártida	BSR	Kvenvolden y colaboradores (1987).
Mar Ross de Antártida	Gas Clorinidad	Mclver (1975). Lonsdale (1990).
Mar Caspio, Azerbaiyán	Corazones	Yefremova y Gritchina (1981).
Lago Baikal, Rusia	BSR	Hutchinson y colaboradores (1991).

Localización	Tipo de Evidencia	Referencia
HIDRATOS CONTINENTALES		
Alaska, North Slope	Registros Corazones Lit Rvw	Collett (1983). Collett y Kvenvolden (1987). Collett y colaboradores (1988).
Delta del río Mackenzie, Canadá	Registros Corazones	Billy y Dick (1974). Dallimore y colaboradores (1996).
Islas del Ártico, Canadá	Registros	Davindson y colaboradores (1978). Judge (1982).
Provincia Timan-Pechora, Rusia	Gas	Cherskiy y colaboradores (1985).
Campo Messoyakhi	Corazones Registros	Makogon y colaboradores (1972).
Este de Siberia, Rusia	Gas	Cherskiy y colaboradores (1985).
Noreste de Siberia, Rusia	Gas	Cherskiy y colaboradores (1985).
Kamchatka, Rusia	Gas	Cherskiy y colaboradores (1985).

Fuente: Modificada de CAICEDO, Javier y PINTO, Nelson."Esquemas de Explotación de Yacimientos de Hidratos de Gas: Primera Aproximación de un Modelo Matemático para el Esquema de Despresurización" (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander 2003. p. 46.

2.1.4. Ocurrencia de zonas de estabilidad de hidratos a nivel nacional. En Colombia, los hidratos de gas han sido muy vagamente estudiados, esto se debe quizás a la poca infraestructura tecnológica e inconsciencia científica que hay en el país y que no permite priorizar la investigación. Lo que sí se ha hecho son algunos estudios de carácter geológico en algunas cuencas de Colombia que demuestran que podría haber existencia de hidratos. Las cuencas estudiadas son por supuesto, las cuencas que se encuentran en las regiones costeras del mar Caribe y del Pacífico Colombiano (Cuenca de la Guajira y Guajira-Offshore, Cuenca del Chocó y Chocó-Offshore, Cuenca de Tumaco y Tumaco-Offshore, Cuenca Sinú-San Jacinto y Sinú-Offshore; y Cuenca del Uraba), ya que en el país, por su ubicación geográfica no se encuentran las condiciones para la formación del permafrost.

Figura 12. Presencia de hidratos a nivel mundial.



Fuente: Modificada de Hester, KEITH Y GIAVARINI, CARLO. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011 p.76.

2.2. PROCEDENCIA DEL GAS DE LOS HIDRATOS

Aunque muchas zonas en la tierra tienen condiciones físicas que posibilitan la formación de los hidratos de gas, ocurre que no en todas se da la existencia de estos; y esto es debido a que no todas estas zonas contienen el gas necesario para su formación. Normalmente se asocian los hidratos a los márgenes continentales y esto no es coincidencia, ya que cerca de estos hay más presencia de gas. Las principales fuentes de metano se enuncian a continuación.

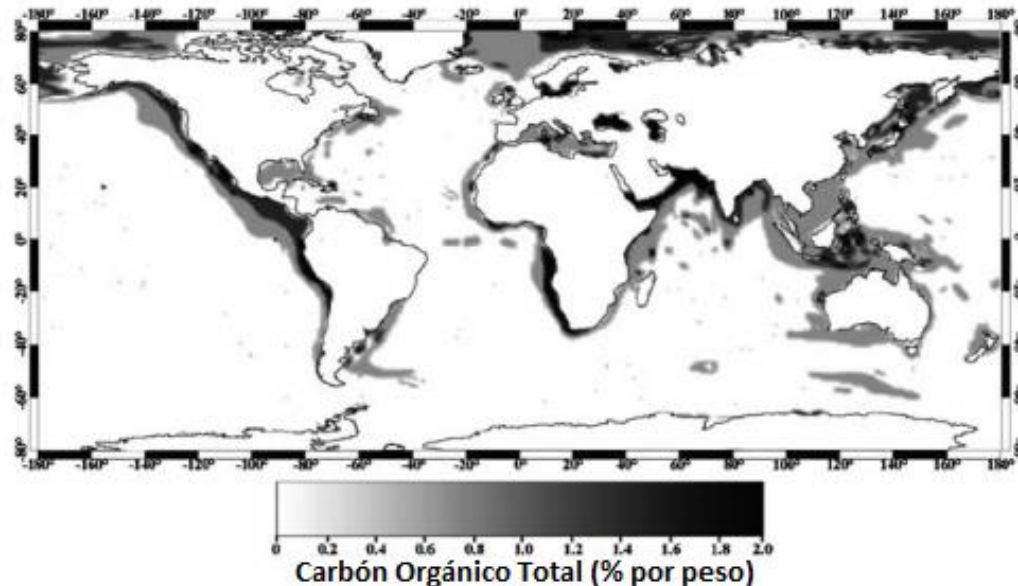
2.2.1. Gas biogénico. El gas biogénico es la fuente de gas predominante para los gases que forman hidratos y especialmente de metano. Se forma cuando materia orgánica no viva se hunde en el océano y se acumula en el fondo oceánico. Con el tiempo, esta materia orgánica se entierra en los sedimentos del fondo. Al haber tan poca presencia de oxígeno por la ausencia de luz, la energía para la vida microbiana se posibilita con la descomposición de la materia orgánica, los cuales aprovechan

el oxígeno para respirar y producir CO₂. Sin embargo, la cantidad de oxígeno es tan limitada que se agota muy rápido. Los sedimentos se vuelven anóxicos (sin presencia de oxígeno) y se dan las condiciones para la fermentación anaeróbica. En esta zona, desde que comienza el fondo marino hasta muchos metros de profundidad, las bacterias reducen la presencia de iones de sulfato en el agua produciendo H₂S. Cuando se alcanzan profundidades en las cuales casi todo el sulfato ha sido removido, algunos organismos unicelulares conocidos como *arqueas* descomponen la materia orgánica restante y la convierten en metano en un proceso llamado metanogénesis. La zona de la metanogénesis es extensa, hasta cientos de metros de profundidad y continúa hasta que la temperatura alcanza 75-80 °C.

Para ser estables los hidratos, se necesita en el poro una concentración suficiente de gas y agua. De hecho, la concentración de metano debe ser superior a la de solubilidad de éste en la sustancia. Para que las arqueas metanogénicas produzcan suficiente metano, se necesita un suplemento continuo de materia orgánica desde las capas superiores. La figura 13. muestra la distribución de Carbono orgánico en el fondo marino. En ésta se ve claramente que el suplemento de Carbono es mucho mayor en las zonas de márgenes continentales que en otras zonas del océano, lo que explica por qué es mayor la presencia de hidratos en estas zonas.

Ahora bien, que el gas biogénico se forme a altas profundidades sumado al hecho de que la solubilidad del metano en agua aumenta con la profundidad (aumento de la presión del metano), es indicador de que la mayor acumulación de los hidratos se da en las cercanías de la base de la HSZ, ya que es el punto más profundo donde puede existir el hidrato.

Figura 13. Distribución de carbono orgánico en el fondo marino.



Fuente: Modificada de KLAUDA, JEFFERY Y SANDLER, STANLEY."Global Distribution of Methane Hydrate in Ocean Sediment". *Energy & Fuels*, 2005 Volumen 19. 459-470.

2.2.2. Gas termogénico. El gas termogénico se forma en las profundidades de la Tierra en un proceso llamado *catagénesis*. Este tipo de gas es común en yacimientos convencionales de gas. El gas termogénico normalmente se asocia a las zonas de permafrost por lo que rara vez se encuentran lugares de deposición de la materia orgánica en lugares donde los márgenes continentales no predominan.

La catagénesis ocurre a temperaturas entre 50-200 °C y en el proceso las moléculas más grandes de materia orgánica se rompen en unas más pequeñas conocidas como *querógeno*, un precursor del crudo. Y normalmente a partir del querógeno se producen hidrocarburos más pesados que el metano como el etano, el propano y el butano (aunque el primero también se produzca en menores cantidades).

Es mucho menos común ver hidratos de gas formados por gas termogénico que por gas biogénico, y esto se debe a que el primero se forma a profundidades mucho

mayores que el segundo y para formar hidratos, el gas tiene que migrar hasta las HSZ.

2.3. DETECCIÓN DE LOS HIDRATOS DE GAS EN LA NATURALEZA

Inicialmente, los descubrimientos de las diferentes zonas de la naturaleza que contienen acumulaciones de hidratos de gas fueron ocasionales, ya que no se tenía la concepción de que estas estructuras eran energéticamente utilizables; sin embargo, con el paso de los años, se han desarrollado varias herramientas y tecnologías que permiten la detección de las capas de roca que contienen hidratos.

2.3.1. Técnicas de teledetección. Las técnicas de teledetección o detección remota se utilizan como primera opción para el estudio no sólo de zonas de hidratos sino de hidrocarburos en general. Estas técnicas utilizan instrumentos inalámbricos de escaneo en tiempo real que no están en contacto directo con el objeto y son para recolectar información de áreas en específico. Son ampliamente usadas porque pueden dar pista de zonas que contienen hidrocarburos y no se limitan a pequeñas zonas de estudio, por lo que la relación costo-beneficio de la investigación resulta rentable. Normalmente, el análisis de la información obtenida por la teledetección está a cargo de los geólogos (más exactamente de los geofísicos), ya que la teledetección de áreas suele hacerse mediante reflexiones sísmicas.

Esta técnica es altamente sensible a la presencia del gas libre, por lo cual además de reflejar bien el terreno, es idónea para detectar presencia de algunas capas de hidratos. Se descubrió hacia 1950 que existían algunas reflexiones características las cuales son conocidas como **BSR** (Bottom Simulating Reflector) o fondo paralelo, ya que reflejan unas ondas sísmicas paralelas al fondo de investigación. El origen de estas ondas sísmicas de reflexión se debe precisamente a la presencia de gas

en el espacio poroso de la roca, y se asocia a la base de las HSZ, donde el hidrato se vuelve inestable.

La presencia de un BSR data de la posible presencia de hidratos y el espesor de la HSZ, sin embargo, además de no ser una evidencia exacta, tiene demasiadas limitaciones. La primera de ellas es que da muy poca información de la saturación del hidrato *in situ*, ya que puede ser observado con una capa insignificante de hidratos en el subsuelo. Además, el BSR no siempre se observa en capas de sedimentos con hidratos, ya que este tiene propiedades similares al hielo (lo que explica que el BSR no se use en el permafrost) y puede tratarse de anomalías del subsuelo y no de la estructura buscada.

El BSR sirve como una evidencia de la posible existencia de los hidratos, y es la mejor herramienta de teledetección que se tiene, pero al no ser tan precisa y al no existir otras superiores a ella, sólo sirve para dar indicios de zonas donde tal vez se encuentren sedimentos con hidratos y de las cuales no se puede estar totalmente seguro a menos que se use la perforación.

2.3.2. Métodos directos de detección. Como fue mencionado, la perforación es la única manera totalmente directa de comprobar la existencia de acumulaciones de Hidratos de Gas, y es precisamente ésta la que permite utilizar algunos de los métodos directos de detección que pueden ser usados.

2.3.2.1. Corazonamiento. El corazonamiento es la extracción de una muestra del pozo, la cual recibe el nombre de núcleo o corazón. Normalmente ésta se obtiene durante la perforación del pozo con una broca especial que se llama broca corazonadora. Los corazones se utilizan para tener una medida directa de las características del yacimiento. En el caso del núcleo saturado con hidrato, se mide su saturación, las propiedades del hidrato y su interacción con los sedimentos que lo rodean. Además, el estudio de los núcleos ha permitido establecer cierto

entendimiento sobre cómo el hidrato se distribuye en distintos tipos de sedimentos (arena gruesa, arcillas finas, etc...).

El corazonamiento de estructuras con hidratos ha sido siempre un reto debido a que estos se vuelven inestables cuando se reduce la presión. Muchas veces, los corazones recobrados en costa afuera que contienen hidratos *in situ* ya no poseen las estructuras cristalinas cuando alcanzan la plataforma (lo cual principalmente se da por bajas saturaciones del hidrato en el núcleo). Incluso los que alcanzan a sobrevivir ya han sufrido procesos de desestabilización, por lo cual el manejo con estos en superficie debe ser rápido para evitar la total desaparición de éste. Para tal fin, se utiliza nitrógeno líquido que ayuda a preservar el hidrato.

La identificación de las zonas que contienen hidratos en el núcleo suele hacerse mediante termografía (imágenes utilizando la temperatura de los objetos) ya que es el método más rápido.

Como se dijo anteriormente, se puede estimar la saturación del hidrato *in situ*, incluso si este ha sufrido disociación. Esto es posible porque durante la formación del hidrato no hay sal presente en el agua que se cristaliza, y durante la disociación el agua de los poros se refresca con el agua pura que sale del derretimiento de los hidratos, por lo que mirando la variación de la salinidad en el agua del poro se puede calcular la saturación inicial del hidrato.

Lo más avanzado actualmente en el campo es el uso de dispositivos de corazonamiento presurizados. Estos mantienen la presión de los núcleos y permiten estudiar el hidrato en las condiciones más reales posibles.

2.3.2.2. Registros de pozo. Los registros son mediciones hechas a los pozos mediante sondas que evalúan la respuesta del mismo a ciertos fenómenos o magnitudes físicas que se deseen estudiar. Estos se mesuran en función del tiempo

o de la profundidad a la cual sea tomada la medición. Si bien es cierto, el análisis de los registros no es un método que demuestre al cien por ciento la existencia de los hidratos, estos son indicadores muy precisos con los cuales se pueden incluso hacer cálculos y estimaciones de cantidades de hidrato presente, además de poderse obtener sólo mediante la perforación de pozos.

La respuesta típica de los diferentes registros cuando hay presencia de hidratos es la siguiente:

- **Registros de Lodo (Mud Log):** Aumenta la concentración de gas en el lodo y disminuye el filtrado durante la perforación de la HSZ.
- **Registro de Resistividad (Resistivity Log):** Al ser un aislante eléctrico, el hidrato tiene una alta resistividad, incluso más alta que las zonas de gas libre, por lo que al ingresar en una HSZ, el registro resistivo se eleva.
- **Registro de Potencial Espontáneo (SP Log):** A comparación de una zona de gas libre hay menos deflexión en la curva del potencial espontáneo en la HSZ.
- **Caliper:** Por la desestabilización y posterior descomposición del hidrato, hay un ensanchamiento en el diámetro del hueco en la HSZ.
- **Registro Sónico (Sonic Log):** Hay un decrecimiento en las velocidades acústicas en comparación con una zona saturada de agua o gas libre.
- **Porosidad-Neutrón (Neutron-Porosity Log):** Hay un ligero incremento en la HSZ en la porosidad neutrón, lo cual contrasta con la aparente reducción espacial debido al hidrato. El aumento se debe a la alta presencia de moléculas de hidrógeno, por lo cual este registro es similar en zonas con presencia de agua.
- **Registro de Densidad (Density Log):** El registro density marca una leve disminución en la HSZ con referencia a las zonas saturadas con agua. La respuesta es muy parecida a las zonas saturadas con hielo.

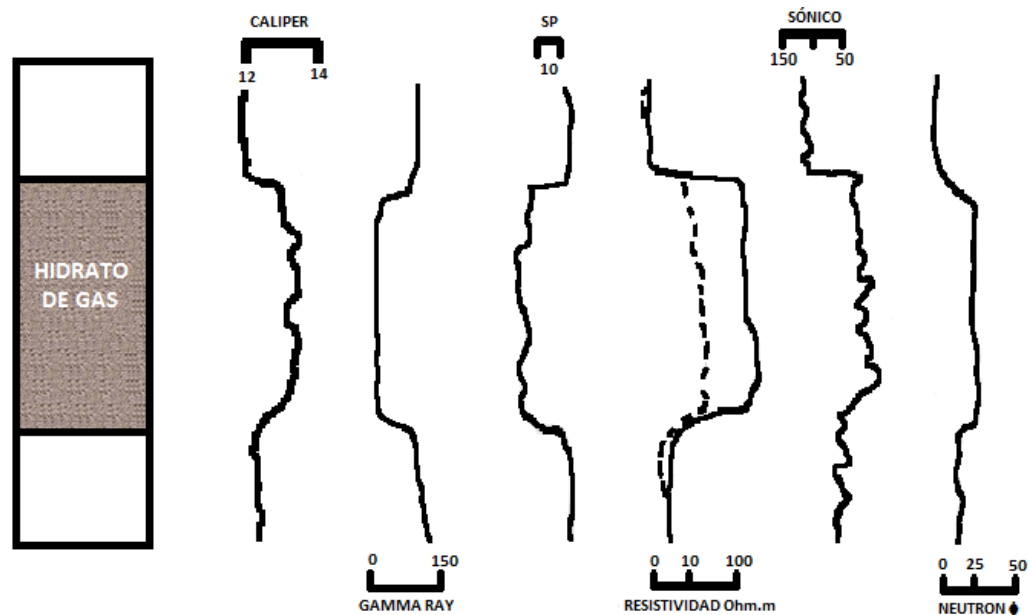
Los registros por si solos no dan evidencia alguna de la presencia de hidratos de gas, por lo que es estrictamente necesario correlacionarlos entre ellos para obtener

una buena interpretación de la zona. En la figura 14. se presentan gráficas que ejemplifican la respuesta de los registros en las HSZ.

2.4. YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS

Los yacimientos de Hidratos de Gas (GHR) son acumulaciones del hidrato en las HSZ. Mediante datos y estudios de campo, se ha podido conocer que las estructuras cristalinas se pueden presentar de múltiples maneras debido al acomodamiento que presente el hidrato en el poro, y se infiere que esto se debe a la profundidad (que va ligada a la presión hidrostática) y al tipo de sedimento que hospeda al hidrato.

Figura 14. Respuesta de los Registros en la HSZ.



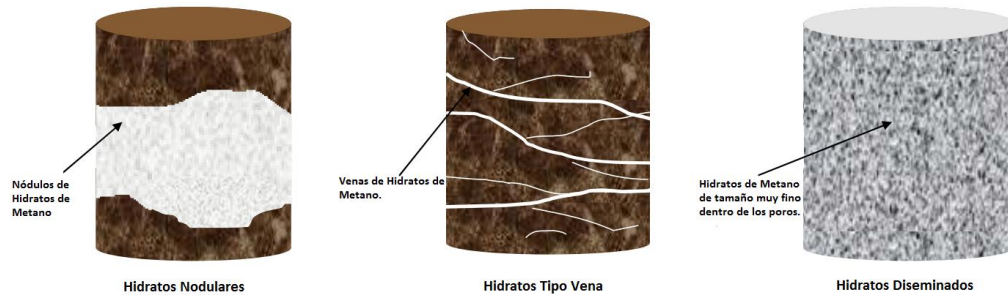
Fuente: Modificada de CAICEDO, Javier y PINTO, Nelson. "Esquemas de Explotación de Yacimientos de Hidratos de Gas: Primera Aproximación de un Modelo Matemático para el Esquema de Despresurización" (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander. 2003p. 46.

Malone¹⁶, en una investigación conjunta con el Departamento de Energía del gobierno de los Estados Unidos (DOE) propuso una clasificación para el acomodamiento de los hidratos en el medio poroso. En ella definió 4 morfologías a las que denominó hidratos diseminados, nodulares, tipo vena y masivos (Ver Figura 15.).

- **Hidratos diseminados:** Esta morfología se presenta cuando los hidratos se presentan directamente en los poros de las rocas que lo almacenan, es decir, su tamaño es inferior o igual al poro donde se hospeda.
- **Hidratos nodulares:** En la morfología nodular, ocurre que los hidratos destruyen el espacio poroso y se acumulan en *nódulos* o *bancos*, llegando a medir milímetros e incluso hasta centímetros. En este tipo, los hidratos actúan como material cementante de la roca.
- **Hidratos tipo vena:** También conocidos como hidratos *laminados*, son hidratos que forman *capas* o *láminas*, estos pueden llegar a tener hasta decenas de centímetros de espesor y varios metros de extensión.
- **Hidratos masivos:** Los hidratos *masivos* son los más favorables para las condiciones de explotación de estos, pues en esta morfología los hidratos forman depósitos inmensos que pueden tener cientos de metros de espesor y de extensión. Se tiene la concepción de que este tipo de hidratos se forma debido a un esfuerzo tectónico como una falla que destruye los poros de las rocas.

¹⁶MALONE, R. "Gas hydrates topical report," *Reporte Técnico DOE/METC/SP-218 (DE85001986)*, Department of Energy, Morgantown Energy Technology Center. Morgantown. 1985

Figura 15. Clasificación de los hidratos según su acomodamiento en el medio poroso.



Fuente: Modificada de 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 17-21.

Ahora bien, como se dijo anteriormente, la profundidad es un factor influyente en el tipo de GHR que se encuentre, es por esto que se han estudiado características de cómo ésta influye en las morfologías que se hallen.

2.4.1. Yacimientos de hidratos de gas someros. Los GHR someros en el permafrost suelen ser yacimientos diseminados, nodulares y en algunos casos tipo vena puesto que fuerzas generadas durante su formación cuando hay altos flujos de gas pueden romper la presión litostática. En los yacimientos costa afuera, para los lugares más someros del fondo marino, en el tope de la HSZ, normalmente la acumulación de gas y formación de hidratos es muy poca por fenómenos que se han explicado anteriormente, sin embargo, a veces se forman canales de migración de gas que permiten que lleguen altos flujos de gas a estas zonas cerca al fondo que suelen llamarse *sitios de venteo*. En estas zonas, el gas normalmente es una mezcla del gas biogénico y el gas termogénico, y los flujos no son constantes, sino que las abastecen con frecuencia periódica. Esto causa que la formación de hidratos ocurra sólo en los periodos en los cuales haya gas, y en los que no haya, se presente una disolución lenta de los que están formados.

El fondo marino está normalmente compuesto de arcillas y limos no consolidados, por lo que en sitios de venteo con alto flujo de gas se pueden encontrar muchas morfologías. Pueden existir como diseminadas en el espacio poroso pero, al ser la roca tan débil y el flujo de gas tan alto, en ocasiones ocurre que se puede romper la presión litostática y fracturar los sedimentos, formando hidratos en nódulos, capas y en algunos casos, pequeñas masas.

Cuando el gas termogénico que acompaña la mezcla venteada por los canales es mucho, normalmente es porque viaja a través de fracturas locales de yacimientos de petróleo más profundos. En estos casos, el hidrato es capaz de formar incluso montículos visibles en el fondo marino, y al haber pasado este gas por sitios con petróleo, frecuentemente es acompañado por aceite y fluidos condensados. Estos, a diferencia de todos los hidratos de los que se han discutido hasta este punto, son los más energéticos de todos, debido a que están enriquecidos con cantidades de hidrocarburos más pesados. Sin embargo, debido a que estos montículos se forman con gas que proviene de fracturas locales, es muy complicado predecir dónde se van a formar. Y es por esto precisamente que se conocen las locaciones de muy pocos montículos de hidratos a nivel mundial.

Los yacimientos someros marinos de hidratos pueden contener muchísima saturación de las estructuras cristalinas, sin embargo, como se dijo anteriormente, tienen las limitantes de empezarse a disolverse con el tiempo y formarse sólo en ciertos periodos de alto flujo de gas. Además, suelen ser yacimientos pequeños ya que en extensión no son largos, y es por esto y por el limitado conocimiento que se tiene de las locaciones donde acumulaciones de este tipo se presentan que no se incluyen dentro de las reservas estimadas mundiales.

2.4.2. Yacimientos de hidratos de gas profundos. Este tipo de yacimientos profundos son poco comunes en el permafrost, ya que a mayor profundidad se hace mucho más improbable que se encuentre dentro de la HSZ. Sin embargo, los que

se encuentran son de morfología diseminada ya que no hay suficiente energía en la formación para romper la presión litostática.

En el caso de los yacimientos costa afuera de hidratos ocurre lo mismo, pese a ser zonas con mayores cantidades de hidratos, no se cuenta con la fuerza suficiente para romper la presión litostática y se ve reducido a morfologías diseminadas y en algunos casos nódulos cuando el flujo de gas es muy alto. Pueden presentarse otro tipo de morfologías pero esto se debería solo a los eventos tectónicos que puedan romper los poros de la roca.

Como la mayoría de los hidratos se forman en estas zonas, se concluye que la mayor y más representativa parte de los yacimientos de hidratos a nivel mundial son diseminados.

Cabe destacar que a mayor profundidad, debido a que no se puede romper la presión litostática por esfuerzos físicos, el tipo de roca es muy importante para la formación de morfologías diferente a este. Se ha descubierto por ejemplo que en arcillas, los hidratos forman pequeñas fracturas mientras que en arenas y granos gruesos, la saturación puede llegar a ser muy alta. Precisamente este último tipo de yacimientos es la mejor oportunidad que se ha descubierto en el mundo para la producción energética a través de los hidratos de gas, y no sólo se busca explotar este tipo en el subsuelo oceánico sino que también en el permafrost.

Finalmente, es importante agregar que hacia el 2004, Moridis y colaboradores¹⁷ desarrollaron una clasificación para los GHR que permite realizar una evaluación general sobre el potencial de producción para un yacimiento específico.

¹⁷MORIDIS, G.; COLLETT, T.; "Gas production from class 1 hydrate accumulations". *Capítulo del Libro: "Recent advances in the study of gas hydrates" (Editado por Taylor, C.; Qwan, J.). Volumen 6.* Springer, USA. 2004

2.4.3. Clasificación por contenido de los GHR. Los investigadores anteriormente citados dividieron a los yacimientos en cuatro clases distintas que se explican a continuación:

2.4.3.1. Yacimientos clase 1. Según Moridis et al., los GHR clase 1 son aquellos que contienen a los hidratos acompañados con un fluido móvil que puede ser agua o gas, o incluso la presencia de los dos. Estos se subdividen en dos tipos, los **GHR clase 1G** y los **GHR clase 1W**. Los primeros son aquellos que en la HSZ tienen hidratos y presencia de gas libre en el espacio poroso, lo que los hace los mejores candidatos para producir gas de este tipo de yacimientos. Los segundos por su parte contienen cierta cantidad de agua acompañando a los hidratos en los intersticios remanentes de la roca. Este tipo de yacimientos se puede comportar tan bien como el clase 1G pero es necesario el calentamiento para evitar una formación secundaria de hidratos cerca del wellbore.

Moridis y Collett no son los únicos que han definido este tipo de yacimientos. De hecho, ésta es la única clase de yacimientos que posee varias definiciones, ya que es el más interesante para producción comercial y el más viable económicamente. Algunos otros autores como Kurihara¹⁸ definen a los GHR clase 1 como yacimientos que tienen debajo de la HSZ una capa de gas libre, atribuyéndole también la característica de ser los mejores para producción comercial e incluso ejemplificando con formaciones ya descubiertas a nivel mundial como el Campo Messoyakhi en Rusia y la formación Sagavanirktok en Alaska.

2.4.3.2. Yacimientos clase 2. Este tipo de yacimientos tiene una zona de acuífero por debajo de la HSZ. Estos no son tan eficientes para la producción como los clase 1 porque toda la HSZ está colmada de hidratos y se vuelve más compleja la desestabilización de estos.

¹⁸KURIHARA, M.; OUCHI, H.; NARITA, H.; MASUDA, Y."Gas Production from Methane Hydrate Reservoirs". *Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates*. Julio 2011 17-21.

2.4.3.3. Yacimientos clase 3. Los GHR clase 3 son muy parecidos a los clase 2, la diferencia radica en que en lugar de tener un acuífero tienen un límite impermeable o de no flujo (como una lutita, o incluso una falla) por encima de la HSZ. Al igual que los clase 2, su producción es más complicada debido a que la desestabilización de los hidratos es más complicada y más costosa. Posteriores estudios de simulación mostraron que el mejor método para explotarlos económicamente hablando era la despresurización.

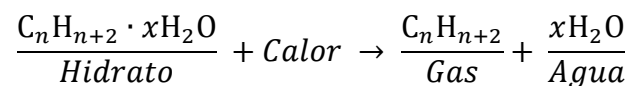
2.4.3.4. Yacimientos clase 4. El último tipo de yacimientos que definieron fueron los clase 4, los cuales se caracterizan por contener hidratos asociados a sedimentos marinos dispersos en bajas saturaciones. Este tipo de yacimientos es sin duda el de más presencia a nivel mundial, sin embargo y desafortunadamente, son los de menos interés, ya que económicamente sus volúmenes y tasas de producción no son aceptables según simulaciones realizadas¹⁹.

¹⁹MORIDIS, G.; SLOAN, E.; "Gas production of disperse low-saturation hydrate accumulations in oceanic sediments". *Energy Conv Manag* 48: 2007 1834–1849.

3. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE GAS PROVENIENTE DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS

La producción del gas asociado a los hidratos es un tema bastante complejo, debido a que en estado natural, los hidratos son sólidos cristalinos que no poseen movilidad y por tanto no pueden fluir hacia los pozos. Para explotar entonces los GHR es necesario que el hidrato se desestabilice controladamente para que se descomponga en gas y agua (en un proceso conocido como disociación) y así poder producir el fluido de interés.

En esencia, la disociación del hidrato es un proceso que se puede representar bajo la siguiente ecuación química:

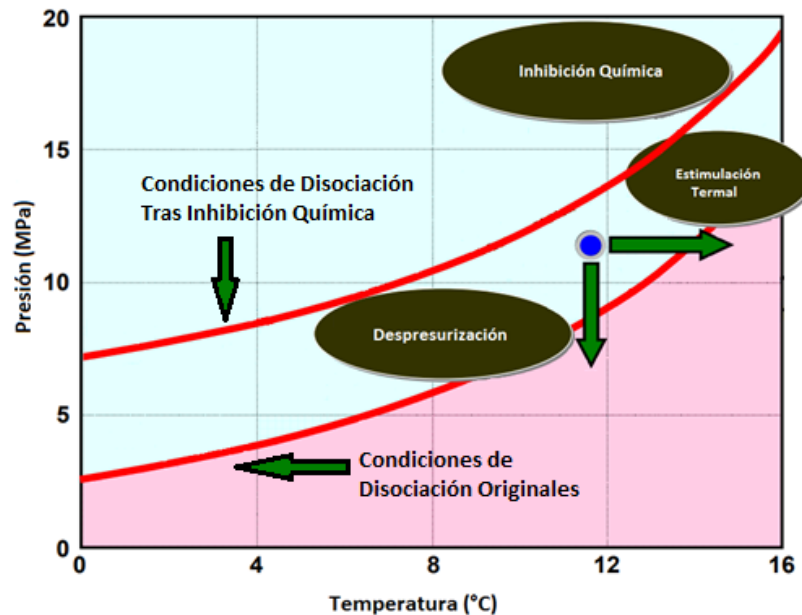


El número de moléculas de agua por molécula de gas presentes en un hidrato de metano (en la ecuación dada por la x) normalmente tiene valores cercanos a 6,3; y la energía requerida para disociar el hidrato y producir el gas es tan solo un porcentaje (inferior al 10%) de la energía que libera el gas en su expansión, pero la relación entre energía requerida y recuperada depende del esquema de recuperación y de las pérdidas de calor provocadas por la transferencia de calor hacia la fase hidrato.

La disociación es un proceso mucho más complejo que una sublimación o un derretimiento, puesto que en la mayoría de los casos (donde las condiciones de formación del hidrato no propiciarían la formación del hielo a partir del agua líquida) se ven involucradas 3 fases: la líquida (agua), la gaseosa (gas) y la fase de hidratos.

Para disociar un hidrato es necesario sacarlo de las condiciones en las que se encuentra en la HSZ, para lo cual se pueden hacer varios procesos de los cuales se destacan fundamentalmente tres (Figura 16): La reducción de la presión del hidrato por debajo de la presión de disociación a la temperatura presente (despresurización²⁰), el aumento de la temperatura del yacimiento por encima de la temperatura de disociación a la presión presente (estimulación termal) o la inyección de inhibidores de formación de hidratos (inhibición química). En la práctica es físicamente imposible que se den procesos de temperatura o presión constante al cambio de otra variable, por lo cual el inferir que sólo uno de estos métodos se use es más algo teórico que algo que se pueda dar en la realidad.

Figura 16. Métodos de disociación de un hidrato de gas.



Fuente: Modificada de KURIHARA, M.; OUCHI, H.; NARITA, H.; MASUDA, Y. "Gas Production from Methane Hydrate Reservoirs". *Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates*. Julio 17-21. 2011

²⁰Para este método se desarrolla el modelo matemático del presente trabajo.

Los procesos anteriormente descritos, al ser usados para la disociación del hidrato y posterior producción del gas, reciben la denominación de métodos para la explotación del gas proveniente de los hidratos, y cada uno de ellos tiene su manera de aplicarse, la cual es descrita a continuación:

3.1. MÉTODO DE DESPRESURIZACIÓN

El método de despresurización es el más simple y económico para disociar hidratos *in situ*. Este método es de hecho como normalmente se produce el gas convencional y para producir gas asociado a hidratos se puede incluso emplear tecnología usada en los yacimientos convencionales. Es directamente aplicable cuando hay zonas de gas libre presentes (GHR clase 1).

El método consiste en reducir la presión del yacimiento por debajo de la presión de formación del hidrato para disociarlo y lograr que los fluidos de interés contenidos en él se vuelvan móviles para poder producirlos.

Para aplicarse, se perforan pozos los cuales reducen la presión y transfiere esta disminución al yacimiento para inducir la disociación de los hidratos. Al ser un pozo cilíndrico, la disminución de la presión es radial, por lo cual primero se disocian los hidratos más cercanos a la cara de éste. A medida que avanza la disociación del hidrato, la saturación de estas estructuras empieza a disminuir, y se da que, con la aparición de las fases de gas y agua móvil, la permeabilidad efectiva de estos fluidos empieza a aumentarse considerablemente. Al empezar a moverse estos fluidos hacia el pozo, la presión en el yacimiento continúa bajando, lo que causa que la disociación empiece a volverse un proceso más sencillo en las lejanías de la cara del pozo, convirtiéndose el proceso de despresurización en un ciclo (Transferencia de bajas presiones, disociación del hidrato, incremento de las permeabilidades relativas del gas y el agua, transferencia a áreas más lejanas, más disociación del

hidrato y así sucesivamente). Con el tiempo, el proceso de disociación se optimiza y así lo hace la producción del gas.

Sin embargo, el proceso anteriormente explicado no es perfecto, debido a que no a todo el hidrato al que se le baja la presión es disociado. Esto ocurre porque la temperatura del hidrato decrece con la disociación del mismo al ser ésta una reacción endotérmica (que requiere de calor para llevarse a cabo). Este calor proviene del calor sensible del yacimiento, el cual se va consumiendo a medida que la presión se reduce y se disocia el hidrato.

Inicialmente el sistema está a una temperatura determinada por efecto del gradiente térmico natural. A medida que ocurre la despresurización, la disociación genera un enfriamiento del yacimiento, que a su vez genera calor sensible por efecto del gradiente de temperatura originado. Este calor se consume en la disociación y hace que el sistema cada vez se enfríe más, generando más calor que se usa en posteriores disociaciones. Sin embargo, llega un punto que el calor generado no alcanza para que se siga llevando a cabo la reacción, por lo que la disociación prácticamente se detiene.

El flujo de gas posterior a la disociación ocurre mucho más en los límites superiores e inferiores de la HSZ que en el centro de la misma, ya que en estos límites se genera un diferencial de temperatura entre las rocas que contienen al hidrato que se enfría y las rocas que rodean al yacimiento. Este gradiente a su vez genera un calor sensible que se va al hidrato al ser la estructura presente a más baja temperatura, lo cual facilita la reacción endotérmica que posibilita el flujo de gas en mayor medida en estas zonas.

3.1.1. Esquemas de aplicación del método de despresurización. Actualmente, existen múltiples esquemas para aplicar el método de despresurización. El esquema aplicado depende del tipo de yacimiento a explotar.

Tratándose de GHR clase 1 (en especial de GHR clase 1G), el esquema de explotación es relativamente simple, ya que se asemeja al esquema de explotación de los yacimientos de gas convencional, es decir, se perfora un pozo el cual, por el diferencial de presión entre el yacimiento y la bomba fijada en fondo, permite el flujo de los fluidos móviles los cuáles ayudan a que se genere una despresurización que genera la disociación de los hidratos presentes en el medio poroso.

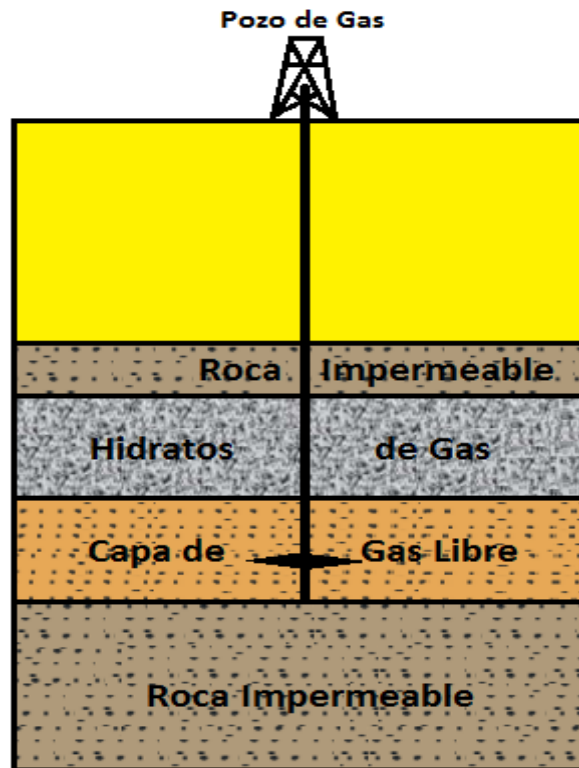
Otro caso de un esquema de producción es cuando se habla de yacimientos de gas libre con una capa suprayacente de hidratos (clase 1 según Kurihara). En este tipo de geología, el completamiento del pozo se instala en la capa de gas libre y esto permite que se produzca este fluido, generando una despresurización radial que se extiende hasta los límites del yacimiento alcanzando en algún momento a los hidratos que se encuentran en estas zonas. Estos empiezan a disociarse y a aportar flujo que va hacia los cañoneos. Sin embargo, estos presentan una complejidad un poco mayor que los anteriores debido a que por gravedad, el agua baja en grandes cantidades cuando se disocia el hidrato, existiendo entonces la probabilidad de conificación en los pozos. (Ver Figura 17.)

Finalmente, existe también la explotación para yacimientos saturados totalmente de hidratos. Éste es el mejor caso en cuanto a cantidad de gas se refiere, sin embargo, es también el más complejo debido a que los hidratos en la HSZ son una fase inmóvil, lo que indica que la reducción de la presión no será efectiva sólo perforando pozos. Es por esto que Patrick L. McGüire²¹ estudió la descompresión de este tipo de yacimientos, y desarrolló en 1982 un esquema que se basa en el fracturamiento hidráulico a presiones relativamente bajas (690-1380 kPa). A estas presiones el hidrato empieza a volverse inestable e inicia su disociación. El gas migra hacia al pozo por las fracturas y se comprime en superficie. Normalmente se instala un

²¹MCGÜIRE, Patrick. "Recovery of Gas From Hydrate Deposits Using Conventional Technology". *SPE-DOE Unconventional Gas Recovery Symposium of the Society of Petroleum Engineers*. Mayo 16-18. 1982

sistema de levantamiento artificial debido a las bajas presiones en fondo de pozo, ya que los fluidos pueden acumularse en éste.

Figura 17. Esquema típico de explotación de los GHR con capa suprayacente de gas.



Este fracturamiento debe ser muy diferente del fracturamiento hidráulico convencional debido a que los GHR suelen estar compuestos de arenas no consolidadas o poco consolidadas y gravas que encuentran estabilidad debido a los hidratos que se ubican en éstas, por lo que es probable que el material sellante convencional no sea capaz de mantener abierta la fractura y ésta se cierre. Además, existe también el inconveniente de que a estas bajas temperaturas a las que se encuentra el yacimiento, el agua dissociada del hidrato se congele y cause una reducción de la permeabilidad que buscaba incrementarse en el fracturamiento, por lo que el fluido de fracturamiento debe ir en búsqueda de evitar este fenómeno.

Por lo anteriormente descrito, se suele usar como fluido de fracturamiento una salmuera supersaturada y viscosificada, usando cristales de sal como material sellante de las fracturas. Las sales normalmente usadas para este fluido son el Bromuro y/o el Cloruro de Calcio (CaBr_2 y CaCl_2), ya que tienen puntos de congelación extremadamente bajos y evitan que el agua se congele. Para viscosificar el fluido de fracturamiento se utiliza un polímero que tenga buena reología y sea compatible con la salmuera, esto con el fin de evitar el derrumbe de las formaciones al disociar el hidrato. La figura 17. muestra un esquema de cómo se emplea esta técnica en los GHR. En esta se ve que el fluido fractura la formación y logra que se empiece a despresurizar el yacimiento, lo que causa la disociación de los hidratos, la salmuera evita que el agua se congele y así se mantiene la permeabilidad suficiente para que fluyan los fluidos al pozo.

3.2. MÉTODO DE ESTIMULACIÓN TERMAL

La estimulación termal es un término general para los métodos que promueven la disociación del hidrato de metano por el aumento de la temperatura, los cuales incluyen el calentamiento del yacimiento y la inundación termal del mismo.

En la estimulación termal se busca principalmente calentar la vecindad del pozo, esto con el fin de añadir calor a los hidratos para que estos se disocien, sin embargo, sólo es un método efectivo hasta donde alcance la transferencia del calor aplicado en el yacimiento.

Este método es idóneo para yacimientos totalmente saturados de hidratos, puesto que el calentamiento en la vecindad del pozo genera rápidamente una desestabilización de los mismos que rápidamente aumenta la permeabilidad de los fluidos obtenidos.

3.2.1. Esquemas de aplicación del método de estimulación termal. Como se dijo anteriormente, los métodos de estimulación termal tienen dos esquemas muy generales de aplicación; uno de ellos es la inyección de fluidos calientes (que abarca la inyección de cualquier fluido que pueda ceder calor a la formación por transferencia) y el otro la generación de calor in situ (cualquier esquema por el cual se genere calor en el yacimiento sin inyección de un fluido a alta temperatura). Ambos tienen como finalidad brindar calor al yacimiento para que se inicie la disociación de los hidratos.

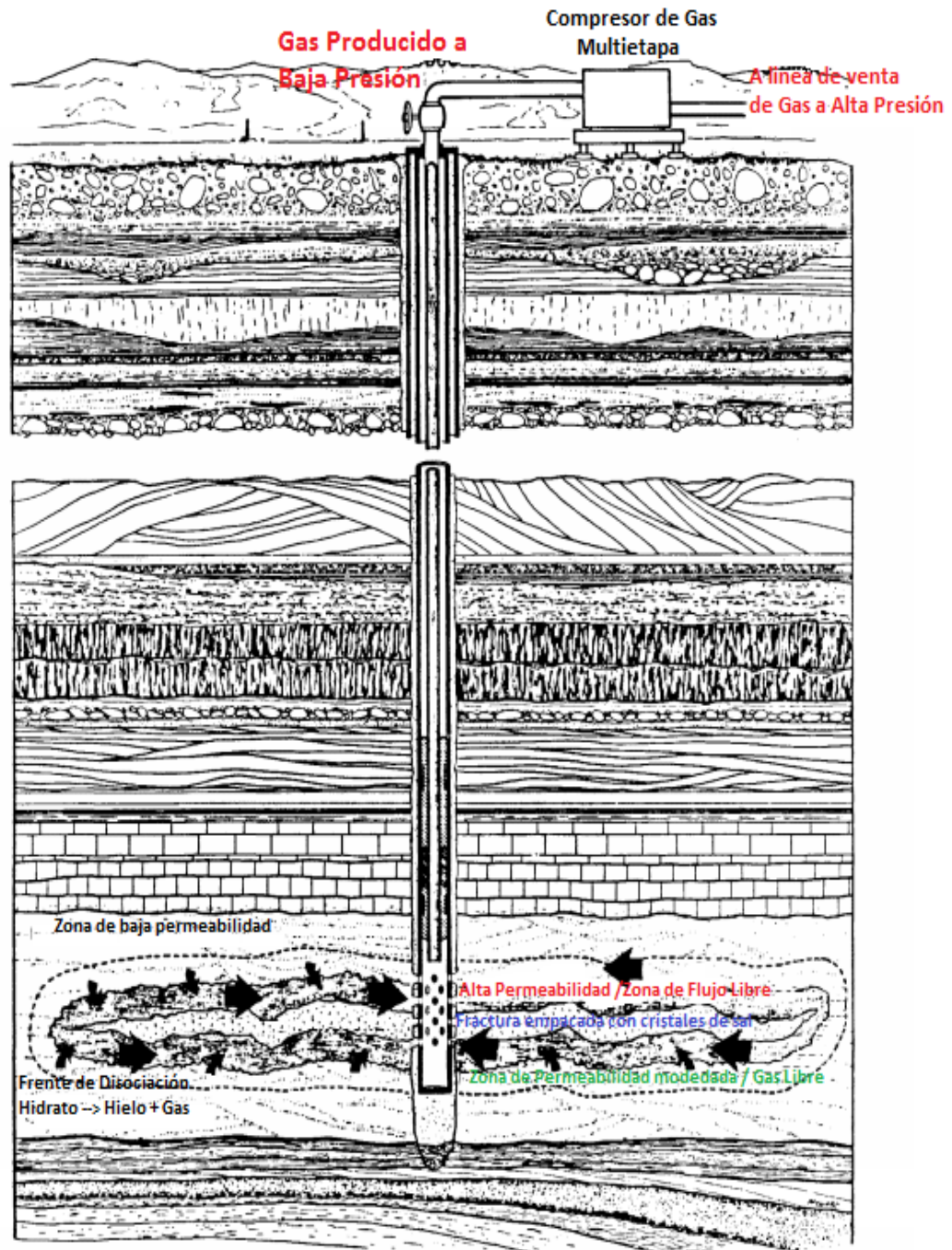
3.2.1.1. Inyección de fluidos calientes. Los fluidos que pueden ser inyectados al yacimiento para transferir calor son el agua o el vapor, y la forma de inyectarse puede ser cíclica o continua. Funcionan muy parecido a los métodos de recobro térmico para la producción de hidrocarburos, y los parámetros a tener en cuenta también son similares, al igual que los procedimientos realizados para producir. A continuación, se hace una breve descripción del funcionamiento de cada uno de estos esquemas.

- **Inyección Cíclica de Agua Caliente:** Se utiliza el mismo pozo para inyectar el agua caliente y para producir. El proceso se lleva a cabo en 3 fases; la primera es un periodo de inyección donde se inyecta el agua caliente a una presión que permita la entrada de ésta a la formación. La segunda es la fase de remojo donde se cierra el pozo y se permite la transferencia del calor del agua a los hidratos y finalmente la fase de producción donde se produce el gas disociado. Este esquema también recibe el nombre de Huff-&-Puff.
- **Inyección Continua de Agua Caliente:** En este esquema se requiere de arreglos de pozos inyectores y productores, de manera que la mayor área posible pueda ser contactada por el agua caliente que se inyecta y se desplaza hacia los pozos productores contactando los hidratos y disociándolos. Este método no es tan eficiente ya que los GHR suelen tener permeabilidades muy bajas, causando un ineficiente barrido de los hidratos por el agua; y si se fractura,

lo más probable es que el agua migre por los canales de flujo y no se pueda aprovechar tampoco el calor que ésta puede transferir a los hidratos. Este esquema fue el utilizado en Canadá hacia 2002 para la primera producción de un GHR a nivel mundial.

- **Inyección Cíclica de Vapor:** El esquema de inyección cíclica de vapor es muy similar al de inyección cíclica de agua, con las mismas tres fases de inyección, remojo y producción. Las diferencias radican en que inyectar vapor es un proceso que puede llevarse a cabo en mayores cantidades que inyectar agua (mejor inyectabilidad), pero a su vez es un proceso más costoso y con mayores pérdidas de calor.
- **Inyección Continua de Vapor:** Al igual que con la inyección cíclica, la inyección continua también es un proceso muy similar en el vapor y el agua, con diferencias que radican más en la inyectabilidad, los costos y las pérdidas de calor.

Figura 18. Fracturamiento hidráulico salino propuesto por McGüire.

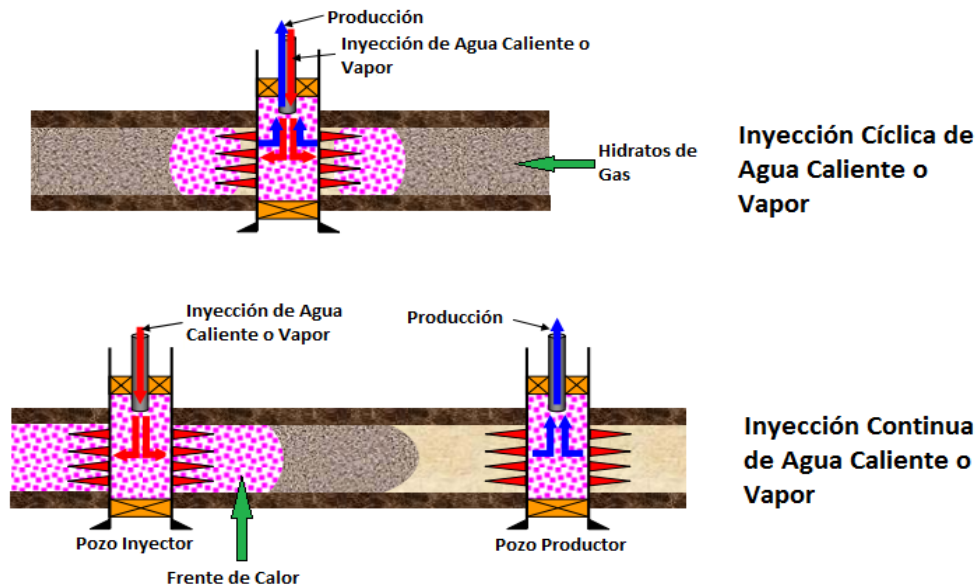


Fuente: Modificada de MCGÜIRE, Patrick."Recovery of Gas From Hydrate Deposits Using Conventional Technology". *SPE-DOE Unconventional Gas Recovery Symposium of the Society of Petroleum Engineers*. Mayo 16-18. 1982

La figura 19. ilustra el funcionamiento de los esquemas que se usan para los métodos de inyección de fluidos calientes.

3.2.1.2. Generación de calor in situ. Otro de los esquemas que se aplican utilizando el método de estimulación termal es la generación de calor en el yacimiento, sin inyección de ningún fluido que transfiera su calor al pozo. Dentro de estos métodos se incluyen el calentamiento mediante herramientas instaladas en fondo de pozo y las reacciones que puedan ser llevadas en el mismo para generar calor, cómo la combustión.

Figura 19. Esquemas utilizados para la inyección de fluidos calientes.



Fuente: Modificada de KURIHARA, M.; OUCHI, H.; NARITA, H.; MASUDA, Y. "Gas Production from Methane Hydrate Reservoirs". *Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates*. Julio 17-21. 2011

- **Calentamiento electromagnético:** Yuri Makogon en su libro explicaba que la generación de calor electromagnético basaba su funcionamiento en ondas de este tipo que desde su generación en un radiador en fondo de pozo se propagan hacia el GHR interactuando con los hidratos y generando fuentes internas de

calor que elevan la temperatura del mismo al punto de disociarlo. El esquema consta entonces de un radiador que se instala en la zona de los hidratos y que emite ondas electromagnéticas de alta frecuencia. Este radiador puede ser tipo antena (esquema de Heinemann et al.²²) o tipo electrodo (esquema de Islam et al.²³), y aunque el fenómeno de funcionamiento para ambos sea distinto, tienen el mismo propósito.

- El esquema desarrollado por Heinemann et al. funciona a base de una o dos antenas que se bajan al pozo mediante un cable eléctrico que les suministra corriente directa. Junto a las antenas se bajan un generador de microondas y una herramienta. Las antenas se ubican en la zona de los hidratos, y una vez se les suministra electricidad, empiezan a irradiar las ondas electromagnéticas que se propagan hacia el yacimiento y disocian los hidratos. La figura 20. ilustra el esquema de calentamiento electromagnético desarrollado por Heinemann.
- Por su parte, el esquema desarrollado por Islam et al. es una técnica desarrollada funcional tanto para pozos horizontales como verticales, y el fenómeno físico que se presenta es el de calentamiento por inducción, puesto que se utilizan 2 electrodos de corriente alterna que inducen mediante el cambio constante de cargas un campo electromagnético cuyas ondas son útiles para calentar el yacimiento, puesto que generan fuentes internas de calor en este. En pozos verticales, se usan sólo 2 electrodos los cuales se colocan uno en la zona impermeable encima del yacimiento y otro en el GHR, esto con el fin de que las ondas inunden a la formación y creen fuentes internas de calor en bastantes zonas que contribuyan a una buena disociación. En cuanto a pozos horizontales, se suelen utilizar electrodos con 30 metros de separación entre cada uno para

²²HEINEMANN, R.; HUANG, D.; LONG, J.; SAEGER, R. "Method for Recovering Gas from Hydrates". *US Patent No. US 6 214 175 B1*. 2001

²³ISLAM, M. "A new recovery technique for gas production from Alaskan gas hydrates". *Journal of Petroleum Science and Engineering. Volumen 11*. 1994 267-281.

el mismo fin, propagar muchas ondas electromagnéticas que contribuyan con la generación de calor.

- **Calentamiento por generación de reacciones:** Uno de los mecanismos que puede ser usado para la generación de calor es el uso de reacciones que liberen energía, es decir, reacciones exotérmicas. Este tipo de reacciones suelen usar al metano como parte importante de la reacción, puesto que éste abunda al interior de la formación. Algunas de las reacciones que pueden ser usadas son las catalíticas (como la combustión parcial del metano o la oxidación parcial del metano) o la combustión in situ. Para inducir este tipo de reacciones normalmente toca introducir ciertos reactivos al yacimiento y buscar la manera de que se presente dentro del mismo, ya sea por la inyección de catalizadores, la inyección de los reactivos altamente presurizados o el suministro de calor in situ (lo cual no sería eficiente debido a que lo que se busca con estas reacciones es generar calor).

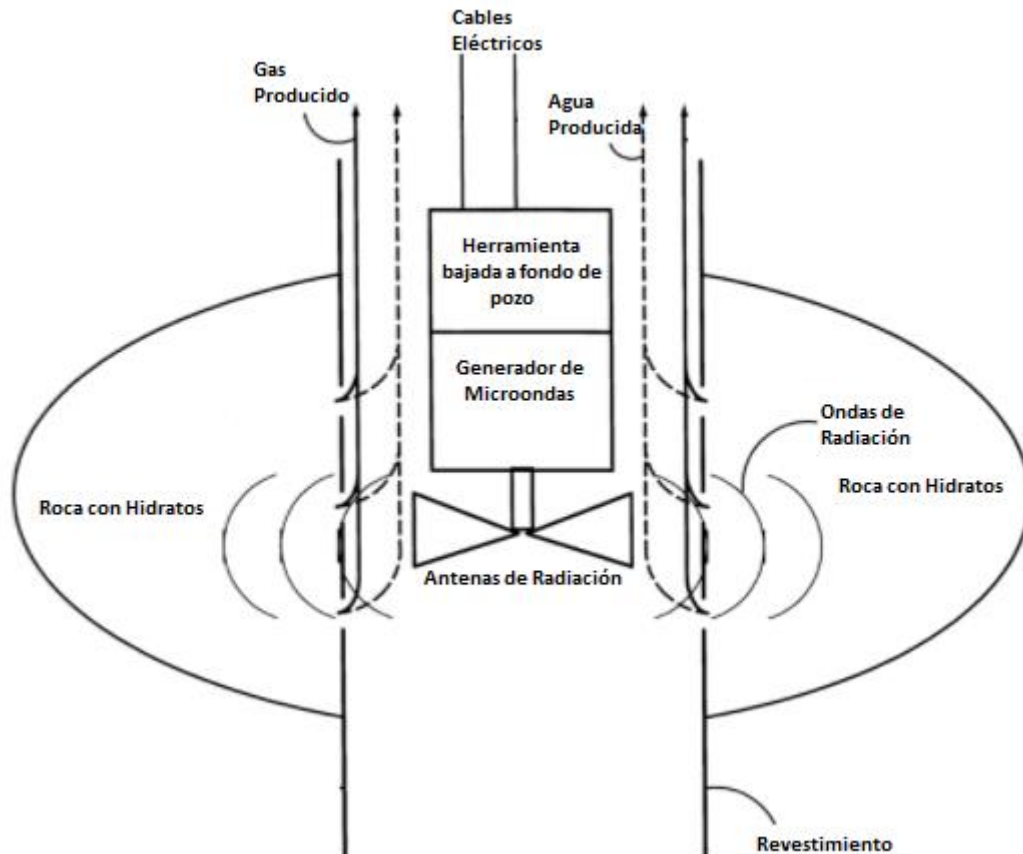
3.3. MÉTODO DE INHIBICIÓN QUÍMICA

El método deriva su nombre de la inyección de inhibidores químicos (usualmente en estado líquido) que tienen la habilidad de disminuir la temperatura de formación del hidrato estableciendo un cambio en el equilibrio del mismo. Normalmente los inhibidores usados son salmueras y alcoholes especiales (metanol o glicoles son los más comunes).

La característica principal de estos inhibidores como se dijo anteriormente es la disminución de la temperatura de formación del hidrato. El fenómeno químico que permite tal disminución es la formación de una mezcla eutéctica en la que uno de los dos componentes reduce su punto de fusión y por tal motivo, la zona de estabilización del hidrato cambia. Una vez el inhibidor entra en contacto con el

hidrato, altera sus propiedades y por lo tanto, se inicia la disociación con mucho menos calor requerido.

Figura 20. Calentamiento electromagnético propuesto por Heinemann.



Fuente: Modificada de HEINEMANN, R.; HUANG, D.; LONG, J.; SAEGER, R. "Method for Recovering Gas from Hydrates". *US Patent No. US 6 214 175 B1*. 2001

Éste es el método más ineficiente de los 3, puesto que el yacimiento inicialmente tiene muy bajas permeabilidades para que un fluido pueda fluir normalmente a través del yacimiento. Para solucionar este inconveniente, se suelen inyectar estos fluidos calientes, teniendo un doble efecto sobre el yacimiento. Sin embargo, ésta no es la única deficiencia de los inhibidores químicos, ya que estos son demasiado costosos.

3.4. OTROS MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DEL GAS PROVENIENTE DE YACIMIENTOS DE HIDRATOS

Existe un cuarto método para producción del hidrato de metano el cual consiste en la producción de gas proveniente de Hidratos el cual consiste en la disociación del mismo y el desplazamiento de éste con CO_2 ²⁴. Esto es posible debido a que tanto el dióxido de Carbono como el metano forman hidratos de estructuras tipo I, (incluso sus mezclas forman este tipo de estructura). Esto es posible porque Ohgaki et al. en 1994 realizó estudios donde demostró que las moléculas de CO_2 tendían a ser atrapadas que las de CH_4 . Numerosos estudios y experimentos se han hecho utilizando el sistema de intercambio de metano por dióxido de Carbono (Seo et al. en 2001, Lee et al. en 2003, Goel et al. en 2006, McGrail et al. en 2007, entre otros), demostrando la factibilidad de este método que también es altamente estudiado por lo benéfico que resultaría el secuestro del CO_2 en hidratos para el medio ambiente.

²⁴MCGRAIL, B.; TSCHAEF, H.; WHITE, M. et al. "Using Carbon Dioxide to Enhance Recovery of Methane from Gas Hydrate Reservoirs: Final Summary Report". *Pacific NorthWest National Laboratory*. 2007

4. PLANTEAMIENTO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS DE HIDRATOS POR EL MÉTODO DE DESPRESURIZACIÓN

Modelar la disociación de los hidratos de gas es algo por lo que la industria se ha preocupado hace mucho tiempo. En principio surgió con el objetivo de predecir las condiciones a las cuales los hidratos podían formarse en las tuberías para poder de esa manera prevenir problemas de transporte y procesamiento. Luego, cuando se empezó a estudiar el potencial energético de estas *jaulas de hielo*, se tornó la investigación hacia la producción del gas mediante la disociación de éstas.

Los modelos matemáticos se desarrollan con el fin de, valga la redundancia, modelar un fenómeno que se presente en la naturaleza. En el caso de la industria, los modelos son la premisa fundamental de los simuladores, que se encargan de tratar de emular con el máximo grado de precisión posible el comportamiento del fenómeno estudiado, lo cual se garantizará entre más se acerque el modelo a la realidad en cuanto a fenómenos físicos y certidumbre de las variables.

4.1. MODELOS MATEMÁTICOS PARA LOS GHR.

Para el modelamiento de la producción de gas de hidratos por el método de despresurización, se han desarrollado diversos modelos que pueden clasificarse en cuatro diferentes grupos.

4.1.1. Modelos termodinámicos. Son los modelos de mayor complejidad, ya que tienen en cuenta una gran cantidad de variables y su método de resolución se basa en ecuaciones diferenciables de balances energéticos y másicos, tienen en cuenta

el flujo en medios porosos, aplican cinética intrínseca para describir la disociación y consideran hidratos con más de un tipo de molécula huésped. Además, se tiene en cuenta hasta 6 componentes y la variación de porosidad y permeabilidad en el yacimiento a medida que el hidrato se disocia, y también la inyección de químicos o fluidos calientes.

Este tipo de modelos pueden ser usados para cualquier esquema de producción de hidratos. La principal desventaja es su complejidad, además del hasta ahora desconocimiento del fenómeno de disociación a nivel de yacimiento, puesto que los modelos que al día de hoy existen varían los parámetros de este fenómeno basados en datos experimentales de la disociación de hidratos, estudios en núcleos o la asignación de valores constantes para que los datos concuerden y varían de sistema a sistema. Entre estos modelos se destacan los precursores de los softwares más complejos de la industria en el modelamiento de hidratos como lo son el HydResSim, MH21, TOUGH-Fx/Hydrate, STARS o STOMP, además de los modelos presentados por YuHu, QuinPing, XiangFang y Yan²⁵ (2008); Kurihara y colaboradores²⁶ (2009); Qorbani y Kvamme²⁷ (2016), entre otros.

4.1.2. Modelos cinéticos con transferencia de calor y balance de materia. Son de menor complejidad puesto que no vinculan balances energéticos sino másicos, pero incorporan modelos cinéticos de disociación y a veces pueden incluirse factores como el de variación de porosidad y/o permeabilidad con la variación el

²⁵YUHU, B.; QUINPING, L.; XIANGFANG, L.; YAN, D. "The simulation of nature gas production from ocean gas hydrate reservoir by depressurization". *Science in China Series E: Technological Sciences*. Volumen 51. 2008 1272-1282.

²⁶KURIHARA, M.; SATO, A.; OUCHI, H. et al.. "Prediction of Gas Productivity From Eastern Nankai Trough Methane-Hydrate Reservoirs". *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. Junio 2009.

²⁷QORBANI, K.; KVAMME, B. "Non-equilibrium simulation of CH₄ production from gas hydrate reservoirs through the depressurization method". *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Volumen 35. 2016 1544-1554.

hidrato. Gamwo y Liu²⁸ (2010) y Kathaniar y colaboradores²⁹ desarrollaron modelos de este tipo.

4.1.3. Modelos de equilibrio con transferencia de calor y balances de materia.

Son de menor complejidad puesto que en los modelos de equilibrio, la disociación ocurre casi instantáneamente puesto que se asumen constantes de disociación y formación muy altas, por lo que se elimina una variable importante que es la saturación del hidrato. Son menos comunes puesto que no es muy usado el modelo de equilibrio debido a su alejamiento de la realidad. Holder y Angert³⁰ (1982); Burshears y colaboradores³¹ (1986); Makogon³² (1997); Caicedo y Pinto³³ (2003), entre otros tienen modelos de este tipo.

4.1.4. Modelos de equilibrio con balances de materia. Son los de menos complejidad en la industria debido a que se basan en modelos de uno o dos fluidos con un componente adicional que desaparece instantáneamente al llegar a unas condiciones determinadas. Los primeros modelos de disociación desarrollados fueron de este tipo.

²⁸GAMWO, I.; LIU Y.; "Mathematical Modeling and Numerical Simulation of Methane Production in a Hydrate Reservoir". *Ind. Eng. Chem. Res. Volumen 49*. 5231–5245. 2010

²⁹KATHANIAR, S.; KAMATH, V.; OMENIHU, S. ET al. "Modelling and economic analysis of gas production from hydrates by depressurization method". *The Canadian Journal of Chemical Engineering, Volume 80*. 2002

³⁰HOLDER, G.; ANGERT, P. "Simulation of Gas Production From a Reservoir Containing Both Gas Hydrates and Free Natural Gas". *57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Nueva Orleans, Septiembre 26-29. 1982

³¹BURSHEARS, M.; O'BRIEN, T.; MALONE, R. "A Multi-Phase, Multi-Dimensional, Variable Composition Simulation of Gas Production From a Conventional Gas Reservoir in Contact With Hydrates". *Unconventional Gas Technology Symposium of the Society of Petroleum Engineers*. Louisiana. Mayo 18-21. 1986

³²MakoGon, Yuri. "Hydrates of Hydrocarbons". Tulsa: PenWell Publishing Company. 1997 p. 399-411.

³³CAICEDO, Javier y PINTO, Nelson. "Esquemas de Explotación de Yacimientos de Hidratos de Gas: Primera Aproximación de un Modelo Matemático para el Esquema de Despresurización" (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander. 2003

4.2. MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO

El modelo matemático que se propone es para la producción es un modelo de tipo cinético con balances de materias, sin incluir la transferencia de calor. No es recomendable aplicarse para yacimientos debido a que como se mencionó anteriormente, no hay un modelo de disociación unificado y certero para los mismos, además de que la tasa de producción de los mismos es altamente difícil de simular porque depende de ciertas consideraciones como niveles de fluido, instalación de sistemas de levantamiento artificial y otras cosas que agregarían muchas más variables en el desarrollo de las ecuaciones.

El modelo además está desarrollado para sistemas porosos de los yacimientos clase 1 con las fases de gas y agua, y es necesario que ambas puedan moverse dentro del sistema. Se realizó para calcular la producción acumulativa y la tasa de producción y el porcentaje de gas disociado que aporta a la producción, con el objetivo de verificar cómo funciona la disociación y cómo esta funciona como mecanismo provisional del mantenimiento de las presiones al generar más fluido dentro del yacimiento.

El proceso de despresurización en el modelo se considera isotérmico, puesto que, aunque en la realidad no ocurre de esta manera, se ha demostrado en los experimentos realizados que el cambio de temperatura no es demasiado grande, aunque para efectos del comportamiento del sistema en el tiempo si podría ser significativo debido al carácter exponencial de la disociación.

Finalmente, para resolver numéricamente el modelo, se usa el método de solución simultánea explicado por Aziz y Settari³⁴, asegurando la convergencia utilizando el modelo de Newton-Raphson, dejando como variables las presiones de las fases

³⁴AZIZ, K.; SETTARI, A. "Petroleum Reservoir Simulation". Essex. Applied Science Publisher LTD. 1979

móviles dentro del sistema. Es ésta la razón por la cual se hace menester que siempre exista la movilidad del agua y el gas dentro de éste.

El presente modelo examina la disociación de los hidratos de metano por despresurización en núcleos, tomando el flujo en una dimensión. El sistema en el modelo se particiona en una malla rectangular de un número variable de celdas horizontales y verticales que totalizan el volumen del mismo. Al ser el flujo en una dimensión, agregar las celdas verticales se hace con el fin de discretizar el modelo puesto que hay parámetros dentro del mismo que dependen del volumen de la celda, pero el comportamiento vertical del modelo es el mismo a lo largo de todo el espesor.

Las consideraciones del modelo entonces se resumen a continuación:

1. La despresurización es un proceso isotérmico, es decir, que se mantiene la misma temperatura durante todo el tiempo que dure la prueba.
2. La tasa de producción del hidrato se calcula por la Ley de Darcy que caracteriza el movimiento de los fluidos a través de un medio poroso, configurándose la diferencia de presión de ésta como una presión de salida que está configurada como una constante y la presión de la celda más lejana a la salida del sistema.
3. Es necesario para la existencia matemática de la solución numérica propuesta que existan dos fases móviles dentro del sistema poroso (saturaciones de gas y agua normalizada iniciales mayores que saturaciones de gas y agua crítica).
4. Todo el espesor del sistema contribuye a la producción del mismo.
5. A medida que se disocia el hidrato, se genera gas y agua que se agregan al núcleo, ocupando este espacio y el que dejan los fluidos producidos.
6. El sistema poroso se estableció como un paralelepípedo, en el cual el flujo es unidimensional hacia la salida del mismo.
7. La presión capilar gas-agua se considera una función que varía linealmente con la saturación de agua normalizada.

8. La permeabilidad del sistema se modifica a medida que cambia la saturación del hidrato dentro del sistema.
9. Los hidratos en el medio poroso están compuestos de gas que es puramente metano.
10. Si la presión de equilibrio del hidrato es menor que la presión del sistema, no hay formación del hidrato debido a que la tasa de formación es tan pequeña que se desprecia.
11. El modelo contiene tres componentes (Hidrato, Agua y Gas) y tres fases (Hidrato, Acuosa y Gaseosa); la fase Hidrato es inmóvil, por lo cual no genera capilaridad, sin embargo, ésta se encuentra a presión de la fase gaseosa.
12. En la fase acuosa sólo existe agua, debido a que el metano tiene una muy baja solubilidad en el agua.
13. En la fase gaseosa sólo existe gas metano, debido a que la presión de vapor del agua es muy pequeña a temperaturas tan bajas, al ser mucho menor que la presión del yacimiento, la fracción molar del agua en el gas sería tan poca que podría despreciarse.
14. El agua es un fluido incompresible, por lo que las propiedades de viscosidad y densidad no cambian con la presión y, por lo tanto, se mantienen constantes durante toda la simulación.
15. Se asumen condiciones estándar a temperatura de 60°F (15°C); presión de 14.7 psia (0.101MPa) y factor de compresibilidad $Z=1$.

Estas suposiciones fueron tomadas de acuerdo a estudios realizados por Yousif y colaboradores³⁵; Gamwo y Liu³⁶; Tang y colaboradores³⁷; Zhao y colaboradores³⁸ y

³⁵YOUSIF, M.; ABASS, H.; SELIM, M.; Sloan, E. . "Experimental and Theoretical Investigation of Methane-Gas-Hydrate Dissociation in Porous Media". *SPE Reservoir Engineering, February 1991*.

³⁶GAMWO, I; LIU, Y. Op. cit. p. 60.

³⁷TANG, L.; LI, X.; FENG Z. et al. "Control Mechanisms for Gas Hydrate Production by Depressurization in Different Scale Hydrate Reservoirs". *Energy & Fuels. Volumen 21 2007 . 227-233*.

³⁸ZHAO, J.; SHI, D.; ZHAO, Y. "Mathematical Model and Simulation of Gas Hydrate Reservoir Decomposition by Depressurization". *Rev. IFP Energies nouvelles. Volumen 67. 2012 379-385*.

Ruan y colaboradores³⁹ (trabajos que sirvieron de base para desarrollar el presente modelo). Estas suposiciones pueden afectar la tasa de disociación de los hidratos y la tasa de producción de los mismos en los experimentos realizados, pero no son necesarias cantidades exactas para alcanzar los objetivos propuestos.

4.2.1. Ecuaciones que conforman el modelo. Las ecuaciones que conforman el modelo se obtuvieron mediante el desarrollo de un balance de materia utilizando parámetros como la Ley de Darcy y el factor volumétrico de formación del gas. Las principales ecuaciones que conforman el modelo son las siguientes:

$$\nabla \left(\frac{K * K_{rg}}{\mu_g * \beta_g} * \nabla P_g \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_g * \phi}{\beta_g} \right) + \frac{q_{gsc}}{\Delta V} - \frac{m_g}{\rho_{gsc}}$$

$$\nabla \left(\frac{K * K_{rw}}{\mu_w} * \nabla P_w \right) = \frac{\partial}{\partial t} (S_w * \phi) + \frac{q_w}{\Delta V} - \frac{m_w}{\rho_w}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (S_H * \phi * \rho_H) = - \frac{m_H}{\rho_w}$$

Donde;

K=Permeabilidad;

K_r=Permeabilidad relativa;

μ=Viscosidad;

P=Presión de la fase;

S=Saturación;

φ=Porosidad;

β=Factor Volumétrico de Formación;

ρ=densidad;

q=Caudal de producción;

m=masa de disociación o formación de la fase por la disociación del hidrato;

ΔV=Volumen de la celda;

³⁹RUAN, X.; SONG, Y.; ZHAO J. et al. "Numerical Simulation of Methane Production from Hydrates Induced by Different Depressurizing Approaches". *Energies*. Volumen 5. 2012 438-458.

Sub-índices;

w=Agua;

g=Gas;

sc=Datos a condiciones estándar;

Las siguientes ecuaciones complementan el modelo, ayudando a eliminar algunas variables al momento de solucionar numéricamente el modelo:

$$P_c = P_g - P_w$$

$$1 = S_g + S_H + S_w$$

$$P_c = \frac{P_{cmax}}{S_{wc} - 1} \left(\frac{S_w}{S_w + S_g} + 1 \right)$$

$$K = K_o (1 - S_H)^{N_k}$$

$$m_H = m_g + m_w$$

$$m = n * M$$

$$n = k_o * e^{-\frac{\Delta E}{RT}} * A_{HS} * (f_e - f_g)$$

$$A_{HS} = S_H * \phi * \sqrt{\frac{(\phi * (1 - S_H))^3}{2K}}$$

$$M_H = M_g + N_H * M_w$$

$$q = \frac{K * K_r * A_T * (P - P_{wf})}{\mu * L}$$

Donde;

P_c = Presión Capilar;

K_o = Permeabilidad intrínseca (a cero saturación de hidratos);

N_k = Índice de reducción de permeabilidad;

n = Tasa molar de disociación de hidratos por unidad volumétrica;

M = Masa molecular;

k_o = Tasa constante de disociación;

ΔE = Energía de activación del hidrato;

R= Constante universal de los gases ideales;
 A_{HS} = Área superficial específica de los hidratos;
 N_H = Número de Hidrato;
f= Fugacidad del gas (para efectos de cálculo se iguala a la presión);
 A_T = Área Transversal del núcleo;
L= Longitud del núcleo;
 P_{wf} = Presión de salida del núcleo;
Sub-índice;
e= condiciones de equilibrio del hidrato;

La viscosidad del gas está calculada con base en el modelo de Dempsey et al.⁴⁰, en cuanto al factor de compresibilidad Z, éste está calculado con base en el modelo de Al-Anazi y AlQuraishi⁴¹(2010). El modelo de permeabilidades relativa usado es el modelo de Corey⁴² y el modelo utilizado para la disociación es el modelo de Kim-Bishnoi⁴³.

La presión de equilibrio del hidrato se calcula mediante una correlación encontrada en un modelo propuesto por YuHu y colaboradores⁴⁴.

4.2.2. Solución numérica del modelo. El modelo, como anteriormente se dijo, se soluciona numéricamente por el método de solución simultánea explicado por Aziz, el cual es un buen modelo para solucionar sistemas de ecuaciones no lineales de más de una fase. De esta manera, las variables principales del modelo son las

⁴⁰AI-NASSER, K.; AL-MARHOUN. "Development of New Gas Viscosity Correlations". *SPE International Production and Operations Conference and Exhibition*. Doha, 14-16 de Mayo. 2012

⁴¹AI-ANAZI, B.; ALQURAISHI, A. "New Correlation for Z-Factor Using Genetic Programming Technique". *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. Mumbai. 20-22 de Enero. 2010

⁴²RUAN, X.; SONG, Y.; ZHAO J. et al. . Op. cit. p. 64.

⁴³KIM, H; BISHNOI, P.; HEIDEMANN, R.; RIZVI, S. "Kinetics of Methane Hydrate". *Chemical Engineering Science. Volumen 42*. 1987 1645-1653.

⁴⁴YUHU, B.; QUINPING, L.; XIANGFANG, L.; YAN, D. Op. cit. p. 60.

presiones de las fases móviles del yacimiento. Para asegurarse la convergencia, se escoge el método de Newton-Raphson explicado también por Aziz.

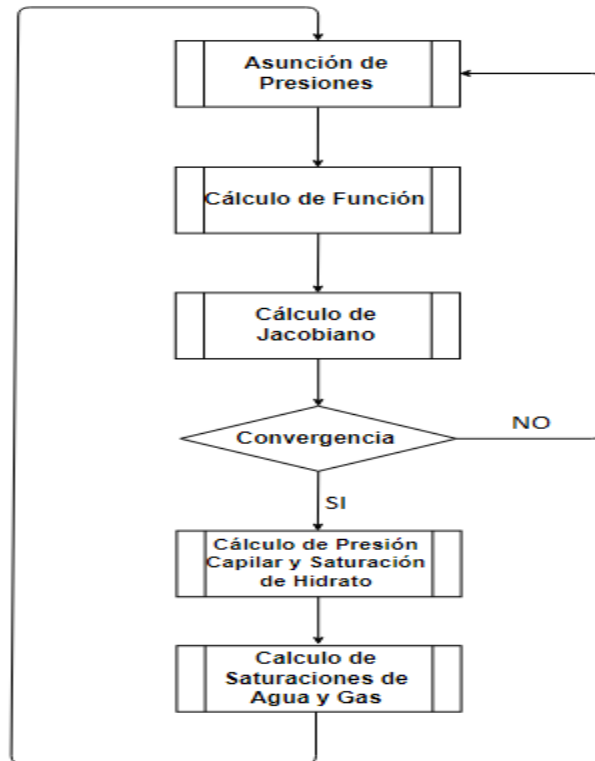
El siguiente es el orden para solucionar el modelo utilizando el método propuesto:

1. Se calculan con las condiciones iniciales de saturaciones la presión capilar para el perfil de presiones iniciales.
2. Se asume que las presiones iniciales son la presiones al siguiente paso de tiempo, posteriormente se calcula la matriz Jacobiana (la cual ha sido obtenida analíticamente y utilizando el método de Newton-Raphson se recalculan las presiones al primer paso de tiempo, si estas presiones se acercan con cierto grado de tolerancia a las de la iteración anterior, se fijan como las presiones definitivas al paso de tiempo siguiente, sino, se fijan como las presiones al paso de tiempo siguiente para una nueva iteración.
3. Cuando las presiones son las definitivas, se calcula la presión capilar y así las saturaciones del siguiente paso de tiempo. Al igual que la saturación de hidratos que depende de la presión del gas.
4. Se repite el paso 2.

El diagrama de flujo del algoritmo solución se puede ver en la figura 21.

Con el modelo propuesto, se planteó como objetivo desarrollar una herramienta software que permitiera simular la producción de gas proveniente de hidratos, por lo cual la descripción del desarrollo y los resultados del modelo se explican a continuación.

Figura 21. Algoritmo solución.



4.3. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE SIMHYDRATES

SimHydrates es una herramienta software desarrollada en el programa MATLAB, el cual posee un lenguaje de programación propio (lenguaje M) que es altamente preciso para cálculos numéricos. Sin embargo, cabe aclarar que las herramientas desarrolladas en MATLAB tienen una desventaja y es que no pueden ser ejecutadas en equipos que no posean este software instalado y licenciado.

Está dividido en 2 componentes: SimHydrates.fig que maneja la interfaz gráfica y el reporte gráfico, además de leer las variables de entrada del modelo y SimHydrates.m que aplica el modelo matemático, el cual está desarrollado en un solo código.

4.3.1. Interfaz gráfica. La interfaz gráfica de SymHydrates fue enteramente desarrollada en un módulo especial de MATLAB llamado GUIDE que es especial para la creación de interfaces de este tipo. La interfaz del usuario es de un manejo sencillo y diseñada para seguir un procedimiento secuencial de acuerdo a las instrucciones descritas anteriormente.

4.3.1.1. Pantalla de presentación. Es un cuadro de diálogo que contiene como imagen el logotipo del programa junto con información general y el botón “INICIAR” que cierra esta ventana y despliega la pantalla principal. (Figura 22.)

4.3.1.2. Pantalla principal. Contiene los menús del programa: Archivo, Datos, Gráficas y Ayuda. Además del Botón “Simular” que arranca la simulación al presionarse cuando todos los datos son ingresados (Figura 23.)

- **Menú Archivo:** El menú Archivo contiene funciones básicas de cualquier software de entrada y salida de datos, la opción “Abrir” para abrir los datos de simulaciones anteriores, la opción “Cerrar” para cerrar el simulador. La opción “Guardar” para guardar los datos de una simulación, la opción “Guardar Como” para dar la opción de guardar en otra ubicación y con otro nombre y la opción “Limpiar Datos” para borrar todos los datos de la simulación actual.

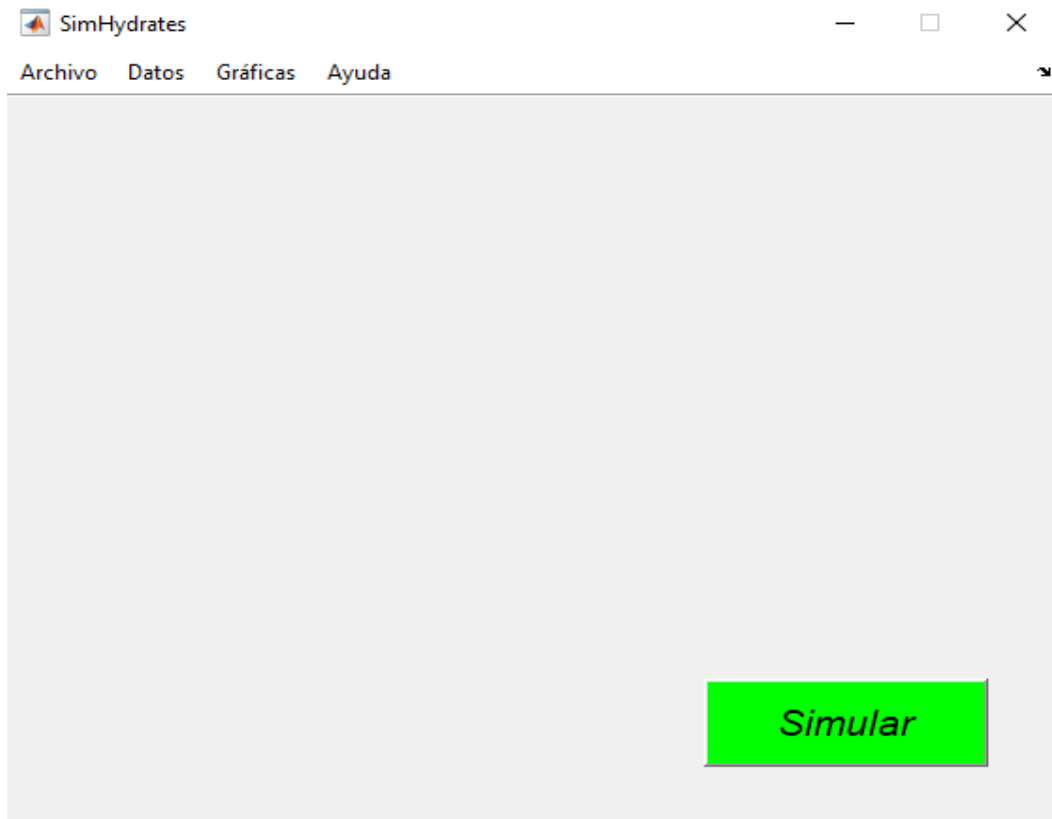
Figura 22. Pantalla de presentación.



4.3.1.3. Menú datos. El menú Datos es utilizado para realizar la entrada de Datos del software, tiene las opciones “Producción”, “Condiciones Iniciales”, “Construcción de la Malla”, “Propiedades Petrofísicas”, “Propiedades de los Fluidos” y “Propiedades del Hidrato”. Cada uno de ellos despliega una ventana donde se hace la entrada de los datos necesarios para correr el modelo. Todos estos datos pueden introducirse en unidades de campo o unidades del sistema internacional.

1. *Producción:* Al seleccionar esta opción en el menú, se despliega una ventana la cual pide la presión de salida del sistema, la cual es necesaria para calcular la tasa de producción. (Figura 24.)
2. *Condiciones Iniciales:* La ventana de Condiciones Iniciales pide los datos de Presión y Temperatura Inicial del núcleo. (Figura 25.)

Figura 23. Pantalla Principal.



3. *Construcción de la Malla*: La ventana Construcción de la Malla pide datos como la longitud y el diámetro del núcleo, junto con el número de celdas deseadas tanto verticales como horizontales y el tiempo de simulación deseado.
4. *Propiedades Petrofísicas*: La ventana de Propiedades Petrofísicas pide datos petrofísicos como son la porosidad, la permeabilidad, las saturaciones iniciales y datos necesarios para los modelos de permeabilidad relativa y presión capilar como lo son las saturaciones críticas de agua y gas, las permeabilidades relativas máximas de los fluidos, los exponentes de estas curvas y la presión capilar máxima. (Figura 26.)
5. *Propiedades de los Fluidos*: La ventana de Propiedades de los Fluidos realmente sólo solicita 2 datos los cuáles son la densidad y la viscosidad del gas a la temperatura del sistema, puesto que los otros datos son constantes fijas del modelo. Estos datos, los cuales son la Presión y la Temperatura Crítica del

Metano y las Masas Moleculares del Metano y del Agua aparecen para dar certeza al usuario de su valor. (Figura 27.)

6. *Propiedades del Hidrato*: La ventana de Propiedades del Hidrato pide datos referentes al Hidrato y a su disociación, como lo son la densidad del Hidrato, el número de Hidrato, la constante de disociación y la Energía de activación del mismo.

4.3.1.4. Menú gráficas. El menú Gráficas sólo se activa una vez se termina la simulación, y abre una ventana que contiene las diferentes gráficas que pueden obtenerse, las cuales son todas las combinaciones posibles entre distintos parámetros del sistema como lo son el tiempo, la presión promedio del núcleo, la presión de producción del núcleo, la tasa de producción de gas y de agua, la producción acumulativa de gas y de agua, la contribución de los hidratos a la producción acumulativa de gas, las saturaciones, el factor volumétrico del gas, la viscosidad del gas, el factor de compresibilidad Z del gas, la permeabilidad y algunos otros que se observan en el programa.

- **Menú Ayuda:** El menú Ayuda despliega dos opciones las cuales son “Cómo Usar SimHydrates” que redirecciona a un documento con las instrucciones de uso del programa (Este documento puede encontrarse en el Anexo A), y “Acerca de SimHydrates” que abre un cuadro de diálogo con Información acerca del programa.

4.4. EJEMPLOS DE RESULTADOS DEL MODELO

Para correr el modelo, como se ha dicho anteriormente se requieren una cantidad de datos los cuales puede ingresar el usuario en SimHydrates. Con los datos de la tabla 4. se mostrará un ejemplo de cómo son las gráficas que se obtienen con el simulador, y este ejemplo servirá también como una comparación con uno de los

modelos obtenidos por otro autor, puesto que los datos son información obtenida en un experimento por Tang y colaboradores. Las gráficas que se analizarán serán las de los parámetros más importantes para el modelo, los cuales son la producción acumulativa de gas y agua, la Presión de Producción del núcleo, la tasa de producción de gas y los perfiles de saturaciones, todos estos parámetros evaluados en el tiempo. Infortunadamente, los experimentos llevados a cabo por la mayoría de autores que se han dedicado a estudiar este tema sólo muestran en sus artículos las gráficas de la producción acumulativa en el tiempo, y el de Tang no es una excepción, por lo cual sólo puede compararse este parámetro.

Figura 24. Submenú “producción”.

The screenshot shows a software window titled "Producción". It is divided into two main sections: "Datos de Producción" on the left and "Unidades" on the right. In the "Datos de Producción" section, there is a label "Presión de salida:" followed by a text input field and the unit "psia". Below this input field is a small "Editar" button. The "Unidades" section contains two radio button options: "Unidades de Campo" (which is selected) and "Sistema Internacional". At the bottom right of the window is a "Listo" button.

Figura 25. Submenú “condiciones iniciales”.

The screenshot shows a software window titled "Condiciones Iniciales". It is divided into two main sections: "Condiciones Iniciales del Sistema" on the left and "Unidades" on the right. In the "Condiciones Iniciales del Sistema" section, there are two labels: "Presión Inicial:" followed by a text input field and the unit "psia", and "Temperatura Inicial:" followed by a text input field and the unit "°F". Below the "Presión Inicial" input field is a small "Editar" button. The "Unidades" section contains two radio button options: "Unidades de Campo" (which is selected) and "Sistema Internacional". At the bottom right of the window is a "Listo" button.

Figura 26. Submenú “propiedades petrofísicas”.

Propiedades Petrofísicas

Propiedades Petrofísicas Básicas

Porosidad: fracción

Permeabilidad: mD

Saturación Inicial de Agua: fracción

Saturación Inicial de Gas: fracción

Saturación Inicial del Hidrato: fracción

Editar

Propiedades Petrofísicas Especiales:

Permeabilidad Relativa Máxima del Agua: fracción

Permeabilidad Relativa Máxima del Gas: fracción

Saturación Crítica de Agua: fracción

Saturación Crítica de Gas: fracción

Índice de Permeabilidad Relativa del Agua:

Índice de Permeabilidad Relativa del Gas:

Presión Capilar Máxima: psia

Editar

Unidades

Unidades de Campo

Sistema Internacional

Listo

4.4.1. Producción acumulativa de gas. Corresponde a la producción de gas debido a la despresurización del núcleo, incluye el gas libre y el gas disociado del hidrato. En la figura 28. se aprecia la gráfica para este modelo junto con la obtenida por el experimento de Tang.

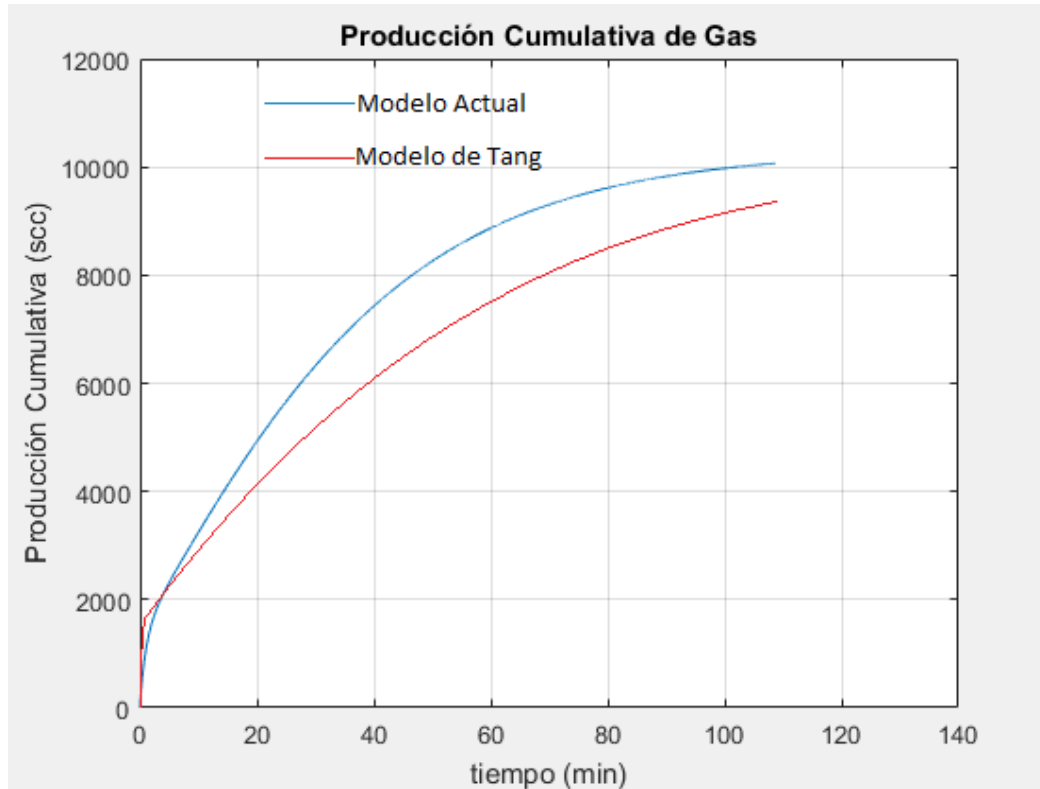
En ésta se puede observar que la producción en el modelo del presente trabajo alcanza un valor ligeramente mayor de producción acumulativa. La diferencia podría deberse al desconocimiento de los datos de tasa de producción manejada en el experimento ni el modelo usado por los autores de este para predecir tal tasa.

Figura 27. Submenú “propiedades de los fluidos”.

Tabla 4. Datos de simulación utilizados.

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
Longitud	50	cm	Presión Inicial	520	psia
Área Transversal	11,4	cm ²	Presión de Salida	281,45	psia
Temperatura	35,74	°F	Saturación Inicial de Agua	19,25	%
Permeabilidad (K)	300	md	Saturación Inicial de Gas	55,31	%
Porosidad	32.8	%	Saturación Inicial de Hidrato	25,44	%
Índice de reducción de K	15		Número de Hidrato	6,7	
Constante de disociación	1*10 ⁴	mol/m ² *Pa*s	<input type="checkbox"/> E/R	9400	1/K
Densidad del Agua	999,64	Kg/m ³	Viscosidad del agua	1,257	cp
Densidad del Hidrato	911	Kg/m ³			
Datos de Permeabilidad Relativa Y Presión Capilar					
Swc	20	%	Sgc	5	%
Nw	4		Ng	3	
Pcmax	0,29	psia	Krwmax	1	
Krgmax	1				

Figura 28. Producción acumulativa de gas.

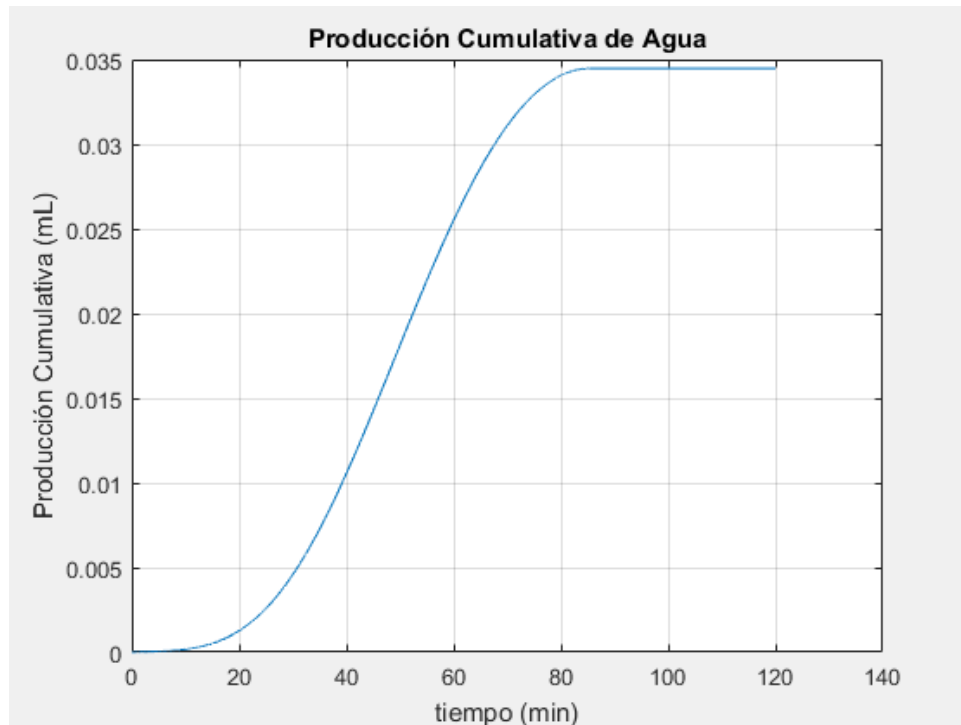


4.4.2. Producción acumulativa de agua. Corresponde a la producción de agua debido a la despresurización del núcleo, incluida el agua libre y el agua disociada. La figura 29. muestra la gráfica de Producción Cumulativa de agua. Como se exhibe en esta, la producción acumulativa de agua es realmente baja, lo cual se debe seguramente a la baja permeabilidad que existe en el núcleo en presencia de los hidratos que no la deja fluir tan fácil como al gas. Se debe tener en cuenta que la producción de agua se detiene antes que la de gas debido a la capilaridad, puesto que el agua tiene menores presiones y por tanto el diferencial de presión se vuelve negativo antes que el de gas, lo que causa que el fluido pierda su energía para fluir hacia afuera del núcleo.

4.4.3. Presión de producción del modelo. Corresponde a la presión de producción del modelo. Ésta se refiere a la presión que tiene la celda más lejana a la salida del

núcleo a medida que se producen los fluidos del mismo. Es por esta presión que se genera el diferencial necesario para que los fluidos migren hacia afuera del núcleo. La figura 30. ilustra como cae la ésta con el tiempo.

Figura 29. Producción acumulativa de agua.



Como se puede observar en la gráfica, la despresurización ocurre muy rápido apenas el núcleo se abre a producción hasta que alcanza la presión de disociación del hidrato, donde se suaviza su descenso hasta que alcanza por fin la presión de salida del núcleo. Esto ocurre debido a que el hidrato al disociarse genera agua y gas al núcleo, los cuales mantienen momentáneamente la presión y ralentizan la rápida despresurización del núcleo.

4.4.4. Perfil de saturaciones. El perfil de saturaciones se compone de 3 gráficas que son las saturaciones de Hidrato, Agua y Gas. La tendencia de las saturaciones de agua y gas en los sistemas porosos de hidratos es de crecer a medida que el

hidrato se disocia (la del agua con mayor rapidez puesto que en la disociación la cantidad másica de agua disociada es, como mínimo, 6 veces la del gas). Sin embargo, existen casos en los cuales la saturación del gas disminuye con la del hidrato (en mucho menor proporción), y esto ocurre cuando la saturación inicial de este fluido es muy alta, ya que a altas saturaciones, altas permeabilidades efectiva, lo que hace que el gas se produzca en grandes cantidades y el gas producto del hidrato disociado no alcanza a reponer todo el producido, lo que hace que su saturación empiece a disminuir. La figura 31. muestra el perfil de saturaciones para el caso analizado.

4.4.5. Tasa de producción de gas. La tasa de producción del núcleo en el modelo propuesto está determinada por la Ley de Darcy para flujo de fluidos en medios porosos, por lo cual parámetros como la permeabilidad efectiva al fluido y la viscosidad del mismo son determinantes para el cálculo de ésta. El diferencial de presión para el cálculo es el que se genera entre presión de la celda más lejana a la salida de fluidos del núcleo y la presión de salida que es una constante fija durante todo el experimento. La figura 32. muestra el comportamiento de la tasa de producción de gas en el tiempo. La de agua no se muestra porque como se observó, los valores producidos de agua son muy mínimos, sin embargo, esta gráfica está disponible en las gráficas arrojadas por la herramienta software.

Cabe resaltar que estos no son los únicos parámetros que evalúa la simulación, puesto que otros como el volumen de agua y gas disociado (analizados por Yousif⁴⁵), el porcentaje de gas disociado sobre el producido (analizados por Ruan y colaboradores⁴⁶) y las variaciones de la presión y saturaciones con la distancia a un tiempo de simulación determinado.

⁴⁵YOUSIF, M.; ABASS, H.; SELIM, M.; SLOAN, E. Op. cit. p. 64.

⁴⁶RUAN, X.; SONG, Y.; ZHAO J. et al. . Op. cit. p. 64.

Figura 30. Presión de producción del núcleo.

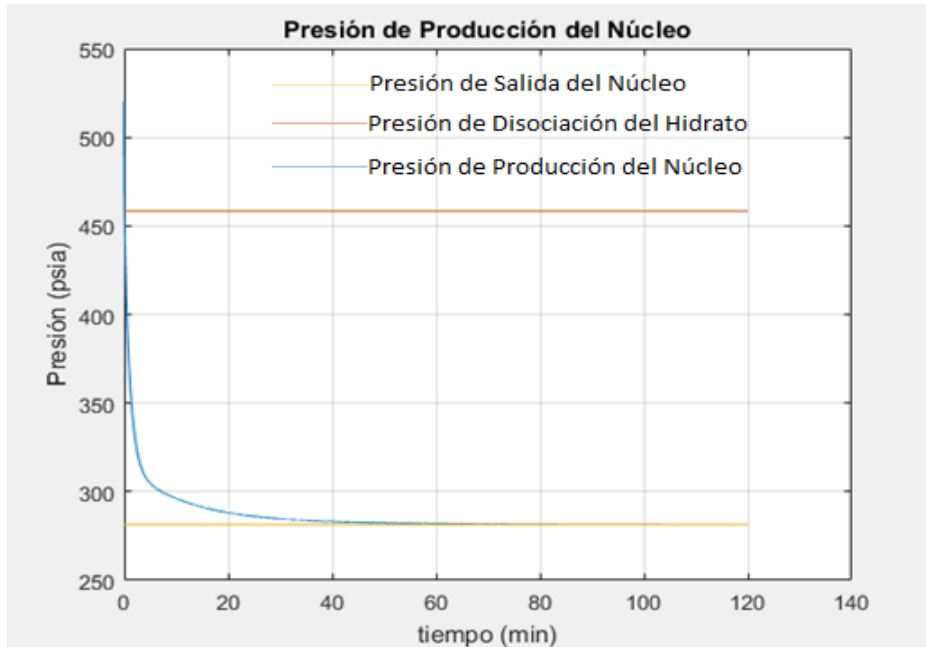


Figura 31. perfil de saturaciones.

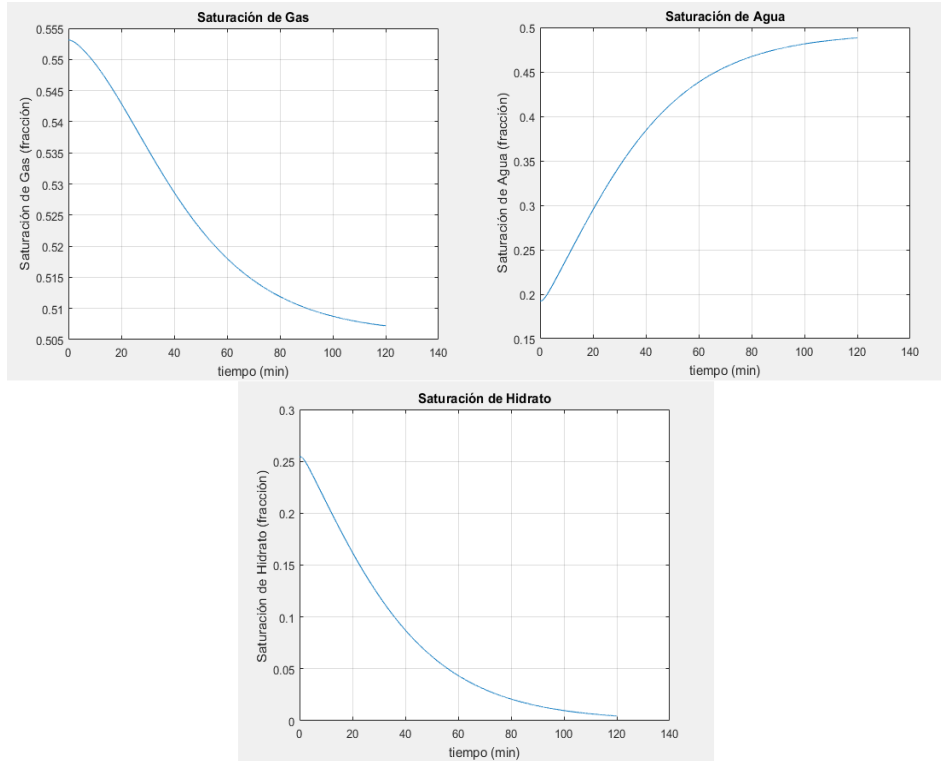
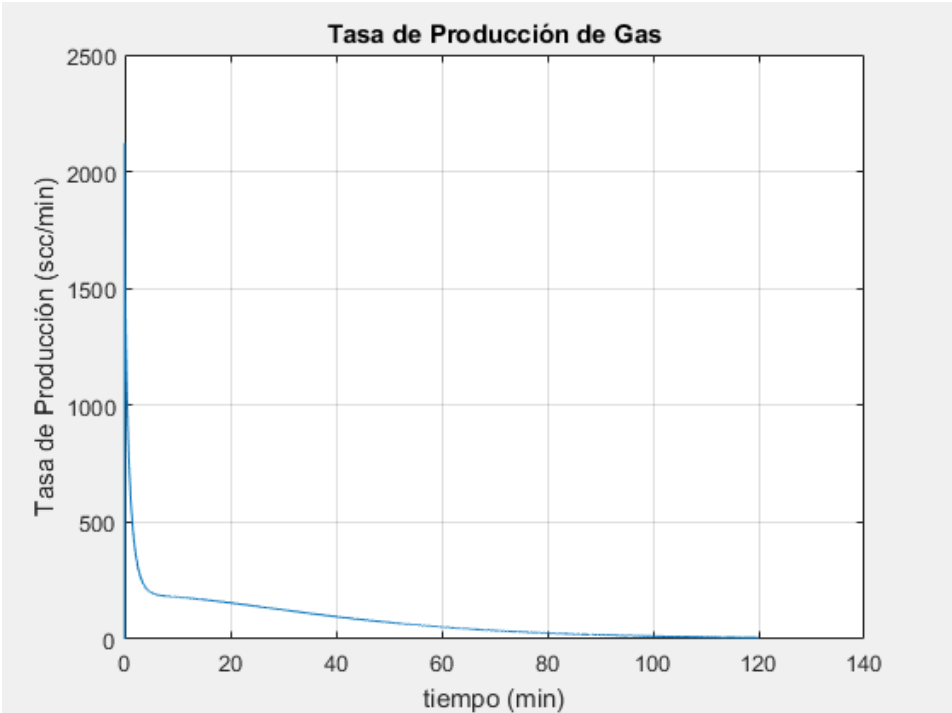


Figura 32. Tasa de producción de gas.



5. CONCLUSIONES

- El gas almacenado en los hidratos se constituye como el combustible fósil que mayor presencia tiene a nivel mundial, por lo que el estudio de la producción de gas almacenado en los yacimientos que existan de estas estructuras se hace necesario con miras a un futuro de acelerado crecimiento poblacional y uso desmedido de nuestras fuentes energéticas.
- La obtención de un modelo matemático que simule a la perfección el proceso físico de la producción es altamente compleja debido al número de variables que se podrían presentar para su solución. Por esto, se hace necesario considerar algunas simplificaciones que no afecten severamente los resultados, de manera que el modelo obtenido se pueda acercar al comportamiento que sucede en la realidad.
- Es imposible que en la aplicación de uno de los métodos para la producción de gas de hidratos no interactúen fenómenos que se asocian a otro tipo de esquema de producción, por lo cual es técnicamente más viable y merece consideración el estudio de la aplicación de más de uno de estos métodos en simultáneo.
- La obtención de un modelo matemático que simule el proceso físico a la perfección es altamente compleja debido al número de variables que se podrían presentar para su solución. Por esto, se hace necesario considerar algunas simplificaciones que no afecten severamente los resultados, de manera que el modelo obtenido se pueda acercar al comportamiento que sucede en la realidad.
- Los resultados del modelo propuesto en cuanto a la producción de gas se ajustan al modelo propuesto en la literatura del que se tomaron los datos de la

simulación. Infortunadamente, no fue posible encontrar estudios con más parámetros que permitieran realizar comparaciones que verificaran el ajuste del modelo a datos experimentales.

- A medida que se disocia el hidrato, se genera gas y agua, y la adición de estos fluidos al medio poroso ocasionan un mantenimiento de la presión en el mismo, por lo que se puede deducir que la disociación actúa como un fuerte mecanismo de mantenimiento de presión de los yacimientos durante el tiempo de su duración.
- Si los diferenciales de presión entre el núcleo y la salida son muy bajos, la disociación ocurre tan lentamente que es probable que primero se pierda la energía antes que ésta finalice, por lo cual se recomiendan tasas moderadas que permitan finalizar toda la disociación sin tener tampoco diferenciales de presión tan altos que la producción sea tan grande que genere problemas en los medidores.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda introducir al modelo el parámetro de la temperatura, puesto a que en la despresurización no es muy cambiante cuando la presión de equilibrio está cercana a la presión de salida, es un factor que influye directamente en la disociación y puede afectar los cálculos. De igual manera, incluir balances energéticos donde se evidencie el rol del calor en el proceso de disociación de los hidratos.
- El desarrollo del modelo requiere reducir una gran cantidad de variables a las mínimas posibles para poder darle solución numérica. Por el método de solución simultánea se requiere que existan dos fases móviles en todo el momento de la simulación para que este tenga resultados favorables, pero en la realidad esto podría no ocurrir, puesto que se ha demostrado la existencia de yacimientos que poseen sólo una de las dos fases móviles en algún momento de la producción, por lo que se recomienda estudiar otros métodos de solución al modelo que permitan trabajar sin el condicionamiento de la movilidad de las fases.
- Se sugiere realizar experimentos a nivel de laboratorio como los realizados por los autores citados en el presente trabajo, esto con el fin de poder verificar el ajuste del modelo a la realidad analizando los valores que aquí se obtienen con valores experimentales.
- Es importante profundizar los estudios concernientes a la afectación del hidrato a las propiedades de porosidad y permeabilidad y a la disociación del mismo (en especial a escala de yacimiento), puesto que la literatura encontrada presentaba mucha discordancia referente a este tema.

- Se recomienda trabajar con el software MATLAB y su lenguaje de programación M por su alta precisión para cálculos matemáticos y su sencillo manejo para el desarrollo de interfaces de usuario. Sin embargo, no se desconoce la desventaja de deber estar éste instalado como un requisito para la ejecución de las herramientas que en él se desarrollen, y se propone el uso de otros lenguajes de programación como FORTRAN para evitar tan inconveniente.

BIBLIOGRAFÍA

AL-ANAZI, Bandar y ALQURAIISHI, Abdulrahman. "New Correlation for Z-Factor Using Genetic Programming Technique". SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Mumbai. 2010.

ALMENNINGEN, Stian, *et al.* "Production of Sedimentary Methane Hydrates by Depressurization". SPE Bergen One Day Seminar. Bergen. 2016.

AL-NASSER, Kadhem y AL-MARHOUN, Muhammad. "Development of New Gas Viscosity Correlations". SPE International Production and Operations Conference and Exhibition. Doha, 2012.

AZIZ, Khalid. y SETTARI, Antonín. "Petroleum Reservoir Simulation". Essex. Applied Science Publisher LTD. 1979.

BIRCHWOOD, Richard, *et al.* "Developments in Gas Hydrates". Oilfield Review. 2010. Volumen 22.

BURSHEARS, M.; O'BRIEN, T. y MALONE, R. "A Multi-Phase, Multi-Dimensional, Variable Composition Simulation of Gas Production From a Conventional Gas Reservoir in Contact With Hydrates". Unconventional Gas Technology Symposium of the Society of Petroleum Engineers. Louisiana. 1986.

CAICEDO, Javier y PINTO, Nelson. "Esquemas de Explotación de Yacimientos de Hidratos de Gas: Primera Aproximación de un Modelo Matemático para el Esquema de Despresurización". (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander. 2003.

COLLETT, Timothy y DALLIMORE, Scott. "Quantitative Assessment of Gas Hydrates in the Mallik L-38 Well, Mackenzie Delta, N.W.T., Canada". Proceedings of the 7th International Permafrost Conference. Yellowknife. 1998.

COLLETT, Timothy; LEWIS, Rick y UCHIDA, Takashi. "El Creciente Interés en los Hidratos de Gas". Oilfield Review. 2000.

DOU, Bin, *et al.* "Numerical Simulation Studies of Gas Production from Natural Hydrate Accumulations Using Depressurize Technology". CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition. Beijing. 2010.

DURHAM, William, *et al.* "The strength and rheology of methane clathrate hydrate". J. Geophys Res. 2003. Volumen 108. p.2182-2186.

FUJII, Tetsuya, *et al.* "Geological setting and characterization of a methane hydrate reservoir distributed at the first offshore production test site on the Daini-Atsumi Knoll in the eastern Nankai Trough, Japan". Marine and Petroleum Geology. 2015. Volumen 66. p.310-322.

GAMWO, Isaac y LIU Yong. "Mathematical Modeling and Numerical Simulation of Methane Production in a Hydrate Reservoir". Ind. Eng. Chem. Res. 2010. Volumen 49. p.5231-5245.

HAMRE, Torill. "Impact of Temperature on CH₄ -CO₂ Exchange rate in Hydrate Bearing Sandstone". (Tesis de Maestría). Universidad de Bergen (Noruega). 2013.

HANDA, Y.P. "Compositions, enthalpies of dissociation, and heat capacities in the range 85 to 270 K for clathrate hydrates of methane, ethane, and propane, and enthalpy of dissociation of isobutane hydrate, as determined by a heat-flow calorimeter". J. Chem Thermodynamics. 1986. p.915-921.

HEINEMANN, Robert, *et al.* "Method for Recovering Gas from Hydrates". US Patent No. US 6 214 175 B1. 2001.

HESTER, Keith y GIAVARINI, Carlo. "Immense Energy Potential and Environmental Challenges". Londres: Springer. 2011.

HESTER, Keith, *et al.* "Thermal expansivity of sl and sll clathrate hydrates". J. Phys. Chem B. 2007. Volumen 111. p.8830-8835.

HOLDER, Gerard y ANGERT, Patrick. "Simulation of Gas Production From a Reservoir Containing Both Gas Hydrates and Free Natural Gas". 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Nueva Orleans. Septiembre 1982. p.26-29.

HONG, Huifang y POOLADY-DARVISH, Mehran. "Simulation of Depressurization for Gas Production From Gas Hydrate Reservoirs". Journal of Canadian Petroleum Technology. 2005. Volumen 44. p.39-46.

HUNTER, Robert, *et al.* "Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope: Overview of scientific and technical program". Marine and Petroleum Geology. 2011. Volumen 28. p.295-310.

HYODO, Masayuki, *et al.* "Basic research on the mechanical behavior of methane hydrate-sediments mixture". J Jpn Geotech Soc Soils Found. 2005. Volumen 45. p.75-85.

ISLAM, M. "A new recovery technique for gas production from Alaskan gas hydrates". Journal of Petroleum Science and Engineering. 1994. Volumen 11. p.267-281.

JAMALUDDIN, A.; KALOGERAKIS, N. y BISHNOI, P. "Simulation of Methane Gas Recovery from a Synthetic Hydrate Core by a Depressurization Scheme". 40th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM. Banff. 1989.

KAMATH, Vidyadhar. "Study of Heat Transfer Characteristics during Dissociation of Gas Hydrates in Porous Media" (Tesis de Doctorado). Universidad de Pittsburg (Estados Unidos). 1984.

KATHANIAR, Santanu, *et al.* "Modelling and economic analysis of gas production from hydrates by depressurization method". The Canadian Journal of Chemical Engineering. 2002. Volumen 80.

KIM, H. *et al.* "Kinetics of Methane Hydrate". Chemical Engineering Science. 1987. Volumen 42. p.1645-1653.

KLAUDA, Jeffery y SANDLER, Stanley. "Global Distribution of Methane Hydrate in Ocean Sediment". Energy & Fuels. 2005. Volumen 19. p.459-470.

KURIHARA, Masanohi, *et al.* "Gas Production from Methane Hydrate Reservoirs". Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates. 2011.

KURIHARA, Masanohi, *et al.* "Prediction of Gas Productivity From Eastern Nankai Trough Methane-Hydrate Reservoirs". SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2009.

KVENVOLDEN, Keith y LORENSON, Thomas. "The global occurrence of natural gas hydrate". Natural gas hydrates: occurrence, distribution, and detection. American Geophysical Union, Geophysical Monograph Series. 2001. Volumen 124. p.3–18.

LÓPEZ, Caroll y OJEDA, Germán. "Heat Flow in the Colombian Caribbean from the Bottom Simulating Reflector (BSR)". Ciencia, Tecnología y Futuro. 2006. Volumen 3.

MAKOGON, Yuri. "Hydrates of Hydrocarbons". Tulsa: PenWell Publishing Company. 1997.

MALONE, R. "Gas hydrates topical report". Reporte Técnico DOE/METC/SP-218 (DE85001986), Department of Energy, Morgantown Energy Technology Center. Morgantown. 1985.

MCGRAIL, Peter, *et al.* "Using Carbon Dioxide to Enhance Recovery of Methane from Gas Hydrate Reservoirs: Final Summary Report". Pacific NorthWest National Laboratory. 2007.

MCGÜIRE, Patrick. "Recovery of Gas From Hydrate Deposits Using Conventional Technology". SPE-DOE Unconventional Gas Recovery Symposium of the Society of Petroleum Engineers. 1982.

MINAGAWA, Hideki, *et al.* "Depressurization and Electrical Heating of Hydrate Sediment for Gas Production". Proceedings of the 25th International Ocean and Polar Engineering Conference. Kona. 2015.

MORIDIS, George y COLLETT, Timothy. "Gas production from class 1 hydrate accumulations". Capítulo del Libro: "Recent advances in the study of gas hydrates" (Editado por Taylor, C.; Qwan, J.). USA. Springer. 2004. Volumen 6.

MORIDIS, George y SLOAN, E. Dendy. "Gas production of disperse low-saturation hydrate accumulations in oceanic sediments". *Energy Conv Manag.* 2007. Volumen 48. p.1834–1849.

QORBANI, Khadijeh y KVAMME, Bjørn. "Non-equilibrium simulation of CH₄ production from gas hydrate reservoirs through the depressurization method". *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Volumen 35. 2016 1544-1554.

RUAN, Xuke, *et al.* "Numerical Simulation of Methane Production from Hydrates Induced by Different Depressurizing Approaches". *Energies.* 2012. Volumen 5. p.438-458.

RUTQVIST, Jonny y MORIDIS, George. "Numerical studies on the geomechanical stability of hydrate bearing sediments". *Offshore Technical Conference.* 2007.

SANTAMARINA, J. Carlos y RUPPEL, Carolyn. "The impact of hydrate saturation on the mechanical, electrical, and thermal properties of hydrate-bearing sand, silts, and clay". *Proceedings of the international conference on gas hydrates 6, Vancouver.* 2008.

STEWART, Maurice y ARNOLD Ken. "Gas Dehydration Field Manual". Oxford. Elsevier. 2011

TANG, Liang-Guang, *et al.* "Control Mechanisms for Gas Hydrate Production by Depressurization in Different Scale Hydrate Reservoirs". *Energy & Fuels.* 2007. Volumen 21. p.227-233.

TSE, John y WHITE Mary. "Origin of glassy crystalline behavior in the thermal properties of clathrate hydrates: a thermal conductivity study of tetrahydrofuran hydrate". J. Phys. Chem. 1988. Volumen 92. p.5006-5011.

XIONG, Lijun, *et al.* "Experimental Study on Methane Hydrate Dissociation by Depressurization in Porous Sediments". Energies. 2012. Volumen 5. p.518-530.

YOUSIF, M. *et al.* "Experimental and Theoretical Investigation of Methane Gas-Hydrate Dissociation in Porous Media". SPE Reservoir Engineering. 1991.

YUHU, Bai, *et al.* "The simulation of nature gas production from ocean gas hydrate reservoir by depressurization". Science in China Series E: Technological Sciences. 2008. Volumen 51. p.1272-1282.

ZHAO, J.; SHI, D. y ZHAO, Y. "Mathematical Model and Simulation of Gas Hydrate Reservoir Decomposition by Depressurization". Rev. IFP Energies nouvelles. 2012. Volumen 67. p.379-385.

ZHOU, Mingliang, *et al.* "Numerical Study on Eastern Nankai Trough Gas Hydrate Production Test". Offshore Technology Conference. Houston. 2014.

ANEXOS

Anexo A. Instrucciones de uso de la herramienta Software SimHydrates.

SimHydrates es una herramienta software desarrollada en MATLAB que permite simular la producción de gas de hidratos por el método de despresurización. Este consta de una interfaz de usuario de sencillo manejo que mediante múltiples ventanas registra los datos de la simulación y arroja gráficas del comportamiento de parámetros como la presión o la producción de gas y agua durante el tiempo que dure la misma.

Infortunadamente, las herramientas desarrolladas en el programa MATLAB sólo son funcionalmente compatibles con equipos que tengan este software instalado, por lo que es requisito de la herramienta desarrollada tener este programa para que funcione.

Para ejecutar el programa, debe abrirse el archivo "SimHydrates.fig", ya sea con doble clic en el ícono o clic derecho y posteriormente abrir. Éste abrirá la pantalla de presentación de la herramienta.

1. Pantalla de Presentación:

La pantalla de presentación es una ventana que muestra información básica del programa, para proceder al simulador, basta con darle clic al botón "Iniciar" de color verde que se encuentra en la esquina inferior derecha de la pantalla. Este cierra la pantalla de presentación y abre la ventana principal.

2. Ventana Principal:

La ventana principal contiene tan solo 4 menús y el botón "Simular" de color verde en la esquina inferior izquierda del programa. Este botón no funcionará a menos que todos los datos necesarios para la ejecución del programa sean ingresados al mismo. A continuación, se explicarán uno por uno los menús de la ventana principal y la funcionalidad de cada uno de sus submenús.

2.1. Menú Archivo.

El menú archivo contiene funciones básicas del programa entre las cuales están Abrir (la cual abre los datos guardados de una simulación pasada), Cerrar (la cual permite cerrar el programa), Guardar (la cual guarda los datos de la simulación actual), Guardar Como (que también guarda los datos de la simulación actual, pero permite cambiarle el nombre al archivo) y Limpiar Datos que permite borrar todos los datos introducidos en la actual simulación.

2.2. Menú Datos.

El menú datos está diseñado para la entrada de los datos a la herramienta software, para lo que dispone de 6 sub-menús. Cada uno de estos abre una ventana de sencillo manejo para introducir los datos. El procedimiento de entrada de datos de cada submenú se explica a continuación:

2.2.1. Submenú Producción: Este submenú abre una ventana que contiene dos paneles, uno con la casilla "Editar" que activa el cuadro donde se puede registrar la presión de salida (la cual debe ser un valor numérico positivo, de lo contrario saldrá un cuadro de diálogo), y el otro con 2 botones de selección de las unidades en las cuales quiere ingresar la presión, si en unidades de campo o unidades internacionales. Una vez ingresado un valor válido para la presión, debe presionarse

el botón "Listo", en la esquina inferior derecha, de lo contrario el valor no quedará registrado. Si este botón es presionado se cierra la ventana y se guarda el valor, de modo que si se vuelve a abrir este submenú en la presente simulación, mostrará el valor ingresado por el usuario.

2.2.2. Submenú Condiciones Iniciales: Éste contiene también dos paneles, el sistema de funcionamiento y de guardado de datos es exactamente igual que el del submenú *Producción*. La Temperatura siempre debe estar por encima de la Temperatura de formación del hielo (32°F o 0°C), de lo contrario se abrirá un cuadro de diálogo. La presión debe ser un valor numérico positivo, de lo contrario se abrirá otro cuadro de diálogo. Para guardar los datos, al igual que en el submenú *Producción* y en todos los submenús del menú Datos, debe presionarse el botón "Listo".

2.2.3. Submenú Construcción de la Malla: Este submenú contiene 4 paneles, con información que se llena justo como los submenús anteriores, las celdas tanto horizontales como verticales deben ser números enteros, (horizontales: mínimo 3, verticales: mínimo 1). Los valores de Longitud del Núcleo, Diámetro del núcleo y Tiempo de simulación deben ser valores numéricos mayores que 0, de lo contrario saldrán cuadros de diálogo. El tiempo de simulación tiene un menú emergente para seleccionar la unidad de la entrada. Debe guardarse con el botón "Listo".

2.2.4. Submenú Propiedades Petrofísicas: Este submenú contiene 3 paneles para ingreso de datos petrofísicos. La mecánica es la misma que con los otros submenús. La permeabilidad, la presión capilar máxima y los índices para las curvas de permeabilidad relativa deben ser mayores que 0, los otros valores deben ser oscilantes entre 0 y 1. Se recuerda que el programa modela solo con flujo presente de agua y gas, por lo que aunque el programa acepta 0 como saturación inicial de estos valores, numéricamente, el simulador no tendría solución numérica y el programa no funcionaría. Ahora, si la suma de las tres saturaciones no es igual a la

unidad, se reiniciarán estos valores hasta que se cumpla esta condición, se guarda con el botón "Listo".

2.2.5. Submenú Propiedades de los Fluidos: Este submenú contiene 3 paneles, sin embargo, es un submenú más informativo, puesto que el gas al ser puramente metano, ya tiene definidas sus propiedades y están presentes sólo para indicar al usuario los datos usados. Para el caso del agua, se pueden modificar la densidad y la viscosidad, puesto que son valores que dependen de la temperatura inicial del sistema. Se guardan con el botón "Listo".

2.2.6. Submenú Propiedades de Disociación y del Hidrato: Contiene 2 paneles para registrar información como el índice de reducción de permeabilidad debido al hidrato, el número de hidrato, la densidad del hidrato a utilizar y la tasa de disociación. Todos estos deben ser valores numéricos mayores que 0 salvo el número de hidrato que necesariamente debe ser mayor a 5.75 que es el mínimo número de un hidrato de metano. Se guardan con el botón "Listo".

2.3. Menú Gráficas: Este menú está desactivado al inicio de la ejecución de la ventana principal, y se activa sólo después de la primera simulación. Despliega una ventana que permite obtener dos tipos de gráficas: Generales y contra distancia del núcleo al tiempo de simulación. Es menester decir que el programa sólo puede mostrar una gráfica a la vez. A continuación, se explicarán los tipos de gráfica y cómo se obtienen.

2.3.1. Gráficas Generales: Las gráficas generales son aquellas en las que se pueden evaluar parámetros generales de la producción y la disociación contra el tiempo o la presión promedio del núcleo. Son un total de 14 parámetros a evaluar (las producciones acumulativas, las tasas de producción, las saturaciones promedio, las presiones, entre otros), 12 de ellos pueden evaluarse contra la presión promedio en el núcleo y el tiempo. Los otros 2, los cuales son la presión promedio y la presión

de producción sólo pueden evaluarse contra el tiempo. Mientras se seleccionen las gráficas generales, las Gráficas contra distancia del núcleo al tiempo de simulación estarán desactivadas. Para graficar, debe seleccionarse el parámetro a evaluar en la ordenada (eje y) y el parámetro contra el que se quiere evaluar en la abscisa (eje x), una vez seleccionadas, debe presionarse el botón "Graficar" de color verde en la parte inferior de la ventana. Si se presiona este botón sin seleccionar un parámetro en cualquiera de las dos coordenadas, surgirá un cuadro de diálogo. Una vez se presione este botón con parámetros válidos, surgirá una nueva ventana con la gráfica pedida, la cual tiene activa una barra de edición para editarse y guardarse de desearlo el usuario.

2.3.2. Gráficas contra distancia del núcleo al tiempo de simulación: Éstas son las que muestran el cambio en los parámetros a lo largo del núcleo mientras ocurre la producción. Sólo están disponibles para el tiempo de simulación ajustado por el usuario, por lo que para evaluar varios tiempos, basta con cambiar el tiempo en los datos. Mientras se seleccionen las gráficas contra distancia del núcleo al tiempo de simulación, las gráficas generales estarán desactivadas. La generación de estas gráficas es igual que las gráficas generales, aunque en estas, debe seleccionarse el parámetro de la ordenada porque el de la abscisa está fijado en la distancia. Una vez seleccionado un parámetro válido, se presiona el botón "Graficar" y surgirá una nueva ventana con la gráfica solicitada.

2.4. Menú Ayuda: El menú ayuda tiene dos submenús, el menú de Cómo Usar SimHydrates que despliega un documento de texto con instrucciones para manipular la herramienta y el submenú Acerca de SimHydrates que abre una ventana con información básica acerca del programa.