

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ESTUDIO DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS QUE AFECTAN  
LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE  
DISOCIACIÓN DE LOS HIDRATOS PARA LA PRODUCCIÓN  
DE GAS**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Provero D., Denise M.  
Para optar por el Título de  
Ingeniero Químico

Caracas, 2010

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTUDIO DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS QUE AFECTAN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE DISOCIACIÓN DE LOS HIDRATOS PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Francisco Yáñez

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. María Llamedo

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Provero D., Denise M.  
Para optar por el Título de  
Ingeniero Químico

Caracas, 2010

Caracas, 2010.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Denise Margarita Provero D'Oliveira, titulado:

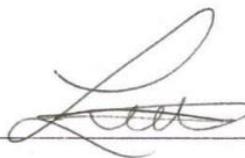
**“ESTUDIO DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS QUE AFECTAN  
LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE  
DISOCIACIÓN DE LOS HIDRATOS PARA LA PRODUCCIÓN  
DE GAS”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Químico y sin que ello signifique que se hacen olidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



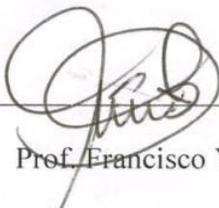
Prof. Alí Lara

Jurado



Profa. Lucy Monsalve

Jurado



Prof. Francisco Yáñez

Tutor académico



Ing. María Llamedo

Tutor industrial



## DEDICATORIA

*A ti mamá,  
este trabajo es para tí,  
siempre has sido mi apoyo incondicional,  
por tí soy y estoy aquí.*



## AGRADECIMIENTOS

A la **Universidad Central de Venezuela**, por ser mi casa de estudio, brindándome los conocimientos necesarios para poder lograr uno de los objetivos más importantes de mi vida.

A mi mamá, **Deborah**, por enseñarme que todo se aprende y que todo esfuerzo tiene al final su recompensa. Gracias por apoyarme y creer en mí siempre. Tu esfuerzo, se convirtió en triunfo... tuyo y mío, *TE QUIERO MAMÁ!*

A mi papá, **Antonio**, a tu manera, has jugado un rol importante en mi vida, gracias por todo tu apoyo y consejos a través de mi carrera, por entender las veces en que no pude estar ahí, pero sobre todo por creer en mí.

A mis tutores, **Mary Llamedo** y **Francisco Yáñez**, quienes no fueron mis tutores, sino más bien mis padres de tesis, gracias por todo su cariño, apoyo y consejos. Por darme las bases, conocimientos y herramientas esenciales para el desarrollo de este trabajo, sin ustedes no hubiese sido posible. Al profesor **Alfredo Vilorio**, por creer en mí y estar siempre presente, gracias por su apoyo incondicional.

Al profesor **Alí Lara** por sus consejos, críticas constructivas y ayuda incondicional en la realización de este trabajo, sin olvidar a los profesores: **Leonardo Oropeza**, **Humberto Kum** y **Trino Romero** por siempre estar pendientes y ofrecer su apoyo en todo momento.

A **PDVSA-Intevp**, por darme la inolvidable oportunidad de mi primera experiencia como profesional. A mis compañeros de oficina: **Álvaro**, **Andrea**, **Francisco (Andito)**, **Frank**, **Nastenska** y **Pedro**, sin ustedes jamás hubiese sido tan divertido los meses que pase ahí. Compartimos tanto inquietudes como éxitos y fracasos, gracias por todo su apoyo... los quiero montones!!!

A mis grandes amigas, que han sido más que una familia para mí, con las que he compartido tantos momentos, y con las que sé que puedo contar al igual que ellas conmigo siempre:



**Made**, Amiga... a pesar que nuestros caminos se fueron alejando nosotras conseguimos la manera de mantenernos juntas siempre, gracias por escucharme cuando más lo necesité, por todos tus consejos y tu apoyo incondicional, Te Quiero! (8) *Na na naaaaaaaaaa (8)*.

**Daye**, más que una amiga, mi hermana durante toda la carrera. Hemos vivido tantas cosas increíbles juntas... creo que no hubiese sobrevivido sin tí. Gracias por todas tus locuras y aventuras... *Te quiero amiga*.

**Muji**, tonta... luego de tantas luchas y desvelos que compartimos, se cumple nuestro sueño, por fin... *se acabó!!!* Gracias por todo tu apoyo y cariño a través de toda la carrera tonta, nunca lo olvidaré.

A las personas que siempre están, estuvieron y seguirán estando en mi vida, brindándome cariño y apoyo: mi hermano **Andrés, Ariadna, Carlos (Blinky), Daniel V., Egleé, Ivavnova, JC', Mariak' y Sergio L.**, gracias a todos por haber compartido tantos momentos a mi lado y por darme los empujoncitos que me hacían falta para continuar luchando por mis metas. Se les quiere increíble!

Y finalmente, **Ricardo**, gracias por todos tus consejos, apoyo y ayuda incondicional; por confiar en mí y darme los ánimos para seguir adelante, pero sobre todo por siempre conseguir la manera de hacerme sonreír... *Te Quiero!*

A todos... gracias de corazón...

*DENISE PROVERO D.*

*... Shoot For The Moon ...*

*Even If You Miss, You'll Land Among The Stars...*

**Provero D., Denise M.**

# **ESTUDIO DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS QUE AFECTAN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE DISOCIACIÓN DE LOS HIDRATOS PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS**

**Tutor Académico: Prof. Francisco Yánez. Tutor Industrial:**

**Ing. María Llamedo. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.**

**Escuela de Ingeniería Química. Año 2010, 146 pág.**

**Palabras clave:** Hidratos de Gas, Disociación, Simulador CMG STARS,  
Despresurización, Inyección de Vapor, Pozos Horizontales.

**Resumen.** Los hidratos de gas se vislumbran como el mayor potencial para suplir los requerimientos de gas natural en el siglo 21, asumiendo que la tecnología necesaria para producir y comercializar la producción de este tipo de yacimientos de gas puede ser desarrollada. La disponibilidad de modelos matemáticos de simulación capaces de predecir el comportamiento de producción es una necesidad para su explotación. Durante más de dos décadas, más de 10 tipos de modelos predictivos han sido analizados y evaluados para modelar producción a partir de hidratos de gas. Los mecanismos estudiados principalmente han sido vía despresurización e inyección de vapor para disociar los hidratos de gas.

El presente trabajo muestra los resultados del análisis y evaluación de un simulador numérico de yacimientos comercial para representar los mecanismos de producción de gas. En una primera etapa, se construyó un modelo 1D tratando de representar las condiciones experimentales reportadas en la literatura, el mecanismo de producción representado se basa en la despresurización isotérmica.

Posteriormente, se construyó un modelo conceptual 3D para evaluar el simulador considerando el proceso de transferencia de masa y calor durante la disociación de los hidratos de gas mediante despresurización y/o estimulación térmica; demostrando su capacidad para modelar estos procesos. Por último, se estudió la efectividad de distintas configuraciones de pozo (pozos horizontales) para ambos métodos de producción de gas en las clases de depósitos estudiados.

Se cree que los hidratos de gas pueden ser considerados en el futuro como una nueva fuente de energía, ya que existe una decadencia en la producción de los yacimientos convencionales y reservas de combustibles fósiles. En la actualidad, se discuten las posibilidades de explotar estos nuevos yacimientos y la efectividad de los métodos de producción estudiados para llevar este proceso a cabo.



## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>xixi</b>
<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>xiviv</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS .....</b>	<b>xv</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS.....</b>	<b>xvi</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I: FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>3</b>
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....	4
1.2.1. Objetivo general .....	4
1.2.2. Objetivos específicos.....	4
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>5</b>
2.1. GAS NATURAL.....	5
2.2. YACIMIENTO DE GAS .....	5
2.2.1. Tipos de yacimientos de gas.....	6
▪ Yacimiento de gas asociado (gas - petróleo).....	6
▪ Yacimiento de gas no-asociado (libre).....	6
2.2.2. Perforación de los pozos .....	7
▪ Pozo vertical.....	7
▪ Pozo horizontal .....	8
2.3. PROPIEDADES DE LOS MEDIOS POROSOS .....	10
2.3.1. Porosidad ( $\emptyset$ ) .....	10
▪ Porosidad absoluta .....	10
▪ Porosidad efectiva .....	11
2.3.2. Permeabilidad (K) .....	11
▪ Permeabilidad absoluta (K).....	12
▪ Permeabilidad efectiva ( $K_i$ ).....	12
▪ Permeabilidad relativa ( $K_r$ ) .....	12
2.3.3. Compresibilidad .....	13
2.3.4. Saturación.....	13
2.4. HIDRATOS DE GAS .....	14
2.4.1. Estructura de los hidratos .....	15
▪ Estructura tipo sI .....	16
▪ Estructura tipo sII.....	17
▪ Estructura tipo sH.....	18
2.4.2. Tamaño de las moléculas de gas “huésped” .....	19
2.4.3. Número de hidratación .....	21
2.4.4. Condiciones de equilibrio de hidrato de gas .....	22
2.4.5. Mecanismo de formación .....	23
2.4.6. Fuentes de metano .....	24
▪ Biogénica .....	24
▪ Termogénica .....	24

2.5. DEPÓSITOS DE HIDRATOS DE GAS .....	25
2.5.1. Zonas de formación .....	26
▪ Bordes continentales .....	26
▪ Suelos permanentemente congelados.....	26
2.5.2. Estimación de las reservas.....	27
2.5.3. Detección de depósitos.....	29
2.5.4. Clases de depósitos.....	30
▪ Depósitos de clases 1 .....	30
▪ Depósitos de clases 2 .....	31
▪ Depósitos de clases 3 .....	32
2.6. DISOCIACIÓN DE HIDRATOS DE GAS .....	33
2.7. ALTERNATIVAS DE PRODUCCIÓN DE GAS .....	34
2.7.1. Inyección de vapor o agua caliente .....	35
2.7.2. Despresurización .....	35
2.7.3. Inyección de inhibidores .....	37
2.7.4. Otros métodos de producción.....	39
▪ Intercambio de gas metano por dióxido de carbono. ....	39
▪ Combustión “in situ”.....	40
2.8. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA PRODUCCIÓN DE GAS A PARTIR DE YACIMIENTOS NO-CONVENCIONALES.....	41
2.8.1. Comparación de los simuladores.....	42
2.8.2. Estudios de la simulación de la producción de gas a partir de hidratos. ....	45
2.8.3. Estudios de la simulación de la producción de gas a partir de hidratos en Venezuela.....	49
2.8.4. Simulador STARS® .....	50
2.8.4.1. Cinética de disociación.....	52
2.8.4.2. Balance de masa .....	53
2.8.4.3. Balance de energía .....	55
▪ Capacidad Calorífica:.....	55
▪ Energía Interna:.....	56
▪ Conductividad Térmica:.....	56
<b>CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>59</b>
3.1. METODOLOGÍA GENERAL .....	59
3.1.1 Esquema del simulador STARS® .....	64
3.1.2 Esquema de la metodología para el modelo 1D.....	65
3.1.2 Esquema de la metodología para el modelo 3D.....	66
<b>CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y ANÁLISIS.....</b>	<b>67</b>
4.1. REVISION BIBLIOGRÁFICA .....	67
4.2. EVALUACIÓN DEL MODELO 1D .....	67
4.2.1. Parámetros críticos .....	68
4.2.2. Análisis de sensibilidad del modelo 1D .....	70
4.2.3. Efecto de la concentración del sólido (hidrato de gas).....	76
4.3. EVALUACIÓN DEL MODELO 3D .....	79
4.3.1. Producción de gas a partir de depósitos de hidratos de clase 3 .....	79
▪ Método de despresurización - CLASE 3.....	80
▪ Método de estimulación térmica (inyección de vapor) - CLASE 3 .....	84

▪ Configuración de pozo horizontal - <i>CLASE 3</i> .....	90
4.3.2. Producción de gas a partir de depósitos de hidratos de clase 1 .....	94
▪ Método de despresurización - <i>CLASE 1</i> .....	94
▪ Método de estimulación térmica (inyección de vapor) - <i>CLASE 1</i> .....	97
▪ Configuración de pozo horizontal - <i>CLASE 1</i> .....	102
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>105</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>107</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>109</b>
<b>APÉNDICE A.....</b>	<b>115</b>
<b>APÉNDICE B.....</b>	<b>118</b>
<b>APÉNDICE C.....</b>	<b>124</b>
<b>GLOSARIO.....</b>	<b>127</b>



## LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1: Pozo vertical .....	8
Figura N° 2: Pozo horizontal.....	9
Figura N° 3: Estructura de celdas de hidratos de gas .....	16
Figura N° 4: Estructura sI – Hidrato de metano .....	17
Figura N° 5: Cavidades de la estructura sII.....	18
Figura N° 6: Cavidades de la estructura sH .....	19
Figura N° 7: Diagrama de la relación del tamaño de la molécula y tipo de hidrato ...	20
Figura N° 8: Diagrama de fases - Hidrato de metano .....	22
Figura N° 9: Mecanismo de formación de hidratos .....	23
Figura N° 10: Fuentes de gas metano.....	25
Figura N° 11: Concentración del gas.....	25
Figura N° 12: Distribución mundial de las acumulaciones de hidratos de gas. ....	27
Figura N° 13: Balance mundial del carbono .....	28
Figura N° 14: Detección de depósitos de hidratos (BSR) .....	29
Figura N° 15: Depósitos de hidratos de gas de clase 1.....	31
Figura N° 16: Depósitos de hidratos de gas de clase 2.....	32
Figura N° 17: Depósitos de hidratos de gas de clase 3.....	33
Figura N° 18: Disociación de hidratos de gas .....	34
Figura N° 19: Inyección de agua caliente o vapor .....	35
Figura N° 20: Despresurización .....	36
Figura N° 21: Inyección de inhibidores.....	37
Figura N° 22: Intercambio de CH <sub>4</sub> por CO <sub>2</sub> .....	39
Figura N° 23: Esquema de la metodología del simulador STARS®. ....	64
Figura N° 24: Esquema de la metodología del modelo 1D. ....	65
Figura N° 25: Esquema de la metodología del modelo 3D. ....	66
Figura N° 26: Efecto de los parámetros $h_R$ y $E_a$ . ....	69
Figura N° 27: Sensibilidad de la constante cinética de la reacción (1D). ....	71
Figura N° 28: Ajuste de la constante cinética de la reacción (1D).....	72



Figura N° 29: Comparación de los modelos (1D).....	73
Figura N° 30: Sensibilidad de la porosidad (1D). ....	74
Figura N° 31: Sensibilidad de la permeabilidad (1D). ....	75
Figura N° 32: Sensibilidad del exponente $\xi$ de Carman-Kozeny (1D). ....	77
Figura N° 33: Variación de la concentración de sólido.....	78
Figura N° 34: Variación de la porosidad. ....	78
Figura N° 35: Variación de la permeabilidad en función de la porosidad. ....	78
Figura N° 36: Despresurización en depósito clase 3 (3D). ....	81
Figura N° 37: Concentración de sólido .....	82
Figura N° 38: Concentración de sólido .....	82
Figura N° 39: Sensibilidad del equilibrio termodinámico.....	83
Figura N° 40: Comportamiento del inyector en depósitos clase 3. ....	85
Figura N° 41: Temperatura (97 días).....	86
Figura N° 42: Temperatura (110 días).....	86
Figura N° 43: Comparación despresurización / inyección de vapor. ....	87
Figura N° 44: Sensibilidad de la tasa de inyección de vapor. ....	88
Figura N° 45: Sensibilidad del tiempo de inyección de vapor ( <i>Gas</i> ). ....	89
Figura N° 46: Sensibilidad del tiempo de inyección de vapor ( <i>Agua</i> ). ....	90
Figura N° 47: Despresurización con pozo horizontal en depósito clase 3. ....	91
Figura N° 48: Sensibilidad del BHP en el pozo horizontal. ....	92
Figura N° 49: Inyección de vapor con un pozo horizontal en depósitos clase 3. ....	93
Figura N° 50: Influencia de la disociación en depósitos clase 1 ( <i>Gas</i> ). ....	95
Figura N° 51: Influencia de la disociación en depósitos clase 1 ( <i>Agua</i> ).....	96
Figura N° 52: Despresurización en depósitos clase 1 y 3 (3D). ....	97
Figura N° 53: Comportamiento del inyector en depósitos clase 1. ....	99
Figura N° 54: Inyección de vapor en depósitos clase 1 (3D). ....	99
Figura N° 55: Comparación del acumulado de gas para los métodos en clase 1. ....	100
Figura N° 56: Comparación del acumulado de agua para los métodos en clase 1....	101
Figura N° 57: Sensibilidad de tasa de inyección. ....	102
Figura N° 58: Despresurización con pozo horizontal en depósito clase 1. ....	103



Figura N° 59: Inyección de vapor con pozo horizontal en depósito clase 1. ....	104
Figura N° 60: Modelo cartesiano de depósito de hidratos clase 3. ....	119
Figura N° 61: Curvas de permeabilidades relativas y presión capilar.....	121
Figura N° 62: Curvas de equilibrio de hidratos de metano para el $K_v$ .....	122
Figura N° 63: Modelo de depósito de clase 1 (3D). ....	125



## **LISTA DE TABLAS**

Tabla N° 1: Estimación mundial de metano en los hidratos .....	28
Tabla N° 2: Características de los métodos de producción de hidratos .....	38
Tabla N° 3: Simuladores de hidratos de gas más importantes a nivel mundial. ....	43
Tabla N° 4: Datos iniciales del medio poroso (1D). .....	116
Tabla N° 5: Datos para la reacción de disociación (1D). .....	116
Tabla N° 6: Propiedades de los hidratos de gas. ....	117
Tabla N° 7: Datos iniciales del medio poroso – CLASE 3 (3D). ....	120
Tabla N° 8: Propiedades de los hidratos de gas. ....	120
Tabla N° 9: Datos para la reacción de disociación (3D). ....	121
Tabla N° 10: Constantes de equilibrio termodinámico (3D). ....	123
Tabla N° 11: Conductividades térmicas (3D). ....	123
Tabla N° 12: Datos iniciales en el medio poroso - CLASE 1 (3D). ....	125



## **LISTA DE ABREVIATURAS**

PDVSA	Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima
Intevep	Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo
BPC	Billones de pies cúbicos
CH <sub>4</sub>	Gas Metano
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
BSR	Bottom Simulating Reflector
sI	Estructura tipo I de Hidratos
sII	Estructura tipo II de Hidratos
sH	Estructura tipo H de Hidratos
BHP	Bottom Hole Pressure (Presión de fondo del pozo)
U.C.V.	Universidad Central de Venezuela
CIT	Centro de Investigación Tecnológico
CMG	Computer Modelling Group
STARS	Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator
1D	Una dimensión
3D	Tres dimensiones
bb1	Barriles



## LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado	Unidades
$\phi$	Porosidad	Adimensional
$K$	Permeabilidad	mD
$v$	Velocidad de fase	pie/día
$P$	Presión	psi
$T$	Temperatura	°F
$L$	Longitud	pies
$\mu$	Viscosidad	psi·día
$C$	Compresibilidad	psi <sup>-1</sup>
$v$	Volumen	pie <sup>3</sup>
$G$	Gas	Adimensional
$N_H$	Número de Hidratación	Adimensional
$\dot{m}$	Flujo másico por unidad de volumen	lb/pie <sup>3</sup> ·día
$P_C$	Presión capilar	psi
$K_d$	Constante Cinética	1/día
$A_d$	Superficie de área de disociación por unidad de volumen	pie <sup>2</sup> /pie <sup>3</sup>
$M$	Peso molecular	lb/lbmol
$P_e$	Presión de equilibrio de fases	psi
$K_v$	Valor de equilibrio de tres fases (agua-hidrato-vapor)	Adimensional
$E_a$	Energía de Activación	BTU/lbmol
$K^{\circ}_d$	Constante cinética intrínseca	lbmol/psi·pie <sup>2</sup> ·día
$t$	Tiempo	día
$\varphi$	Densidad molar	lb/pie <sup>3</sup>
$S$	Saturación	Adimensional
$C_p$	Capacidad Calorífica	BTU/pie <sup>3</sup> ·°F
$u$	Energía Interna	BTU/lbmol
$h$	Entalpía	BTU/lbmol
$K_C$	Conductividad Térmica	BTU/pie·°F·día
$Q_h$	Calor de reacción de disociación	BTU/pie <sup>3</sup> ·día



$R$	Constante universal de gases	BTU/lbmol·°F
$K_{v1,2,3}$	Parámetros de la correlación de el equilibrio de $K_v$	psi, °F, °F
$a$	Constante de la capacidad calorífica	BTU/lbmol·°F
$b$	Constante de la capacidad calorífica	BTU/lbmol·°F <sup>2</sup>
$c$	Constante de la capacidad calorífica	BTU/lbmol·°F <sup>3</sup>
$d$	Constante de la capacidad calorífica	BTU/lbmol·°F <sup>4</sup>

### Subscritos

Símbolo	Significado
$h$	Fase de hidratos
$g$	Fase gaseosa
$w$	Fase acuosa
$o$	Fase oleica
$r$	Relativa
$A$	Absoluta
$E$	Efectiva
$o$	Condición inicial
$R$	Reacción
$ROCA$	Medio poroso



## INTRODUCCIÓN

Los hidratos de gas natural se han convertido en un objeto de estudio como una potencial alternativa para el abastecimiento de las altas demandas de gas en el mundo. El gas proveniente de estas acumulaciones de hidratos en los sedimentos porosos tiene la capacidad de llegar a ser la principal y más abundante fuente de combustibles, con reservas estimadas que superan en gran cantidad las reservas convencionales actualmente reconocidas para los recursos energéticos fósiles, convirtiéndose en una solución energética.

Para la obtención de este recurso es necesaria la disponibilidad de modelos matemáticos que representen este tipo de acumulaciones de hidratos como herramienta para simular y predecir diferentes escenarios de producción y estrategias en la operación de campo, así como definir los parámetros cruciales a considerar y controlar para su producción.

En el presente trabajo se estudian los parámetros que afectan la simulación de las diferentes estrategias de producción de gas (despresurización y estimulación térmica), mediante la disociación de estas acumulaciones de hidratos de gas en los sedimentos porosos, en los que se tiene un sistema balanceado y en equilibrio con todos sus componentes, tales como los sedimentos porosos, los fluidos que lo componen, la presión, la temperatura, y concentración de estos sólidos.

El objetivo de este estudio comienza por verificar la validez del simulador utilizado en este tipo de yacimientos con un modelo analítico para luego observar la influencia de los distintos parámetros en el producto. Una vez determinados los parámetros críticos, se define un sistema en tres dimensiones en dos clases de depósitos de hidratos de gas (clase 1 y clase 3), para poder evaluar la variación de cada uno de los parámetros en las dimensiones establecidas. En cada una de las clases de depósitos se aplican los distintos métodos de producción de gas (despresurización y estimulación



térmica) comparando la efectividad de los depósitos en el producto obtenido y se evalúa el rendimiento de una configuración de pozo diferente (pozo horizontal).

Una vez definidos los valores de los parámetros más importantes para la simulación de este tipo de yacimientos no convencionales, establecidas la eficiencia de las clases de depósitos y su método de producción más efectivo, en conjunto con la variante de la configuración de pozo horizontal, se obtienen modelos que suministran una estimaciones de los productos de gas, los cuales nos permiten establecer criterios y decisiones para la explotación de este tipo de acumulaciones de hidratos.



## CAPÍTULO I

### FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se presentan las bases para la investigación que fundamentan este estudio, conformado por planteamiento del problema, el objetivo general y específicos que se desean alcanzar con la realización de este Trabajo Especial de Grado.

#### 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente, la población mundial usa el gas natural, compuesto mayormente por gas metano ( $\text{CH}_4$ ), para obtener aproximadamente el 25% de la energía que usa a diario, esto es equivalente a quemar alrededor de 2,4 billones de metros cúbicos (85 BPC) de gas natural por año. Con este índice de consumo y su constante crecimiento, las reservas de gas alcanzarían sólo para 60 años más. Por ello, el temor de agotar una de las principales fuentes de energía del mundo ha llevado a buscar nuevas alternativas para lograr en un futuro satisfacer la demanda mundial de este recurso (SEED, 2009).

En las últimas décadas se han iniciado estudios enfocados en la explotación de nuevas fuentes de energía, como lo representan las acumulaciones de hidratos de gas, que al disociar éstos se obtiene como producto gas metano. Esta nueva fuente se cree que contiene suficiente cantidad de metano para proporcionar el 100% de las actuales necesidades de energía durante aproximadamente 2.000 años más. Estas reservas particulares de gas natural, son en forma de inclusiones de una molécula de gas (metano) en la estructura cristalina formada por las moléculas de agua al congelarse. Los yacimientos de hidratos de metano se encuentran en dos distintos escenarios, Costa Afuera, debajo del fondo marino a profundidades de entre 1.000 y 14.000 pies a temperaturas relativamente bajas por encima de 32 °F o en el manto de las zonas árticas a temperaturas muy bajas y a pocas profundidades, donde se logran presenciar las condiciones necesarias para su formación y estabilidad creando grandes



acumulaciones de gas en el subsuelo, ya que la estabilidad de éstos se ve condicionada por la temperatura y la presión a la que se hallan (Tejada, 2009).

El interés de la extracción de los hidratos de metano como recurso energético es debido a que el metano como combustible fósil es el más limpio, especialmente con el medio ambiente por su elevada relación hidrógeno/carbono, emitiendo sólo una molécula de dióxido de carbono por cada molécula de metano quemada. Haciendo de éste un factor atractivo para el desarrollo de la tecnología comercial para la producción de gas a partir de este tipo de yacimientos no-convencionales.

Es necesario comprender la física del fenómeno de disociación de los hidratos que ocurre in situ en los yacimientos para de esta manera disponer de modelos matemáticos que permiten realizar los cálculos necesarios para predecir su comportamiento en los diferentes escenarios de producción y los efectos de las estrategias en la operación de campo aplicadas. La manera ideal de verificar las producciones de gas metano a partir de los yacimientos de hidratos de gas sería mediante la perforación real de los pozos y probar cada uno de los métodos, pero realizar estas pruebas sería extremadamente costoso y muy limitado por los escasos conocimientos en este tipo de acumulaciones hasta los momentos.

Por estas razones, la disponibilidad de modelos matemáticos que logren representar este tipo de acumulaciones constituye una herramienta muy importante para jerarquizar y establecer los posibles esquemas de explotación así como definir los parámetros cruciales a considerar y controlar para su producción. Estos programas de computación se usan también para simular las cantidades de gas generadas por los distintos métodos y la influencia de las variables en su producción para así permitir la predicción y estimación de los valores de producto de gas y el comportamiento de producción del yacimiento, para ayudar y apoyar el proceso de la toma de decisiones de los yacimientos de gas en la explotación de esta potencial fuente de energía.



## **1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1. Objetivo general**

Estudiar parámetros críticos que afectan la simulación numérica del proceso de disociación de los hidratos de gas para la producción de gas.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Familiarización y aprendizaje en el manejo básico del simulador de yacimientos STARS<sup>®</sup> del *Computer Modelling Group*.
- Analizar los modelos 1D y 3D de simulación construidos previamente con esta herramienta, estableciendo diferencias entre los parámetros considerados en los mismos (saturación de hidratos, características de la roca, método de producción de gas) y los reportados en otras referencias más recientes.
- Evaluar el efecto de la disociación de hidratos de metano en los parámetros porosidad y permeabilidad del sistema roca-fluido del yacimiento tanto considerando presencia y ausencia de una zona de gas inferior en los modelos 1D y 3D.
- Estudiar escenarios con diferente configuración de pozos en el yacimiento de hidratos para optimizar el esquema de explotación.
- Emitir recomendaciones para la optimización del proceso de disociación de hidratos de metano ubicados en yacimientos en fondos marinos.



## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta la serie de conceptos teóricos que son necesarios para el entendimiento de los aspectos involucrados en el desarrollo de este proyecto. Entre ellos se encuentran, los yacimientos de gas, los hidratos de gas, su disociación y los principales métodos de producción de gas, así como la simulación de estos procesos y los parámetros que los afectan.

#### 2.1. GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla homogénea, en proporciones variables de hidrocarburos que existe en el subsuelo en los yacimientos como una fase gaseosa, o en solución con el petróleo, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Estos responden a la fórmula de  $(C_N H_{2N+N})$ , donde C se refiere al carbono, H al hidrógeno y N el número de carbonos presentes) y el componente principal del gas natural es el metano, cuyo contenido varía generalmente entre 60 y 90 % en volumen. Contiene también, etano, propano, butano y componentes más pesados en proporciones menores y decrecientes (Pino, 2005).

Aunque generalmente el gas natural se encuentra en yacimientos donde el gas está asociado al petróleo, existen yacimientos donde el principal producto es el gas y a los cuales se les denomina yacimientos de gas libre, dentro de los cuales se tienen los yacimientos no-convencionales donde se incluyen las acumulaciones de hidratos de gas.

#### 2.2. YACIMIENTO DE GAS

Un yacimiento es una unidad geológica de volumen limitado de roca porosa subterránea, formado por el enterramiento y la compactación de sedimentos, a profundidades que varían entre 3.000 pies a 30.000 pies. Está constituido por dos elementos fundamentales: el medio recipiente (medio poroso) y los fluidos



almacenados en ese medio (gas, agua, y/o crudo). El medio poroso tiene propiedades intrínsecas de porosidad y permeabilidad que permiten almacenar y transmitir fluidos que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes (Escobar, 2006; Villa, 2006).

Los yacimientos de gas, según Dake (1978), son aquellos en los cuales existe una mezcla de hidrocarburos, inicialmente en fase gaseosa dentro del medio poroso que se encuentra bajo el subsuelo, éstos pueden ser clasificados en yacimientos de: gas seco y gas húmedo, dependiendo del gas contenido en ellos; si el gas contiene propano, butano y fracciones más pesadas, se le denomina gas húmedo, y si es mayormente gas metano, se le denomina gas seco.

### **2.2.1. Tipos de yacimientos de gas**

Estos yacimientos de gas se pueden dividir en dos clases dependiendo de los fluidos que acompañan a la fase gaseosa de gas natural en las distintas zonas del mismo. Pueden existir dos clases de yacimientos de gas; gas asociado y gas no asociado, cada uno se define como:

- Yacimiento de gas asociado (gas - petróleo)

En estos yacimientos existen acumulaciones de petróleo que tienen una capa superior compuesta de hidrocarburos livianos que se encuentran en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está en solución con el crudo o se encuentra en contacto con el mismo, se dice que se encuentra en estado saturado y que de ser explotados estos yacimientos se produce gas natural y líquido.

- Yacimiento de gas no-asociado (libre)

Son yacimientos donde el gas natural es el producto principal, los hidrocarburos livianos en estado gaseoso se encuentran en el medio poroso sin presencia de crudo,



sólo pueden estar acompañados de agua. Estos yacimientos pueden contener gas pobre (gas seco) o rico (gas húmedo), dependiendo en la composición de sus gases. Mientras mayor sea la cantidad de metano contenido en él, se considera un gas más pobre por su poca capacidad para condensar al producirse cambios en la presión, temperatura y/o composición; a diferencia de los gases que poseen alto contenido de propano hasta heptano que condensan más fácilmente al producirlos.

Existen también localidades en las cuales se tienen yacimientos de gas natural con presencia de agua, a condiciones de presiones altas y bajas temperaturas con una adecuada concentración de gas, en las que se forman naturalmente estructuras cristalinas con moléculas de gas atrapadas en su interior llamadas “hidratos de gas”. Estas sólo podrán ser formadas bajo condiciones de estabilidad en los medios porosos y en presencia de las moléculas de gas de bajo peso molecular (gas natural - metano) y agua líquida, estas características serán detalladas más adelante.

### **2.2.2. Perforación de los pozos**

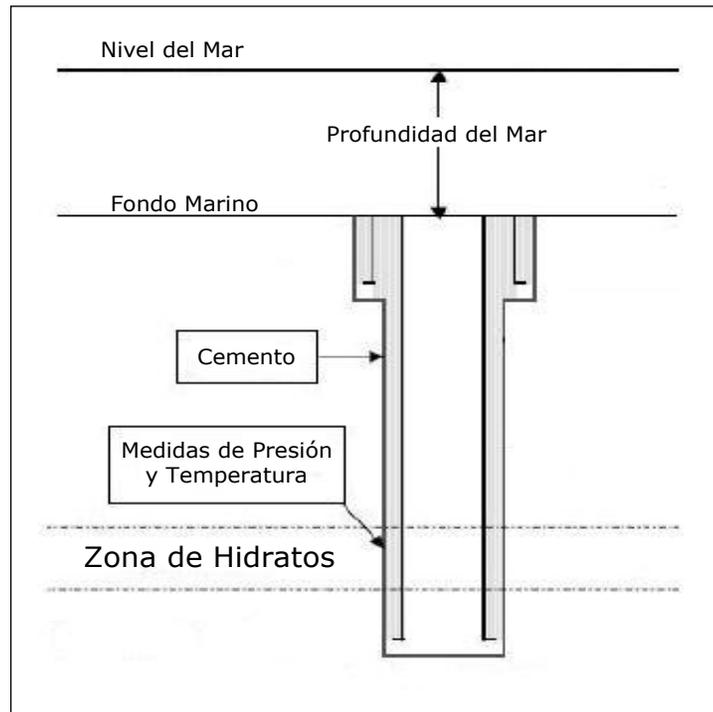
Para verificar la existencia de petróleo, hidrocarburos gaseosos (gas natural) y/o hidratos, se debe realizar la perforación de un pozo en los suelos donde se propone se podrían localizar acumulaciones de los mismos, con el objeto de hallar y extraer los fluidos dentro de los medios porosos que los contienen. Existen distintas configuraciones de perforación de los pozos para la explotación de los distintos yacimientos, los arreglos más comunes, de acuerdo con Barberii (1998), son los pozos verticales y los pozos horizontales que serán detallados a continuación.

- **Pozo vertical**

Esta configuración de pozo es la primera opción a la hora de realizar la explotación de un yacimiento por su simplicidad de trayectoria y ahorro en tuberías empleadas en el proceso de perforación, disminuyendo sus costos y facilidad de mantenimiento. Generalmente utilizados en yacimientos con arenas de gran espesor, yacimientos profundos.



El pozo vertical, como se muestra en la Figura N° 1, involucra la perforación en dirección vertical desde el fondo marino hasta penetrar totalmente el yacimiento que contiene el gas deseado, luego se procede a la producción del mismo y ésta concluye cuando la presión del fondo del pozo (BHP - *Bottom Hole Pressure*) sea menor que la presión del yacimiento eliminando la fuerza impulsora a los fluidos por diferencia de presiones que causa el movimiento de los fluidos hacia el pozo.



**Figura N° 1:** Pozo vertical (Extraído y modificado de Moridis *et al.*, 2008).

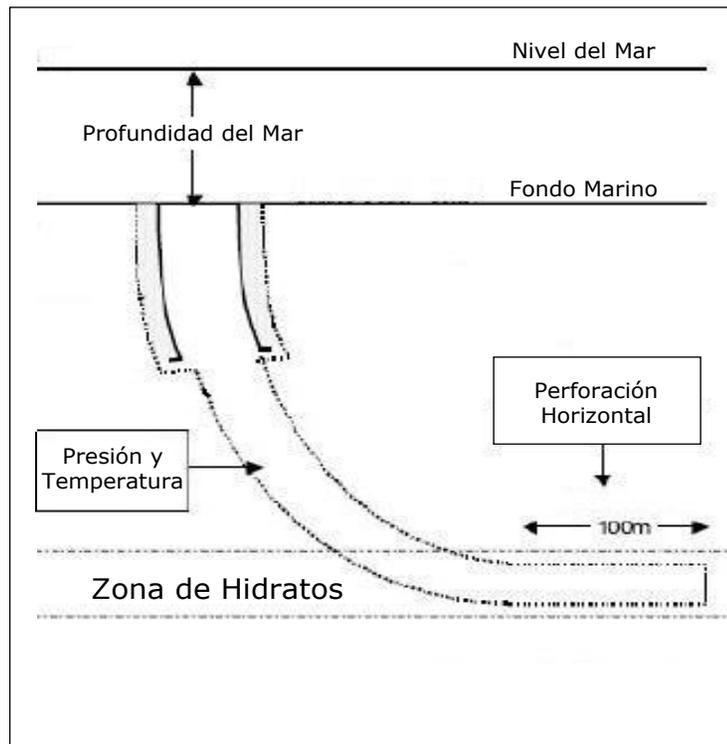
La desventaja más resaltante de este proceso es que con la perforación vertical, se contacta sólo un área periférica pequeña del yacimiento alrededor del pozo y los fluidos se mueven radialmente desde yacimiento hacia él, perdiendo la fuerza impulsora producida en el área de contacto a medida que los fluidos son extraídos a la superficie.

- **Pozo horizontal**

El objetivo principal de este tipo de pozos, es el de maximizar en lo posible el contacto del pozo con la arena del yacimiento, lo que se logra diseñando trayectorias



de perforación que permitan al pozo penetrar la arena de forma paralela a los estratos y que representen longitudes de varios miles de pies, como se observa en la Figura N° 2.



**Figura N° 2:** Pozo horizontal (Extraído y modificado de Moridis *et al.*, 2008).

Las ventajas por lo que la productividad en un pozo que es perforado horizontalmente puede llegar a ser mayor que la productividad obtenida de un pozo perforado de manera vertical, se debe principalmente a las siguientes razones:

1. Tienen mayor área de contacto el pozo con el yacimiento, por ello son principalmente desarrollados para drenar yacimientos de poco espesor.
2. Para un mismo caudal de producción ocasiona menor caída de presión.
3. El volumen de drenaje inducido por el pozo es de tal configuración geométrica que los fluidos del yacimiento transitan menor distancia para llegar al pozo.
4. Permiten llegar desde instalaciones terrestres a yacimientos cercanos ubicados en zonas marinas.



### 2.3. PROPIEDADES DE LOS MEDIOS POROSOS

Un medio poroso es una porción de espacio formado por arenas o areniscas porosas (no-consolidadas), los cuales están compuestos de poros interconectados entre ellos, permitiendo el flujo de materia multifásica o heterogénea que los ocupan, en estado líquido, gaseosa y/o crudo. El flujo de esta materia ocurre a través del medio poroso por los poros interconectados entre sí pasando por aperturas relativamente estrechas (Villa, 2006; Escobar, 2006).

#### 2.3.1. Porosidad ( $\phi$ )

La porosidad se define como la medida de capacidad de almacenaje, siendo el tamaño de espacio vacío o volumen de poro del total de volumen de la roca, haciendo que ésta represente una de las propiedades más importantes de la roca. (Ahmed, 2001; Craft, 1977).

Se determina mediante la Ecuación (2.1), la cual relaciona el volumen de poro con el volumen total de la roca porosa.

$$\phi = \frac{\text{volumen\_poro}}{\text{volumen\_total\_roca}} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Se expresa como una fracción o porcentaje y se divide en porosidad absoluta y efectiva de acuerdo a la interconexión del volumen poroso, ya que pueden existir casos en los que por la compactación de los sedimentos no todos los poros permanezcan interconectados entre ellos causando que parte del volumen poroso quede sellado. Es por eso que es necesario definir:

- Porosidad absoluta

Es aquella porosidad que considera la relación del volumen poroso de la roca esté o no interconectado con el volumen poroso total de la roca. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener permeabilidad de fluidos debido a la



carencia de interconexión de los poros, la Ecuación (2.2) muestra la relación del volumen total de poros (interconectados y no-interconectados) y el volumen total de la roca porosa (Villa, 2006; Craft, 1977).

$$\phi_A = \frac{\text{volumen\_total\_poro}}{\text{volumen\_total\_roca}} \quad \text{Ec. 2.2}$$

- Porosidad efectiva

Es la relación del volumen poroso que se encuentra interconectado con el volumen bruto de roca, según la Ecuación (2.3), indicando la cantidad de espacio vacío que contribuye al flujo de los fluidos. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, más no mide la capacidad de flujo de una roca (Villa, 2006; Craft, 1977).

$$\phi_E = \frac{\text{volumen\_poros\_int erconectados}}{\text{volumen\_total\_roca}} \quad \text{Ec. 2.3}$$

### 2.3.2. Permeabilidad (K)

En 2001, Ahmed definió la permeabilidad como una medida de la capacidad y habilidad que tiene un medio poroso para permitir el flujo de los fluidos en el yacimiento a través de los poros interconectados que lo constituyen. El concepto de permeabilidad fue utilizado por primera vez en la Ley de Darcy, para casos donde se presencia el flujo de fluidos monofásicos, suponiendo que éste se comporta de manera lineal (flujo laminar). Se tiene definida la velocidad de un fluido homogéneo dentro del medio poroso según la Ecuación (2.4) a continuación:

$$v = \frac{-K}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad \text{Ec. 2.4}$$

Donde definimos a  $v$  como la velocidad del fluido en el medio, el cual es directamente proporcional a su permeabilidad ( $K$ ) e inversamente proporcional a la



viscosidad ( $\mu$ ) del mismo al someterse a un gradiente de presión ( $dP$ ), es decir, fuerza de empuje a través de una longitud definida ( $L$ ).

Luego, esta ecuación fue extendida para casos en los que se tengan fluidos inmiscibles fluyendo simultáneamente, como el petróleo y el agua. Para ello, se definieron permeabilidades características de cada fluido, las cuales sólo dependen de la saturación del fluido dentro del medio poroso. Estas permeabilidades características están definidas por Escobar (2006) como:

- Permeabilidad absoluta ( $K$ )

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% del espacio poroso, se puede calcular directamente según la Ecuación (2.5):

$$K = \frac{v \cdot \mu \cdot L}{\Delta P} \quad \text{Ec. 2.5}$$

- Permeabilidad efectiva ( $K_i$ )

Es la medida de la capacidad de un medio poroso para transmitir un fluido que se encuentra en presencia de varios fluidos que saturan el medio poroso simultáneamente, es medida en función de la saturación de cada uno de los fluidos. Siempre las permeabilidades efectivas son menores que la permeabilidad absoluta.

- Permeabilidad relativa ( $K_r$ )

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta para cada uno de los fluidos, la cual define la permeabilidad relativa, ésta es siempre menor que la unidad y se calcula mediante la Ecuación (2.6):

$$K_{ri} = K_i / K \quad \text{Ec. 2.6}$$



### 2.3.3. Compresibilidad

La compresibilidad, según Craft (1977), la que representa el cambio en el volumen original de un cuerpo material al variar la presión la cual es ejercida sobre ellos cuando se mantiene su temperatura constante. Diferencialmente, la compresibilidad se representa según la Ecuación (2.7).

$$C = \frac{-1}{v} * \frac{dv}{dP} \quad \text{Ec. 2.7}$$

Se tiene que la compresibilidad (C) es la relación del diferencial de volumen que se obtiene con la variación de la presión (P) desde una presión inicial hasta una presión final y donde (v) es el volumen inicial del medio. Los valores de compresibilidad en un medio poroso pueden estar alrededor de los siguientes valores de  $2 \times 10^{-6}$  a  $25 \times 10^{-6}$   $\text{psi}^{-1}$ .

La compresibilidad de la roca y los fluidos es considerada un mecanismo de expulsión de hidrocarburos muy importante, debido a que al comenzar la producción del yacimiento y manifestarse la caída de la presión los fluidos se expanden, provocando una disminución del volumen de los poros interconectados y de esta manera expulsando fluidos del medio poroso.

### 2.3.4. Saturación

Es la relación que expresa la cantidad de volumen ( $v_i$ ) que ocupa un fluido  $i$  (agua, gas, crudo) en el volumen de poro ( $v_{\text{vacío}}$ ) en un medio poroso en el yacimiento, esta medida de saturación ( $S_i$ ) se expresa en fracciones o porcentajes y se debe cumplir que la saturación de todos los fluidos presentes en un poro suman la unidad o 100% (Escobar, 2006).

$$S_i = \frac{v_i}{v_{\text{vacío}}} \quad \text{Ec. 2.7}$$

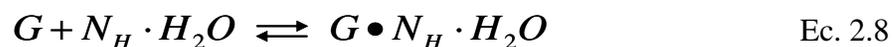


## 2.4. HIDRATOS DE GAS

Los hidratos de gas son un grupo especial de sustancias químicas cristalinas que ocurren naturalmente, compuestas por moléculas de agua y gases de bajo peso molecular (metano), llamados compuestos de inclusión, ya que las moléculas de agua forman una estructura clatrática o de jaula la cual atrapa las moléculas de gas (González, 2002).

Son acumulaciones cristalinas formadas por gas natural y agua, que al encontrarse a condiciones de presión y temperatura específicas; generalmente a presiones altas y temperaturas bajas, forman sólidos semejantes al hielo. Éstos están constituidos por moléculas de gas (llamadas huéspedes) atrapadas en el interior de celdas formadas por agrupaciones de moléculas de agua, las cuales están unidas por medio de enlaces de hidrógeno.

La formación de hidratos es más de naturaleza física que química, ya que las moléculas de gas no polares están atraídas energéticamente a la celda por medio de fuerzas de Van der Waals, esto es debido a que durante la formación de los compuestos clatráticos no se exhibe ningún tipo de enlace químico entre las moléculas que forman la jaula y las moléculas que encapsulan, de hecho, las moléculas de gas se encuentran libres rotando dentro de los espacios vacíos y de esta manera estabilizan la estructura clatrática. Bajo condiciones adecuadas de baja temperatura y altas presiones, el gas “huésped” reaccionará con agua para formar hidratos según la Ecuación (2.8), donde  $G$  denota el gas atrapado dentro de las celdas de agua y  $N_H$  representa el número de hidratación el cual depende de la estructura del hidrato (Collett, 2000; Sloan, 1998).



Aunque casi todos los gases son capaces de formar hidratos, exceptuando el hidrógeno, helio y neón, los gases huéspedes más comunes son: metano, etano,



propano, iso-butano, dióxido de carbono, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. Dependiendo del gas “huésped” presente se forman las distintas estructuras de las cavidades clatráticas que lo contienen.

#### **2.4.1. Estructura de los hidratos**

La estructura del hidrato de gas es semejante a la del hielo debido al parecido de sus calores de formación. Sin embargo, las estructuras de hidratos son algo diferentes por sus características clatráticas formando tres redes cristalinas distintas, las cuales están compuestas de cavidades esféricas y asimétricas de moléculas de agua enlazadas por puentes de hidrógeno. Cada cavidad puede contener como mucho una molécula “huésped” de gas atrapada dentro de ellas por fuerzas de dispersión. Muchos gases tienen tamaños moleculares adecuados para formar hidratos, incluyendo los gases que ocurren en forma natural como el dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y varios hidrocarburos de bajo número de carbonos. En la naturaleza, sin embargo, el más común de los hidratos de gas es el hidrato de metano (Parra, 2006).

La estructura del cristal y la relación de las moléculas agua/gas dependen primordialmente del tamaño de la molécula de gas atrapada. Existe un nomenclatura sugerida por Jeffrey (1984) para describir las cavidades poliédricas formadas al unirse las moléculas de agua, donde se define según la fórmula  $(n_i^{m_i})$ , la cual se refiere al  $n_i$  como el número de lados de cara del tipo “i” y  $m_i$  indica la cantidad de caras con  $n_i$  cantidad de lados (Sloan, 1998; Parra, 2006).

Las tres estructuras cristalinas más conocidas de hidratos de gas son: estructura I (sI), estructura II (sII) y estructura H (sH), éstas se clasifican según las moléculas “huéspedes” de gas las cuales estén contenidas dentro de ellas y por su cantidad de cavidades de los distintos tamaños se pueden formar como se observa en la Figura N° 3.

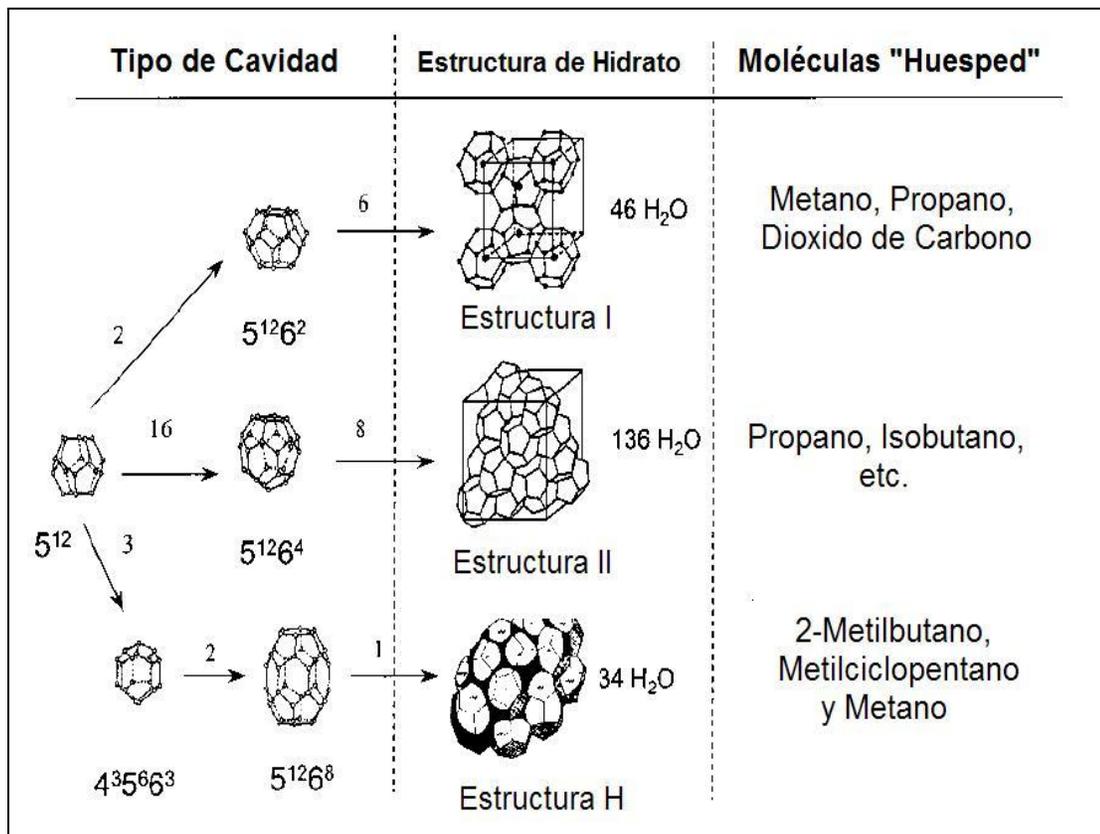


Figura N° 3: Estructura de celdas de hidratos de gas (Extraído de Letcher, Trevor, 2004).

Normalmente se pueden formar hidratos del tipo sI y sII con diámetros de entre 3,8 Å y 6,5 Å (1 Å = 10<sup>-10</sup> metros) y dependiendo de los tamaños de las moléculas de gas se ocupan solamente las cavidades grandes o ambas grandes y pequeñas (Sloan, 1998).

- Estructura tipo sI

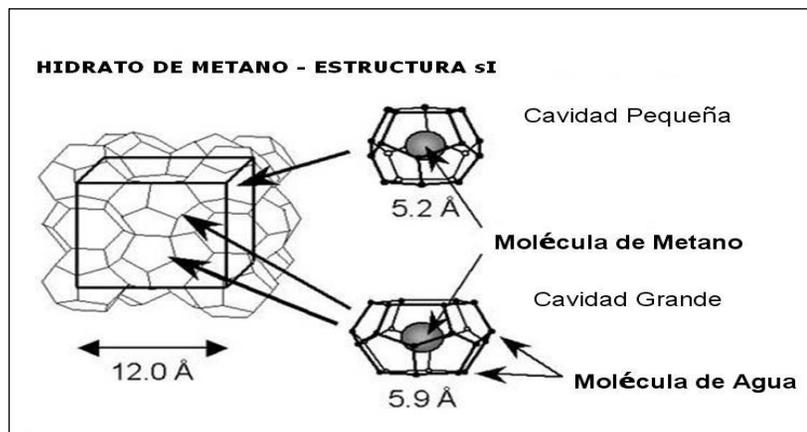
La estructura más común en la formación de los hidratos de gas es la del tipo sI, esto es debido a que en los sedimentos marinos, donde existe gas natural, el cual está compuesto mayormente por moléculas de metano, se encuentran las condiciones de presión y temperatura adecuadas para la formación y estabilidad de estos compuestos. Esta estructura consiste de una celda cristalina cúbica de cuerpo centrado, formada por 46 moléculas de agua organizadas en 8 cavidades poliédricas de distinto tamaño, 2 pequeñas (SC) en forma de dodecaedros pentagonales, llamada (5<sup>12</sup>), y 6 cavidades grandes (LC) en forma tetradecaihedral, con 12 caras pentagonales y 2 hexagonales,



llamada  $(5^{12}6^2)$ . Cada una de estas cavidades puede contener una sola molécula de gas, de hasta 6 Å de diámetro, atrapadas dentro de ellas. Por esto, el etano generalmente estabiliza las LC mientras que las SC son ocupadas por metano y/o propano (Bourry, 2009; Sloan, 1998).

Se puede representar mediante una fórmula de celda unitaria de la siguiente manera:  $S_2 L_6 \cdot 46 H_2O$ , donde las letras S y L se refieren a los tamaños de las cavidades donde se contienen las 8 moléculas del gas.

En la Figura N° 4, se muestra la estructura sI de un hidrato de gas metano, se puede observar los distintos tamaños de las cavidades que contienen el gas atrapado.



**Figura N° 4:** Estructura sI – Hidrato de metano (Extraído de Kitami Institute of Technology, 2009).

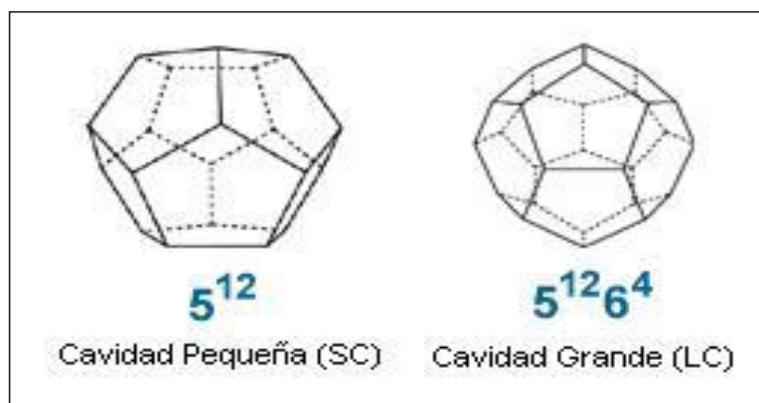
#### ▪ Estructura tipo sII

La estructura del tipo sII consiste de una unidad de celda cristalina cúbica de cuerpo centrado de 17,3 Å, formada por moléculas de agua organizadas en 24 cavidades poliédricas de distinto tamaño, 16 pequeñas (SC) en la misma forma de dodecaedros pentagonales  $(5^{12})$  y 8 cavidades grandes (LC) en forma hexacaidecahedral, con 12 caras pentagonales y 4 hexagonal, llamada  $(5^{12}6^4)$ , la cual forma una cavidad ligeramente ovalada, estas se pueden observar en la Figura N° 5. Las moléculas pueden tener diámetros de hasta 6,6 Å, haciendo que las cavidades grandes sean



estabilizadas por moléculas de propano e isobutano y las cavidades pequeñas podrán ser ocupadas por moléculas de metano.

Las estructuras de este tipo están conformadas por 136 moléculas de agua que forman las cavidades clatráticas que atrapan 24 moléculas de gas, y son representadas mediante la siguiente fórmula de celda unitaria:  $S_{16} L_8 \cdot 136 H_2O$ , donde se contienen las 16 moléculas del gas dentro de cavidades pequeñas (S) y 8 moléculas de gas dentro de las cavidades grandes (L). Existen casos donde sólo son ocupadas por el gas las cavidades grandes (L), las moléculas que ocupan estas cavidades son más grandes que el etano pero más pequeñas que el pentano (Parra, 2006; Sloan, 1998).



**Figura N° 5:** Cavidades de la estructura sII (Extraído de Pickering *et al.*, 2009).

- Estructura tipo sH

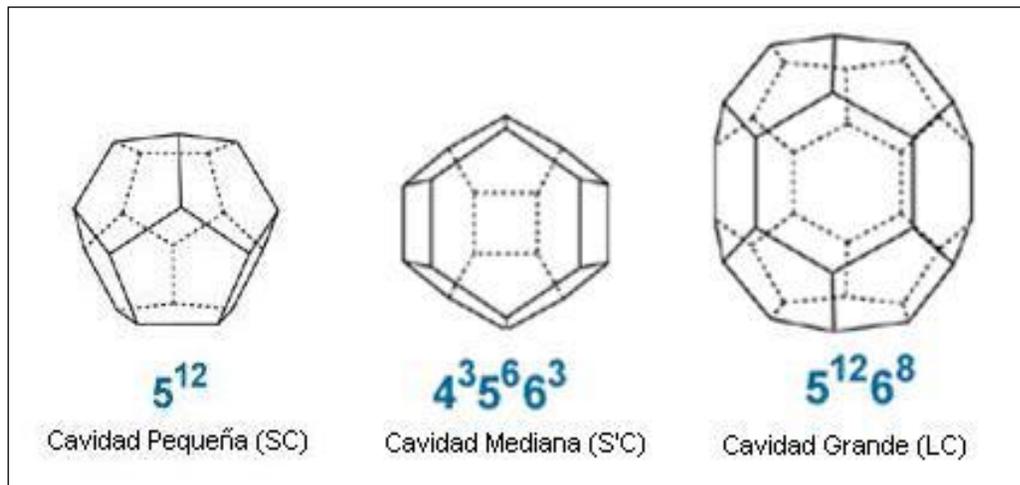
La estructura de tipo H según Sloan (1998), es única, descubierta por Ripmeester en 1987, para su formación y estabilidad requiere de la presencia de moléculas de un gas liviano; como mezclas de metano, y moléculas más pesadas tales como el 2-metil-butano, metil-ciclo-pentano, metil-ciclo-hexano y ciclo-octano.

Esta estructura está constituida por 34 moléculas de agua para formar las cavidades clatráticas y 6 moléculas de gas atrapadas dentro de ellas. Su fórmula de celda unitaria se puede representar de la siguiente manera:  $S_3 S'_2 L \cdot 34 H_2O$ , donde S se refiere a las cavidades pequeñas o medianas, formadas por 12 pentágonos cada una



que contienen 3 moléculas de gas; S' son las cavidades más pequeñas con forma de dodecaedro que contienen 2 moléculas de gas y L es la cavidad más grande formada por 12 pentágonos con 8 hexágonos que contiene la última molécula de gas de mayor tamaño (Bourry, 2009; Sloan, 1998).

A continuación, en la Figura N° 6, se muestran los tres tamaños de cavidades para la estructura sH antes mencionados.

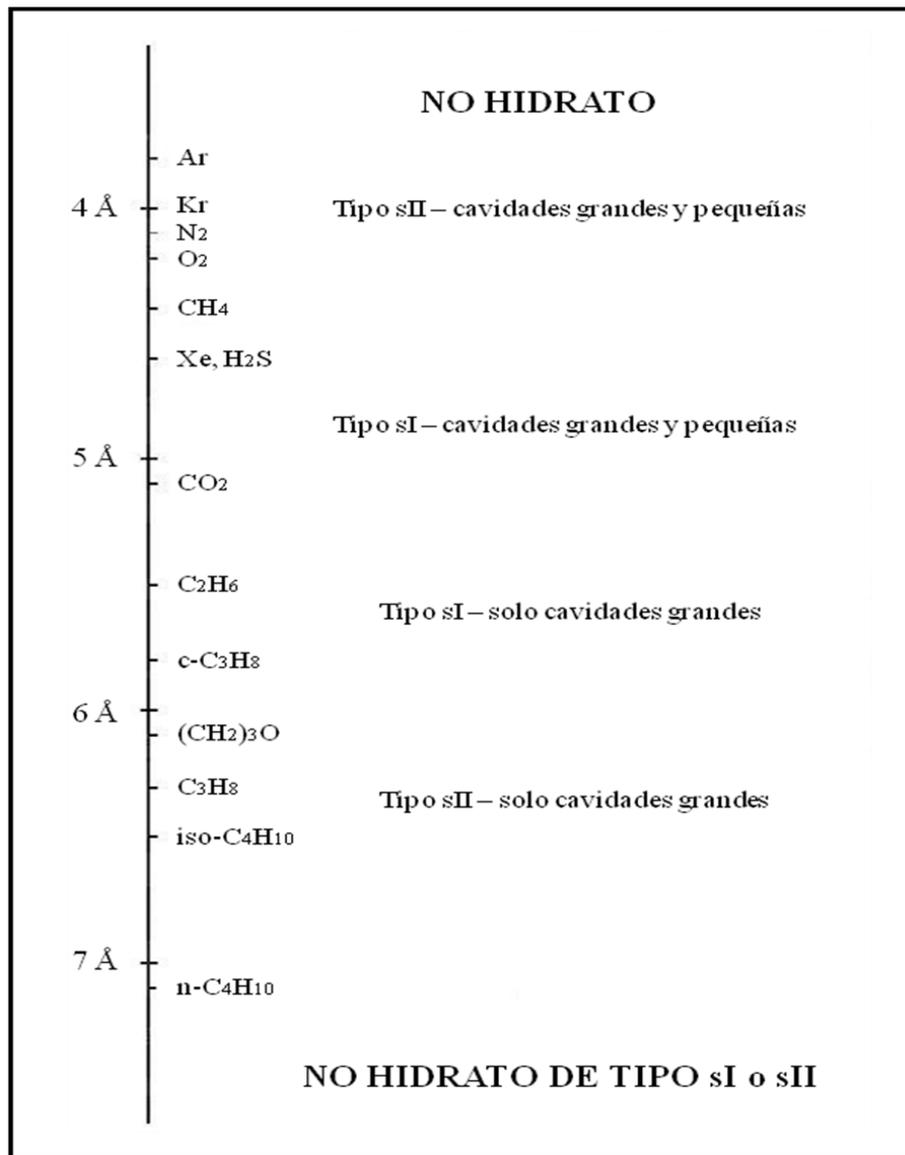


**Figura N° 6:** Cavidades de la estructura sH (Extraído de Pickering *et al.*, 2009).

#### 2.4.2. Tamaño de las moléculas de gas “huésped”

En el año 1949, Von Stackelberg descubrió la existencia de una relación entre el tamaño del diámetro de las moléculas de los distintos gases huéspedes en las estructuras y el tipo de hidrato que éstas pueden crear dependiendo de las redes cristalinas que se formen por la unión de las moléculas de agua.

La Figura N° 7, a continuación, muestra un diagrama propuesto por Von Stackelberg, con algunas modificaciones, para expresar esta relación (Carroll, 2003).



**Figura N° 7:** Diagrama de la relación del tamaño de la molécula y tipo de hidrato (Extraído y modificado de Carroll, 2003).

En el diagrama de la Figura N° 7, las moléculas más pequeñas se encuentran en el tope y el tamaño de las moléculas va incrementando a medida que se baja en el diagrama, hasta llegar a diámetros de aproximadamente 7,5 Å. Se puede notar que moléculas con diámetros menores a 3,8 Å no forman hidratos, como para el caso del hidrógeno y helio que cuentan con diámetros de 2,7 y 2,3 Å, respectivamente.



Las estructuras del tipo sII se logran formar con moléculas pequeñas (3,8 a 4,2 Å), siendo éstas las primeras en el tope del diagrama, ya que tienen la facilidad de estabilizar la estructura llenando ambos tipos de cavidades. La región central del diagrama la ocupa las estructuras del tipo sI, las cuales consisten de moléculas con diámetros de 4,4 a 5,4 Å, como lo son el metano y dióxido de carbón.

La región siguiente del diagrama involucra los casos donde las moléculas de gas no son lo suficientemente pequeñas para llenar ambas cavidades y éstas sólo ocupan las cavidades grandes de la estructura. Para moléculas de diámetros de 5,6 a 5,8 Å como lo es el etano, se forman estructuras del tipo sI y para moléculas de diámetros de entre 6,0 y 6,9 Å como lo son el propano e isobutano, se forman estructuras del tipo sII. En los casos de moléculas de diámetros mayores a 7 Å ya no forman ninguna de estas dos estructuras sino pasarían a formar la estructura menos común, la estructura sH.

### 2.4.3. Número de hidratación

Dependiendo de los gases atrapados en las celdas cristalinas se define la estructura de hidrato, obteniendo así, su fórmula de celda unitaria y de esta manera se logra calcular la relación de agua/gas, por la Ecuación (2.9), conocida como el número de hidratación ideal de la molécula, de la siguiente manera:

$$N_H = \frac{\text{moléculas\_agua}}{\text{moléculas\_gas}} \quad \text{Ec. 2.9}$$

Para el caso de hidratos de metano puro, el metano ocupará tanto las 2 cavidades pequeñas como las 6 cavidades grandes para una estructura del tipo sI, donde el gas es atrapado por 46 moléculas de agua, de esta manera el número de hidratación ideal sería 5,75. Los hidratos son compuestos clatráticos no estequiométricos, debido a que en la realidad no todas las cavidades son ocupadas por moléculas de gas. La cantidad de cavidades llenas depende fuertemente de las condiciones del sistema que se presenten, es imposible obtener un cristal perfecto si todas las cavidades están

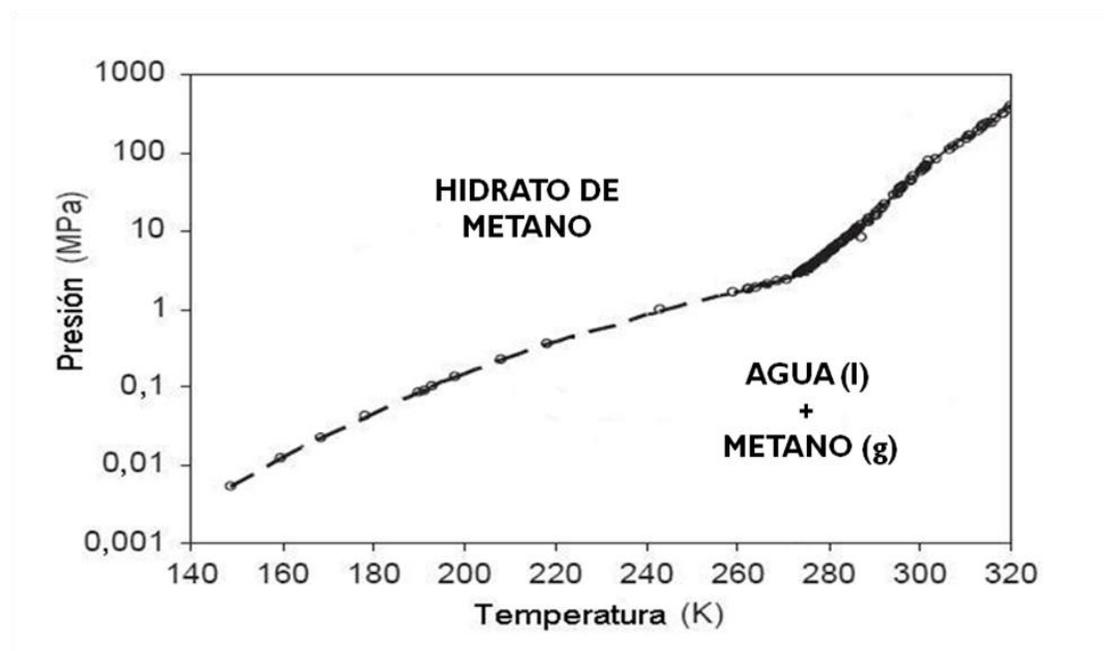


ocupadas, lo que significa que el número de hidratación real es mayor al número de hidratación ideal calculado (Mork, 2002).

#### 2.4.4. Condiciones de equilibrio de hidrato de gas

Para que ocurra la formación de hidratos no sólo deben estar presentes el agua líquida y los gases de bajo peso molecular, sino que también se requiere de un equilibrio entre ellos a condiciones de presión y temperatura, las cuales están definidas por una curva de equilibrio de hidrato para una composición de gas y agua.

El diagrama de fase de la Figura N° 8, muestra el límite entre el gas metano libre y el hidrato de metano para el sistema de agua pura y metano puro. Se puede observar una estimación razonable de las condiciones de presión (MPa) - temperatura (K) bajo las cuales los hidratos de gas, compuesto mayormente por metano, son estables (Kvenvolden, 1988).



**Figura N° 8:** Diagrama de fases - Hidrato de metano (Extraído y modificado de Phirani, J.; Mohanty, K.K., 2009).



Los cristales secuestradores de gas, se forman y son estables a temperaturas de alrededor de 273 K (32 °F) y a presiones mayores a 3 MPa (435 psi). La presencia de gases de peso molecular más alto (etano o propano) causa que la curva de equilibrio de estabilidad de los hidratos de gas se mueva hacia la derecha, permitiendo que el hidrato exista y sea estable a condiciones de menor presión o a mayores temperaturas.

Según Sloan (1998), la curva de equilibrio puede ser predicha utilizando termodinámica estadística basadas en el modelo de Van der Waals y Platteeuw con algunas modificaciones u otros métodos más simples. También existen programas computacionales para los modelos termodinámicos estadísticos que pueden predecir estas condiciones de equilibrio como lo son CSMhyd (1998) o PVTsim (2001).

#### **2.4.5. Mecanismo de formación**

El proceso de formación de los hidratos es un fenómeno que ocurre en dos pasos basados en las teorías de cristalización que dependen del tiempo como lo son la nucleación y el crecimiento.

La nucleación es un fenómeno microscópico que comienza sobre un cristal “semilla” de la solución, luego éste crece por medio de la depositación ordenada de material en estado líquido y se dispersa a una superficie de cristal, como se observa en el esquema a continuación en la Figura N° 9. Este proceso causa que la formación de los hidratos no dependa solamente de la temperatura y presión sino también de la disponibilidad de la superficie donde se encuentre (Mork, 2002).



**Figura N° 9:** Mecanismo de formación de hidratos (Extraído de Marine Desalination Systems, 2009).

El calor de formación del hidrato se considera igual en magnitud al calor de disociación pero en signos opuestos, ya que es la misma reacción pero inversa.



Cuando se forma el hidrato se desprende calor desde el sistema (exotérmico) y cuando el hidrato se disocia, el sistema absorbe calor (endotérmico).

#### 2.4.6. Fuentes de metano

El origen del gas metano presente en el subsuelo dentro de los sedimentos proviene de dos procesos distintos, ameritando aproximadamente el 90% del metano obtenido a fuentes biogénicas y el 10% a fuentes termogénicas.

- Biogénica

El metano biogénico se origina como un producto del metabolismo de microorganismos bacterianos conocidos como “archaeas metanógenos” los cuales viven en medios estrictamente anaerobios (sin presencia de oxígeno). Estos obtienen su energía mediante la metanogénesis, donde producen gas metano por la transformación (degradación) de la materia orgánica depositada en áreas cerca de la superficie terrestre a profundidades menores a 1 km (3.300 pies) y temperaturas menores a 180°F (Camerlenghi, 2009).

Esta descomposición se considera que tiene lugar ya sea por fermentación de ácido acético siguiendo la reacción de la Ecuación (3.10) o por reducción de dióxido de carbono según la reacción de la Ecuación (3.11), como se muestra a continuación:

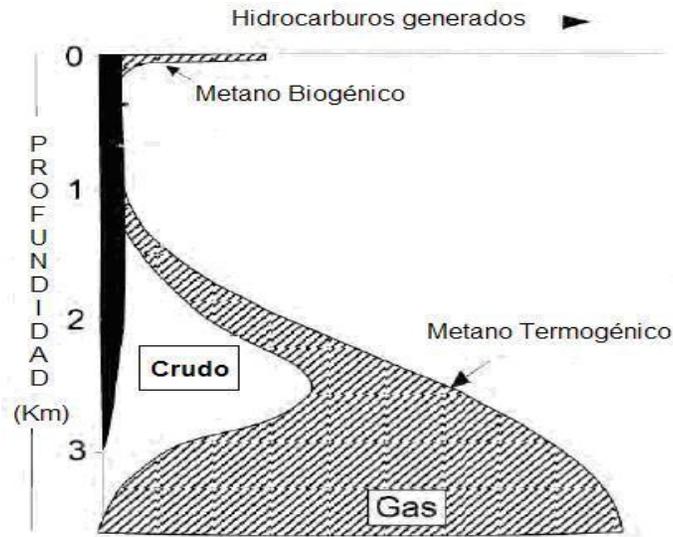


- Termogénica

El metano generado mediante el proceso termogénico, según Camerlenghi (2009), proviene de la descomposición (“*cracking*”) de materiales derivados orgánicamente para formar hidrocarburos (incluyendo metano), la degradación de petróleo y a partir de la maduración de carbón. Estos procesos ocurren generalmente a considerables



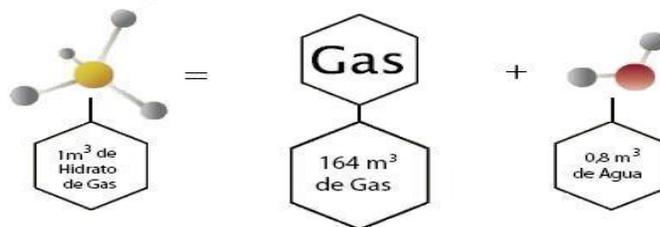
profundidades (más de 660 pies) y donde las temperaturas exceden los 212 °F. El diagrama de la Figura N° 10 muestra las distintas fuentes de hidrocarburos según las profundidades a las que se encuentren los sedimentos.



**Figura N° 10:** Fuentes de gas metano (Extraído de Tissot y Welte, 1992).

## 2.5. DEPÓSITOS DE HIDRATOS DE GAS

Los yacimientos de hidratos de gas pueden considerarse concentradores naturales de gas y pueden almacenar grandes porcentajes de gas por unidad de volumen. Como se muestra en la Figura N° 11, en condiciones de presión y temperatura estándar, la descomposición de un metro cúbico (35 pie<sup>3</sup>) de hidrato de metano produce 164 m<sup>3</sup> (5.800 pie<sup>3</sup>) de metano gaseoso y 0,8 m<sup>3</sup> (28 pie<sup>3</sup>) de agua (Sloan, 1998).



**Figura N° 11:** Concentración del gas (Extraído de Environmental Physical-Chemistry Gr., 2009).



### 2.5.1. Zonas de formación

La presencia de los hidratos de gas se encuentran en rocas de un buen espesor, porosas, permeables y cuyo régimen de presión – temperatura corresponda a las condiciones de una existencia estable de los hidratos de gas según la curva de equilibrio. En el mundo existen dos ambientes que exhiben las condiciones requeridas para encontrarse los yacimientos de hidratos de gas en grandes cantidades, con espesores de hasta unos 330 pies de profundidad: una es, en sedimentos de los fondos marinos y otra, en tierra en las zonas continentales permanentemente congeladas (permafrost) de las regiones Árticas del hemisferio norte (Parra, 2006).

- Bordes continentales

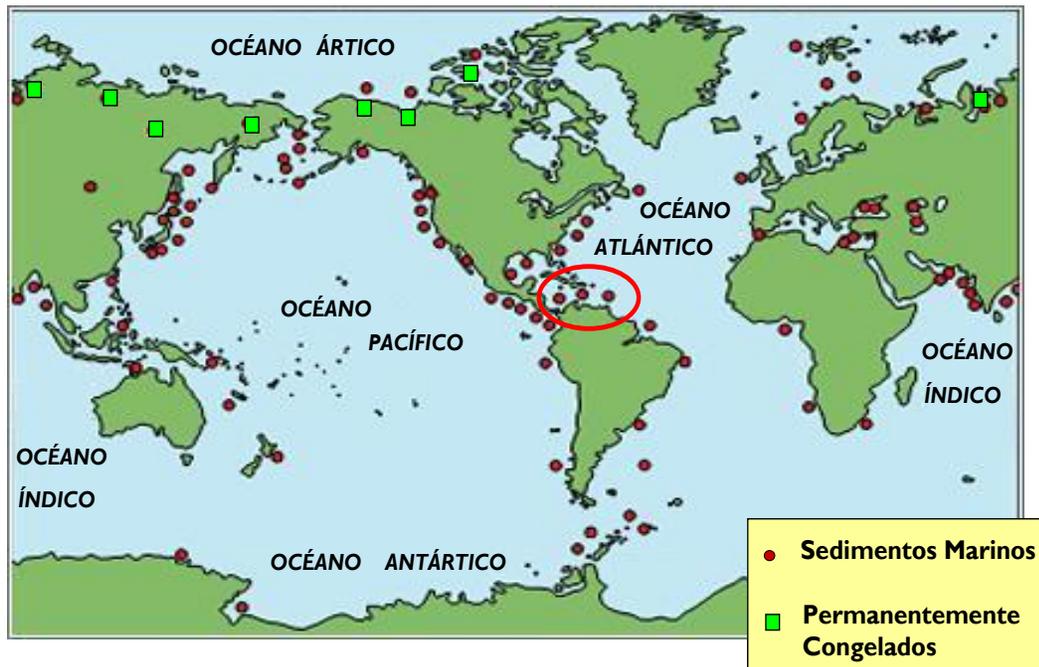
La mayor concentración de hidratos de gas, según González (2002), se encuentra en los márgenes continentales, donde se presencian altas presiones (730 a 1500 psi) debido a las grandes profundidades de agua que superan los 1.000 pies y temperaturas relativamente bajas del fondo de alrededor de 43 °F y adecuadas concentraciones de gas. Estas acumulaciones están controladas por la temperatura, presión, composición de la mezcla de metano y de otros gases presentes en las rocas sedimentarias del fondo marino.

- Suelos permanentemente congelados

Las regiones del Ártico, conocidas como las zonas “permafrost”, son acumulaciones de hidratos que se encuentran bajo una capa de suelo permanentemente congelada, la cual actúa como un sello para formar trampas donde se acumula el gas a ciertas presiones por su poca profundidad (menor a 1.000 pies) y temperaturas muy bajas (21°F) por su localidad cercana al Ártico que mantiene la temperatura constantemente por debajo del punto de congelación del agua. De esta forma el gas, conformado principalmente por metano y otros hidrocarburos livianos, que ascienden lentamente desde capas profundas de los sedimentos se acumulan bajo la zona de “permafrost”.



La Figura N° 12 ilustra la distribución de los depósitos a nivel mundial donde se ha identificado la posible presencia de hidratos por medio de investigaciones marinas según el Programa de Recursos de Energía de Estados Unidos (USGS-ERP).



**Figura N° 12:** Distribución mundial de las acumulaciones de hidratos de gas. (Extraído de Other Energy Resources, 2009.).

### 2.5.2. Estimación de las reservas

Se cree que las acumulaciones de hidratos de gas se distribuyen en todo el mundo, pero el conocimiento de los depósitos aun es muy escaso. Por ello, se han llevado a cabo diferentes estimaciones de la cantidad de metano contenida en los posibles yacimientos de hidratos de gas a nivel mundial, tomando en cuenta tanto las acumulaciones en los sedimentos marinos como en las zonas continentales permanentemente congeladas (González, 2002).

En la Tabla N° 1 se muestran las estimaciones de la cantidad de metano contenido en las posibles acumulaciones de hidratos de gas a nivel mundial, en ambos ambientes

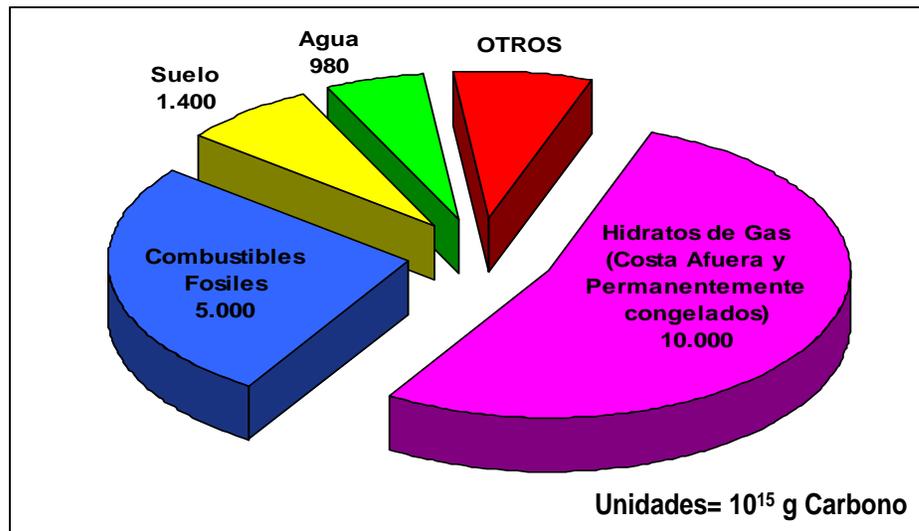


geográficos, preparado por el “*Petroleum Gas Committee*” en 1981 y adaptado por Kvenvolden (1988).

**Tabla N° 1:** Estimación mundial de metano en los hidratos. (Extraído de Kvenvolden, 1988).

Ambiente geográfico	Volumen [pie <sup>3</sup> ]	Referencia
Oceánico	1,1 x 10 <sup>17</sup>	McIver
	(2 - 9) x 10 <sup>17</sup>	Trofimuk <i>et al.</i>
	2,7 x 10 <sup>20</sup>	Dobrynin <i>et al.</i>
Continental	4,9 x 10 <sup>14</sup>	Meyer
	1,1 x 10 <sup>15</sup>	McIver
	2 x 10 <sup>15</sup>	Trofimuk <i>et al.</i>
	1,2 x 10 <sup>18</sup>	Dobrynin <i>et al.</i>

Una estimación razonable para la cantidad de gas almacenado “in situ” en los hidratos de metano, fluctúa entre el rango de 10<sup>16</sup>-10<sup>17</sup> pie<sup>3</sup>. Ésta cantidad representa aproximadamente el doble de la cantidad de carbono contenido en todos los depósitos conocidos de combustibles fósiles (petróleo, carbón, gas natural). La Figura N° 13 muestra el balance mundial de las reservas de carbono, según Collett (2000), incluyendo los yacimientos no convencionales de hidratos de gas, donde se observa que éstos constituyen la reserva de combustible más grande de la Tierra.



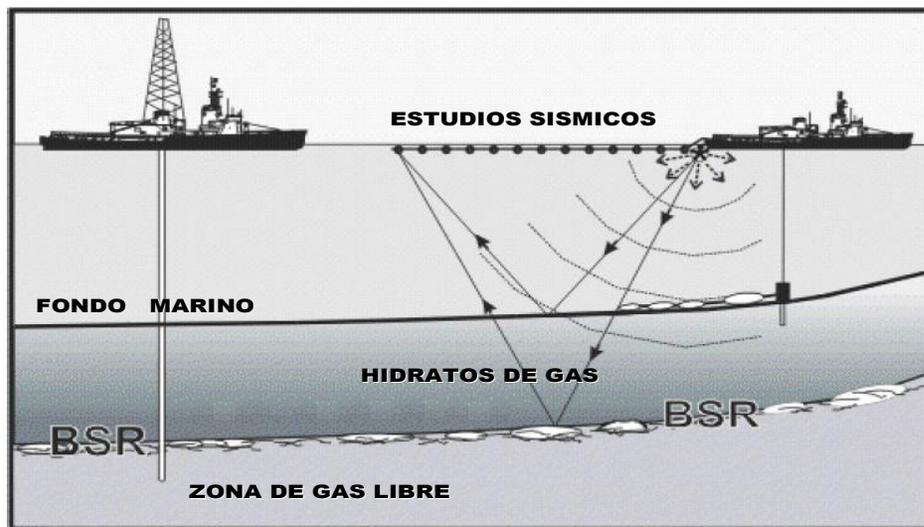
**Figura N° 13:** Balance mundial del carbono (Extraído de Collett *et al.*, 2000).



### 2.5.3. Detección de depósitos

El estudio para la detección de los yacimientos no convencionales de hidratos de gas en los sedimentos, se realiza mediante la utilización de algunos métodos geofísicos indirectos que permiten determinar su existencia y ubicación, para poder estimar las cantidades y concentraciones de hidratos de gas existentes en un área determinada.

La señal más utilizada para la identificación de los hidratos de gas Costa Afuera, en los márgenes continentales, es el perfil de Reflexión Sísmica. Este es un método el cual emite ondas sísmicas que penetran la tierra, a profundidades de entre 330 y 3.600 pies. Estas ondas atraviesan las capas de los sedimentos de la tierra y pasan por la capa de hidratos hasta llegar a los gases atrapados debajo de ésta. La velocidad de propagación de las ondas sísmicas en los gases es mucho menor que la de los hidratos de gas (10.800 pie/s) por la diferencia de sus densidades, causando que estas devuelvan la señal creando un “eco” de doble reflexión denominado “*Bottom Simulating Reflector*” (*BSR*). Esta reflexión es captada mediante unos sensores en la superficie marina, como se muestra en la Figura N° 14. Por ello, las reflexiones de BSR generalmente delinear el techo de una zona de gas libre que puede existir bajo la base de la zona de estabilidad de hidratos de gas (González, 2002).



**Figura N° 14:** Detección de depósitos de hidratos (BSR) (Extraído de Hyndman, R.D. y Dallimore, S.R., 2001).



Al procesar los datos obtenidos por el eco del BSR, este permite estimar el espesor y la profundidad de los hidratos de gas en el subsuelo marino, así como la presencia de gases en estado libre en el fondo.

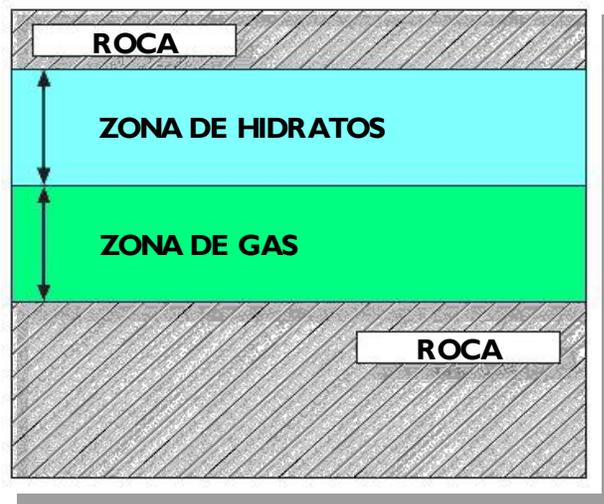
Existen otros métodos geofísicos indirectos para la detección de los hidratos de gas como lo son: transiente electromagnético, el cual es utilizado para medir los valores de resistividad de los distintos materiales en los sedimentos al paso de un pulso electromagnético; flujo calórico, este utiliza un “termómetro” que mide la conductividad térmica del medio y condiciones de presión y temperatura; y el campo Gravitatorio, el cual divide los contrastes en densidad de las capas de los sedimentos marinos (Edwards, 1997).

#### **2.5.4. Clases de depósitos**

De acuerdo a Taylor (2004), los yacimientos no convencionales de hidratos de gas se pueden dividir en tres clases de acumulaciones según sus características. A continuación se describen cada una de las clases de depósitos de hidratos de gas en los sedimentos:

- Depósitos de clases 1

Los depósitos de hidratos de gas de clase 1 están compuestos de dos zonas, una capa de roca porosa inferior, la cual contiene metano en estado gaseoso libre (móvil); y otra capa de roca porosa superior en la cual se encuentran contenidos los hidratos de gas. Éstos pueden estar en una posible presencia de un exceso de agua y/o gas metano libre, en equilibrio con los mismos. Para efectos de estudio, ambas capas se consideran delimitadas, superior e inferiormente por rocas impermeables, las cuales no permiten el paso de fluidos, pero si el intercambio de calor con el medio ambiente, como se muestra en la Figura N°15.



**Figura N° 15:** Depósitos de hidratos de gas de clase 1.

Esta clase de acumulaciones de hidratos parece ser la más prometedora para la producción de gas a la hora de explotar este tipo de yacimientos, ya que garantiza la producción de gas metano por la existencia de la capa inferior de gas libre acumulado, además de poseer condiciones de estabilidad muy cercanas a las condiciones de equilibrio termodinámico de los hidratos de gas, causando que sólo se necesite de pequeñas variaciones de las condiciones de presión y/o temperatura para inducir rápidamente el proceso de disociación de estos mismos.

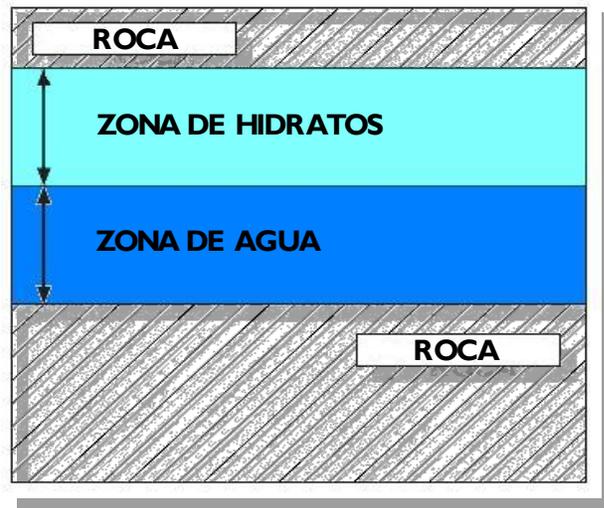
- Depósitos de clases 2

Los depósitos de hidratos de clase 2, de la misma manera que los de clase 1, consisten de dos zonas en los sedimentos; una capa de hidratos de gas concentrados en un medio poroso y permeable, con una posible presencia de exceso de agua líquida y/o gas metano en estado gaseoso en equilibrio con el medio en condiciones de estabilidad de los hidratos.

A diferencia de los depósitos de clase 1, esta zona se encuentra sobrepuesta a una capa de agua líquida en vez de una capa de gas libre. De la misma manera que para los depósitos de clase 1, para efectos de estudio, se considera que ambas capas en este tipo de acumulaciones son delimitadas por sedimentos de rocas impermeables, las



cuales no permiten paso de fluidos pero se toma en cuenta el intercambio de calor entre el depósito y el medio ambiente con el depósito. Se puede observar en la Figura N° 16 la distribución de las dos zonas para esta clase de depósitos.



**Figura N° 16:** Depósitos de hidratos de gas de clase 2.

La mayor limitante de esta clase de acumulaciones es el exceso de agua contenida en la capa inferior de líquido, sometiéndose a altas tasas de producción de agua a la hora de la explotación de este tipo de yacimientos y de esta manera aumentando el costo de producción.

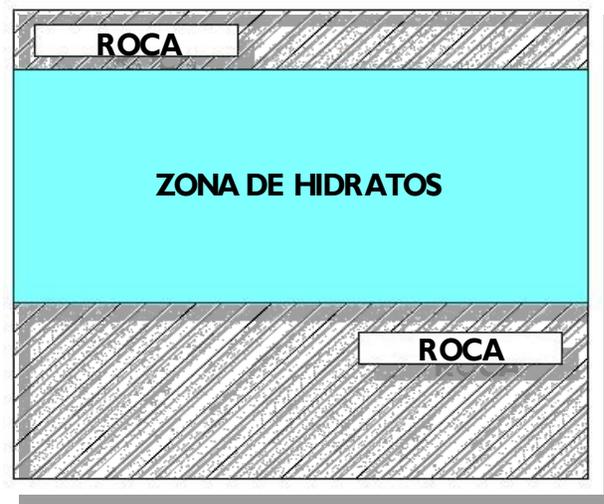
- Depósitos de clases 3

Para el caso de los depósitos de clase 3, sólo se cuenta con una única zona de concentración de hidratos de gas contenidos en los sedimentos de roca porosa y permeable. A pesar de no contar con una segunda capa inferior de agua o gas, estas acumulaciones también pueden existir en presencia de agua líquida y/o gas libre que quede en exceso y equilibrio con los hidratos.

Igualmente, para efectos de estudios, se considera que esta zona de hidratos de gas se encuentra delimitada inferior y superiormente por rocas impermeables, las cuales no



permiten el paso de fluidos pero si el intercambio de calor del medio ambiente con el depósito, como se muestra en la Figura N° 17.



**Figura N° 17:** Depósitos de hidratos de gas de clase 3.

Esta clase de acumulaciones de hidratos de gas es la más prometedora, luego de las acumulaciones de clase 1, cuando se presentan altas saturaciones de hidratos de gas, ya que se pueden obtener altas tasas de recuperación de gas una vez se logran disociar los hidratos de gas.

## **2.6. DISOCIACIÓN DE HIDRATOS DE GAS**

La disociación de los hidratos de gas es un proceso por el cual un cristal de hidrato se descompone en sus partes constituyentes. Usualmente, involucra una disminución de la presión y/o aumento de la temperatura de manera que los cristales helados se derritan, cambiando de fase y liberando las moléculas de gas natural atrapadas, obteniendo gas y agua. Los métodos más conocidos utilizados para lograr este proceso de disociación son: despresurización, inyección de agua caliente o vapor e inyección de inhibidores de hidratos. En la Figura N° 18 se muestra la curva de equilibrio termodinámico de los hidratos de gas y los efectos al aplicar los distintos métodos de disociación; existen otros métodos referidos recientemente, que se han estudiado como la inyección de dióxido de carbono y la combustión “in situ”.

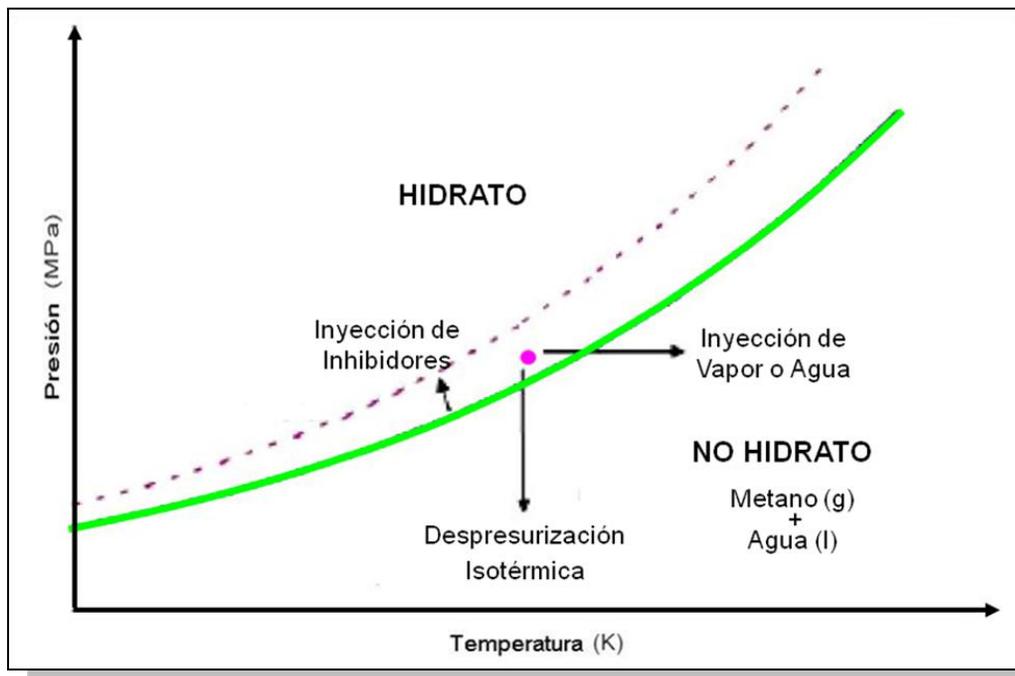


Figura N° 18: Disociación de hidratos de gas (Extraído de Esmaeilzadeh *et al.*, 2008).

## 2.7. ALTERNATIVAS DE PRODUCCIÓN DE GAS

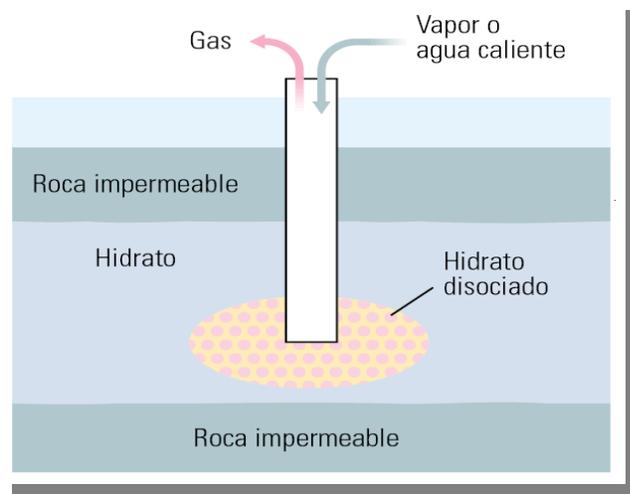
Los procesos para la recuperación del gas metano contenido en los hidratos de gas han sido limitados por la localización de estas acumulaciones, ya que se encuentran dispersas en el mundo y en lugares de ambientes difíciles para su explotación, como lo son las regiones árticas en zonas permanentemente congeladas o los bordes continentales bajo el fondo marino. Sin embargo, la mayor limitante que se debe considerar para la explotación de este recurso es la necesidad de disociar las estructuras cristalinas sólidas “in situ” para liberar el gas y llevarlo a la superficie de manera más económica, ya que extraer estos compuestos para luego inducir su descomposición no es un proceso sencillo ni económicamente viable (González, 2002).

Por ello, se ha propuesto una variedad de métodos para producir gas a partir de depósitos de hidratos, todos basados en la disociación del hidrato. Los métodos de inyección de vapor ó agua caliente, la despresurización y la inyección de inhibidores, se detallan a continuación:



### 2.7.1. Inyección de vapor o agua caliente

En este proceso, la energía térmica puede ser introducida a los estratos que contienen hidratos para aumentar la temperatura, por encima de la temperatura de formación o equilibrio del hidrato, lo suficiente para impulsar la disociación del mismo. Para ello, se puede bombear vapor o agua caliente a través de un pozo de perforado que se condicione como inyector para disociar el hidrato y liberar metano, el vapor o agua caliente podría ser entonces bombeado hasta el fondo marino, y posteriormente reacondicionado como productor para producir el gas como se muestra en la Figura N° 19. La principal dificultad de esta técnica consiste en llevar eficientemente el calor a la zona de hidratos para disociarlos, ocurren grandes pérdidas de calor del vapor o agua caliente inyectado, desde la superficie hasta los yacimientos no convencionales, lo que puede causar un incremento en los costos de producción (Cranganu, 2009).



**Figura N° 19:** Inyección de agua caliente o vapor (Extraído de Collett *et al.*, 2000).

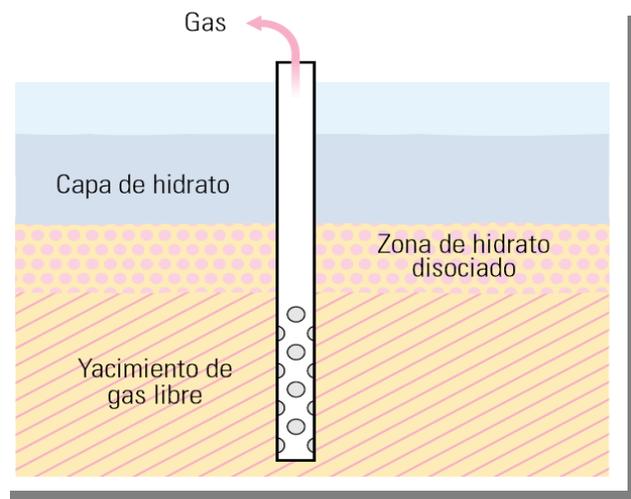
### 2.7.2. Despresurización

El proceso de despresurización es considerado el método más eficiente para la producción de gas a partir de acumulaciones de hidratos de metano, según Collett (2000), éste involucra un descenso de la presión del yacimiento por debajo de la presión de equilibrio del hidrato para provocar la disociación del mismo, como se



observa en la Figura N° 20. Este método es viable cuando existen depósitos donde se encuentran asociados yacimientos de gas libre atrapados por capas de hidratos de gas y puede producirse por métodos convencionales. A medida que el gas libre es removido, los hidratos que cubren a la capa con gas libre se despresurizan, y se descomponen a su vez en metano y agua.

Sin embargo, Cranganu (2009), establece la disociación por despresurización como un proceso auto-limitante, ya que una vez que la presión en la que los hidratos están en equilibrio, la presión desciende hasta cierto nivel y se mantiene, provocando que la temperatura también disminuya y los hidratos encuentran un nuevo punto de equilibrio y dejan de disociarse. La cantidad de concentración de hidratos que se pueden disociar, únicamente utilizando el método de despresurización, está limitada por el total del calor disponible en el interior de la Tierra (flujo de calor geotérmico) para suministrar el calor necesario para que se puedan seguir disociando los hidratos, ya que la reacción de disociación es una reacción endotérmica, la cual requiere absorber energía en forma de calor suministrada por los alrededores para poder llevarse a cabo.



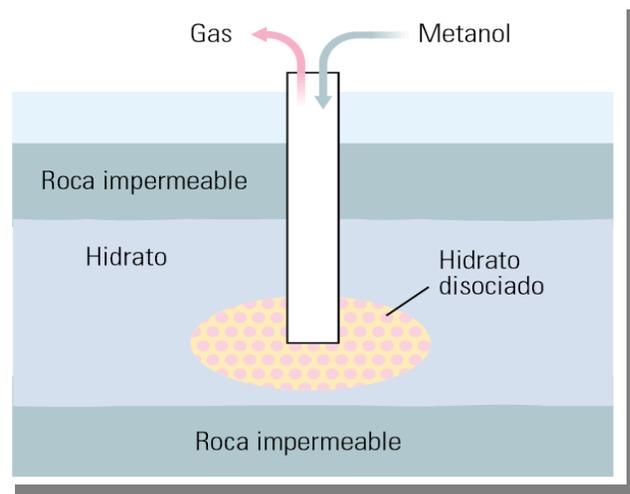
**Figura N° 20:** Despresurización (Extraído de Collett *et al.*, 2000).



### 2.7.3. Inyección de inhibidores

Un inhibidor químico, como el metanol o glicol u otros alcoholes, se inyecta a la zona de hidratos, causando la disociación de los mismos por el desplazamiento del equilibrio termodinámico de presión-temperatura, de tal manera que los hidratos no siguen siendo estables a la condición “in situ”, liberando gas metano y agua, como se muestra en la Figura N° 21.

Este método es similar a la inyección de vapor o agua caliente, la diferencia radica en que la disociación es impulsada por medios químicos en vez de calor, aunque, así la disociación sea causada por inhibidores se requiere de calor para que se produzca la reacción ya que ésta es endotérmica (Cranganu, 2009).



**Figura N° 21:** Inyección de inhibidores (Extraído de Collett *et al.*, 2000).

En la actualidad, se discuten las posibilidades de explotar estos yacimientos y la efectividad de los métodos de producción antes detallados, para ello, en 1998, Collett y Kuuskraa intentaron comparar los distintos métodos de producción de gas antes detallados, como se muestra en la Tabla N° 2. Ésta muestra las características más resaltantes de los tres métodos de producción de gas así como también las consideraciones asociadas que implicaría cada uno de los distintos métodos de producción.



**Tabla N° 2:** Características de los métodos de producción de hidratos (Extraído de Biomorgi *et al.*, 2002).

<b>MÉTODOS DE PRODUCCIÓN</b>	<b>PROCESOS</b>	<b>CONSIDERACIONES</b>
Despresurización	Disociación de hidratos con la presión.	Bajas condiciones normales, el proceso de despresurización es limitante.
	El proceso es endotérmico, absorbe energía y reduce la temperatura en el yacimiento; el proceso requiere flujo de calor dentro del yacimiento desde las rocas que lo delimitan.	Puede ser factible cuando los hidratos forman un depósito de clase 1 (zona de gas libre inferior).
Inyección térmica (vapor y/o agua caliente)	El hidrato se disocia con la temperatura.	Pérdidas altas de calor en el yacimiento y en los estratos rocosos de los alrededores.
	El balance de energía en un sistema cerrado y en un yacimiento de hidratos de alta calidad es positivo.	Necesita alto flujo y vías de permeabilidad entre pozos para la inundación de vapor/agua caliente.
Inyección del inhibidor	Los inhibidores bajan la temperatura de formación del hidrato y/o aumentan la presión de formación	Costoso, usando materiales corrientes.
		Dificultades asociadas con la superficie de contacto solvente/hidrato.



#### 2.7.4. Otros métodos de producción

- Intercambio de gas metano por dióxido de carbono.

Según Ota (2004), diversos trabajos anteriores han sugerido que la desestabilización de los hidratos de gas en los sedimentos bajo los bordes continentales pudiese ocasionar fallas catastróficas, ya que al extraer el gas metano, procedente de estas acumulaciones, la ausencia de este compuesto sólido debilitaría la firmeza del suelo marino causando fenómenos como deslizamientos submarinos y hasta tsunamis. Para evitar que esto suceda, se plantea, como se muestra en la Figura N° 22, el reemplazo del gas metano ( $\text{CH}_4$ ) por dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) a altas presiones, para así lograr mantener estables los suelos y a su vez funcionando como una forma de almacenamiento de este gas. Las moléculas de  $\text{CO}_2$  son sólo un poco más grandes que las de metano, por ello al encontrarse en las condiciones adecuadas pueden formar estructuras clatráticas (hidratos) del mismo tipo que las estructuras que forman el gas metano, es decir, las del tipo sI. Éste ocupa sólo las cavidades grandes de la estructura estabilizándola; inclusive, estos nuevos hidratos de  $\text{CO}_2$  serán termodinámicamente más estables que los hidratos de  $\text{CH}_4$  en condiciones de temperatura menores a  $50^\circ\text{F}$ , debido a que la presión de equilibrio de este es menor que el del hidrato de  $\text{CH}_4$ .

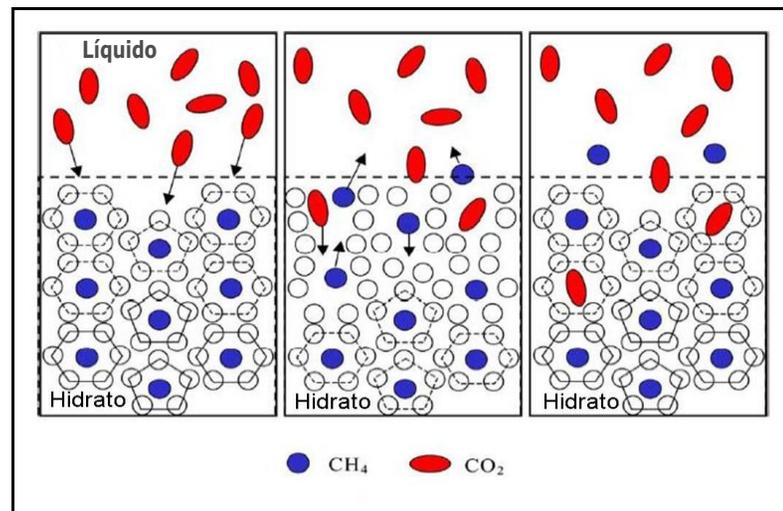


Figura N° 22: Intercambio de  $\text{CH}_4$  por  $\text{CO}_2$  (Extraído de Ota *et al.*, 2004).



- Combustión “in situ”.

Este proceso, planteado inicialmente en el año 1998 y luego refinado por Cranganu (2009), utiliza un aparato horizontal perforado en la capa de hidratos de gas, el cual incluye un recipiente de combustión, en forma cilíndrica, localizado dentro del segmento horizontal en la perforación, el cual es llenado con una mezcla de combustión de aire/gas. La mezcla es quemada produciendo, dentro del recipiente, calor que es transferido a la zona de hidratos de gas. El calentamiento de los hidratos causa la disociación de los mismos, obteniendo agua líquida y gas metano; este gas se lleva a la superficie por el mismo pozo por donde se inyecta la mezcla de aire/gas. Las ventajas de este método sobre la inyección de agua caliente o vapor se refieren a que la fuente de calor se produce “in-situ” por la combustión de la mezcla aire/gas y de esta manera, se evitan las altas pérdidas de calor que se presentan al inyectar el agua caliente o vapor, ya que éstos deben desplazarse desde la superficie a las zonas de hidratos de gas encontradas algunos metros bajo el suelo marino.

La realización de cada uno de estos métodos de producción para recuperar el gas metano es sumamente costoso y todavía no se tienen los debidos conocimientos, por ello, se recurre a herramientas, conocidas como simuladores de yacimientos, los cuales permiten modelar cada uno de los procesos involucrados mediante ecuaciones matemáticas y de esta manera lograr representar diferentes esquemas de explotación y comparar su eficiencia sin la necesidad de explotar este tipo de acumulaciones en realidad.

En la siguiente sección, se detallan los simuladores de yacimientos de gas, en qué se basan, cómo funcionan, los beneficios que estos pueden traer en la recuperación del gas y la importancia que tienen para la realización de este Trabajo Especial de Grado.



## **2.8. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA PRODUCCIÓN DE GAS A PARTIR DE YACIMIENTOS NO-CONVENCIONALES**

El ingeniero de yacimientos debe disponer de un modelo representativo para analizar y comparar los distintos métodos de producción mediante las predicciones de la recuperación final y el comportamiento futuro del yacimiento de gas; para ello, se recurren a herramientas existentes, conocidas como “simuladores”. Estos consisten en la elaboración de un modelo numérico que permite evaluar el comportamiento, actual y a largo plazo, de las propiedades de un sistema representado al serle aplicado diferentes estrategias de producción y de esta manera permite la predicción y estimación de los valores de producción de gas para ayudar y apoyar en el proceso de la toma de decisiones para optimizar el proceso de explotación de los yacimientos de gas (La Comunidad Petrolera, 2009).

La simulación numérica de yacimientos presenta una formulación rigurosa del sistema físico del yacimiento a ser modelado, la cual incluye: propiedades de la roca y de los fluidos, fases de los componentes y condiciones del sistema en el medio poroso como presión y temperatura. A partir de estos datos se logra establecer las condiciones a las cuales se trabajan los modelos matemáticos que involucran las ecuaciones de flujo, masa y calor para de esta manera lograr representar la respuesta del yacimiento a cualquier cambio. Estas ecuaciones pueden ser relaciones no-lineales o ecuaciones diferenciales parciales que por su complejidad se debe recurrir al uso de algoritmos matemáticos y métodos iterativos que deben ser resueltos con un computador para la obtención de una solución lo más aproximada a la realidad.

Los simuladores son capaces de realizar cálculos de cambios de fase (líquido, vapor, sólido) de diversos componentes y/o reacciones fisicoquímicas que puedan ocurrir en los yacimientos y son capaces de reproducir cada una de las distintas estrategias de operación de campo, tales como despresurización natural, inyección de agua o vapor y la inyección de inhibidores, sin la necesidad de llevarlos a cabo en la realidad en el campo.



Para el caso de los yacimientos de hidratos de gas, la disponibilidad de los modelos matemáticos que simulan la recuperación del gas metano, mediante los distintos métodos de disociación tales como: despresurización, inyección de agua caliente o vapor y la inyección de inhibidores, son de suma importancia ya que los valores de los parámetros como la constante cinética, valores de saturación de fluidos, permeabilidad y porosidad del medio, en muchos casos, aun no son conocidos con certeza. El uso de estos modelos nos permite estudiar la influencia de estos parámetros en cada una de las distintas estrategias de producción sin la necesidad de tener que realizar estas pruebas en campo, caso que sería extremadamente costoso y hasta podría resultar peligroso porque aun requiere mayor conocimiento en este tipo de acumulaciones. Por ello, la utilización de estas herramientas se hace indispensable para establecer las posibles estrategias de producción, así como definir los parámetros cruciales a considerar y controlar para la explotación de esta potencial fuente de energía (Llumà *et al.*, 2004).

### **2.8.1. Comparación de los simuladores.**

A mediados del año 2008, Wilder y sus colaboradores, realizaron un esfuerzo para lograr comparar diferentes códigos de los distintos simuladores de yacimientos más importantes a nivel mundial, que se pueden aplicar para acumulaciones de hidratos de gas. Este estudio fue llevado a cabo para ser presentado en la sexta Conferencia Internacional de Hidratos de Gas (ICGH 2008) en Vancouver, Canadá; en los que participaron varios de los investigadores más nombrados en lo que se refiere a hidratos de gas y su modelado, como lo son: George J. Moridis, Yoshihiro Masuda, Timothy S. Collett y Mehran Pooladi-Darvish.

El principal objetivo para la realización de este estudio fue la validación de los simuladores con resultados de pruebas experimentales y el intercambio de información en cuanto a los distintos enfoques en el modelado del proceso de disociación de los hidratos de gas, para de esta manera, intentar alcanzar mejoras en



la capacidad de cada simulador de representar este fenómeno y así fomentar la confiabilidad en la aplicación de estos modelos.

Para lograr esta comparación de simuladores, los investigadores realizaron cinco pruebas distintas, utilizando cinco simuladores de yacimientos, incrementando el nivel de complejidad de cada una de ellas variando los escenarios en los que se encuentran las acumulaciones de hidratos. Los simuladores utilizados para estos estudios son presentados en la Tabla N° 3.

**Tabla N° 3:** Simuladores de hidratos de gas más importantes a nivel mundial.

<b>SIMULADOR</b>	<b>DESARROLLADO</b>	<b>AÑO</b>
CMG STARS	Computer Modelling Group	2007
HydrateResSim	National Energy Technology Laboratory	2005
MH-21 HYDRES	Japan Oil Engineering	2001
STOMP-HYD	Pacific Northwest National Laboratory	2006
TOUGH+/Hydrate	Lawrence Berkeley National Laboratory	2005

Dada la amplia variedad de suposiciones tomadas en los diferentes modelos por cada uno de los distintos grupos que desarrollaron los simuladores, se comenzó el estudio comparativo formulando un caso simple (caso base), en el cual se establece un sistema cerrado unidimensional horizontal de 65 pies de espesor. Se considera la transferencia de calor (no isotérmico) para ver como variaban las respuestas de cada uno de ellos. Para mantener este caso base lo más simple posible, no se involucró la complejidad de la fase de hidratos de gas y así estudiar solamente el comportamiento de un flujo bifásico de agua y metano al realizar una transición de líquido saturado a su condición no saturada.



En el segundo caso, se utiliza el mismo sistema cerrado unidimensional horizontal de 65 pies de espesor, pero se toma en cuenta la presencia de la formación de hidratos. Se divide en dos zonas de 32,5 pies cada una, una zona superior compuesta por hidratos y agua con una saturación de hidratos inicial de 40% y una zona inferior de gas y agua con una saturación inicial de gas de 50%. En este caso se estudiarían los fenómenos de transferencia de calor y masa al pasar de un estado de estabilidad de hidratos hasta el equilibrio luego de disociarse completamente el sólido hasta obtener solamente un sistema con gas y agua líquida.

La tercera prueba involucra igualmente un sistema unidimensional de 65 pies de espesor compuesto de hidratos y agua a una saturación inicial de hidratos de 50%, pero con un escenario donde el sistema no es cerrado sino más bien abierto a la salida del gas estudiando así el comportamiento de la recuperación del gas. Se definieron tres casos para comparar los resultados dependiendo de los métodos de disociación implementados. Los métodos que se utilizaron fueron, la disociación por estimulación térmica de 112 °F, a condiciones iniciales de 1160 psi y 35 °F y la despresurización a una temperatura inicial de 42 °F para dos casos distintos: uno el cual se lleva hasta una presión de 406 psi, un valor por encima de la presión del punto cuádruple (gas, agua, hielo e hidrato) en la curva de equilibrio de los hidratos, para asegurar que no exista la formación de hielo; y otro hasta presiones de 72,5 psi, valor por debajo del punto cuádruple (permitiendo la formación de hielo).

Para la cuarta prueba, se estudió la disociación en un modelo en una dimensión pero para un sistema radial abierto, permitiendo la salida de fluidos. En este caso, se pretende estudiar los casos en donde, bajo las condiciones apropiadas (725 a 1.450 psi y 37 a 54 °F), las propiedades variaron sólo en función de la distancia radial del pozo y el tiempo de simulación. Y para el último escenario, se representa la disociación de los hidratos en el mismo sistema anterior pero en dos dimensiones, buscando estudiar el comportamiento de la recuperación del gas en dos casos distintos variando los valores de las saturaciones iniciales de los hidratos de 70% a 80%.



Luego de realizar cada una de las pruebas, se observó gran similitud en los resultados a la hora de representar los perfiles de temperatura, saturación de agua y presión en los dos primeros escenarios, para los distintos simuladores. Las primeras desviaciones en los resultados se comenzaron a reflejar en el tercer caso, en cuanto a la formación del hielo debido a las diferencias en la manera de modelar el hielo. La cuarta prueba arrojó buenos resultados, ya que al contar con parámetros (temperatura, saturación, etc.) que dependen de sólo dos variables, el radio y el tiempo de simulación; es decir, los parámetros cambiarán de la misma manera para todos los simuladores para un mismo radio y tiempo de simulación. Y por último, en la quinta prueba se observa la importancia de la saturación de agua inicial en el yacimiento, atribuyéndole el incremento de la recuperación de gas a un aumento en las permeabilidades relativas del agua, causando un mayor movimiento de los fluidos y un mayor flujo de gas.

### **2.8.2. Estudios de la simulación de la producción de gas a partir de hidratos.**

A través de los últimos años se han realizado varios estudios enfocados en la simulación de la recuperación de gas a partir de yacimientos de hidratos implementando distintas consideraciones en las condiciones del sistema; como la transferencia de calor, condiciones iniciales de saturación, permeabilidad y porosidad, y de los métodos de disociación. Estos valores se utilizaron tanto para realizar pruebas en diversos simuladores de yacimientos como en laboratorio a nivel experimental, para lograr validar los simuladores y permitir el estudio de la factibilidad de cada proceso de llevarse a cabo en un futuro de manera efectiva, segura y rentable. A continuación se presentan los estudios más relevantes que se han realizado en los últimos años, según su fecha de publicación, para efectos de este Trabajo Especial de Grado.

En el año 1991, Yousif desarrolló un modelo numérico para obtener una solución a las ecuaciones analíticas establecidas para un sistema de procesos de producción de gas a partir de yacimientos de hidratos de gas en sedimentos porosos, éste aproxima las derivadas en el tiempo y espacio, las simplifica y utiliza un método iterativo para



obtener la solución. El modelo trabaja con tres fases en una sola dimensión para realizar la simulación numérica, toma el mecanismo de despresurización isotérmico propuesto inicialmente por Verigin (1980) y considera las ecuaciones de balance de masa para cada una de las fases (hidrato, gas y agua) presentes en el medio poroso y la cinética de la disociación. Luego de comparar los resultados arrojados por el simulador con el nuevo modelo y los valores de los datos experimentales demostraron consistencia entre ellos validando el modelo.

Años más tarde, para principios del año 2004, se analizaron diferentes escenarios de producción en cinco depósitos distintos de hidratos de gas de yacimientos ubicados en las zonas continentales permanentemente congeladas del Mallik. Este estudio fue realizado por el científico George Moridis y sus colaboradores, utilizando una de las versiones del simulador de TOUGH<sup>®</sup> para establecer no sólo las zonas más apropiadas para la producción de gas a corto plazo, sino también el método de producción más efectivo para su zona correspondiente dependiendo del tipo de depósito. TOUGH<sup>®</sup> es una familia de códigos para sistemas multi-componentes, con fluidos multifásicos y flujo de calor, el cual emplea ecuaciones de balance de masa y calor, así como los modelos cinéticos y de equilibrio para la formación o disociación de hidratos de gas. En este trabajo se estudiaron los efectos de parámetros como la saturación inicial de hidratos ( $S_H$ ), la temperatura del yacimiento ( $T$ ) y la permeabilidad del sistema ( $K$ ) para los distintos depósitos, empleando los métodos de producción por estimulación térmica (inyección de agua caliente o vapor) y vía despresurización mediante simulaciones numéricas. Los depósitos de clase 1 resultaron más efectivos para la despresurización (no isotérmica), por su capa inferior de gas libre que asegura una recuperación de gas; pero para los depósitos de clase 2, este método no resultó ser tan efectivo por las grandes cantidades de agua que se obtienen, pudiendo llegarse a considerar un problema. Finalmente, en los depósitos de clase 3, la cantidad de gas producido se ve atada directamente a la estimulación térmica inducida, ya que el fenómeno de la disociación depende de las condiciones de presión y temperatura del pozo, temperatura de inyección y conductividad térmica.



Continuando los estudios, en 2006, Moridis, acompañado por Michael Kowalsky realizó un análisis del método de despresurización, como método de producción de gas no convencional, para los casos de los depósitos de hidratos de gas de las clases 1 y 2 utilizando un modelo que nombraron TOUGH-Fx/HYDRATE<sup>®</sup>, el cual puede simular reacciones químicas representando la formación/disociación de los hidratos de manera no isotérmica, comportamiento de las fases y los balances de flujos y calor para depósitos de hidratos de metano. Con la ayuda de este nuevo simulador, se evaluaron los potenciales de producción y los parámetros que afectan el proceso. Este método resultó ser uno de los más atractivos para la explotación de este recurso por su simplicidad, efectividad y factibilidad económica. Para un período de 10 años el volumen de gas metano proveniente de la disociación de los hidratos de gas contribuye significativamente con un estimado 50% del volumen del gas producido para los depósitos de clase 1, y los depósitos de clase 2 mostraron ser muy efectivos para la producción a largo plazo empleando otro método además de la simple despresurización, preferiblemente la inyección de agua caliente o vapor.

Uddin y colaboradores, para el año 2006, también realizaron el modelado de la formación y disociación de los hidratos de gas utilizando un simulador térmico composicional de yacimientos comercial, STARS<sup>®</sup>, desarrollado por el *Computer Modelling Group*, basado en un modelo cinético para evaluar el comportamiento dinámico de ambos hidratos de metano (CH<sub>4</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en su formación y disociación, considerando los hidratos como una fase sólida. Este estudio se enfocó en dos casos, un modelo simple de un pozo vertical para la simple formación/disociación de hidratos y otro modelo donde se demostró la flexibilidad del secuestro de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en yacimientos de hidratos para el posible intercambio de este gas con el gas CH<sub>4</sub> a ser recuperado. Los resultados mostraron similitud en la disociación de los hidratos de CH<sub>4</sub> con los resultados de simulaciones de estudios anteriores y la relevancia del efecto de la permeabilidad en la formación/disociación de los mismos por la influencia en la caída de presión, también se concluyó que los hidratos de CO<sub>2</sub> se pueden formar y son estables bajo rangos



específicos de alta presión y condiciones de temperatura que dependen de variables como la permeabilidad, porosidad, entre otros.

Para el año 2007, Kowalsky y Moridis compararon el uso de los modelos de reacción cinética y de equilibrio, en la simulación numérica del proceso de disociación de yacimientos de clase 3 para evaluar la importancia de estos modelos en la predicción de las respuestas de un sistema donde existe la presencia de hidratos de gas sometidos a una estimulación, como lo pueden ser una variación de la presión y/o la temperatura dependiendo del método de producción, también analizaron la sensibilidad de parámetros como la saturación inicial de hidratos ( $S_H$ ) y la expresión que establece el área de contacto de la reacción dentro de la ecuación cinética de disociación. Las respuestas para ambos modelos de reacción, cinética y de equilibrio, resultaron ser bastante similares excepto por algunas variaciones en las primeras etapas del proceso. Estas variaciones pueden resultar de relevantes limitaciones cinéticas a la hora de procesos de recuperación de gas a corto plazo, ya que pueden llevar a significantes sub-estimaciones de los valores de gas recuperado en el proceso de disociación si estas se ignoran. Al observar la similitud entre los modelos, el uso del modelo de reacción de equilibrio suele ser justificada y preferida para la simulación del comportamiento de estos yacimientos de hidratos de gas, debido a que las demandas computacionales del modelo cinético exceden en gran cantidad a éstas.

Un estudio enfocado en la producción de gas de los yacimientos de hidratos ubicados en las costas de los continentes, realizado por J. Phirani y K.K. Mohanty a comienzos del año 2009, utilizó un simulador que toma en cuenta los modelos cinéticos y de equilibrio termodinámico en el medio poroso para los tres componentes (hidratos, agua y gas metano) considerando la posibilidad de la formación de hielo. Los depósitos de clase 2 fueron establecidos para los métodos de despresurización e inyección de agua caliente o vapor para comparar efectividad entre los métodos dependiendo de las condiciones del sistema. Según Phirani, si se tiene un pozo que se encuentra en condiciones de altas presiones (600 psi) y es inyectado con un fluido a temperaturas mayores a 122 °F, resulta más conveniente el uso de la estimulación



térmica y una simple despresurización pudiese ser más efectiva cuando se cuenta con un pozo a presiones bajas (300 psi) y temperaturas del fluido de inyección bajas, de aproximadamente 68 °F.

### **2.8.3. Estudios de la simulación de la producción de gas a partir de hidratos en Venezuela.**

En Venezuela, se ha comenzado a estudiar el modelado de la disociación de los hidratos de metano a partir de año 2006, cuando Llamedo utilizó el simulador comercial de yacimientos del *Computer Modelling Group*, STARS<sup>®</sup>, para representar los distintos mecanismos de producción. La primera parte del estudio, consistió en un modelo en una sola dimensión (1D), similar al modelo experimental reportado por Yousif (1991), en el cual se evaluó la despresurización isotérmica. Para este caso, se definieron los hidratos como un pseudo componente líquido, no móvil, con altas viscosidades y propiedades que se asemejan al comportamiento de un sólido. Se realizaron sensibilidades de los parámetros críticos para el proceso de producción de gas reportados en los trabajos previos, como lo son: la permeabilidad, porosidad y la constante cinética de disociación.

En la segunda parte de su trabajo, Llamedo (2006) representó un modelo de tres dimensiones (3D) de un yacimiento no-convencional de hidratos de gas, basado en el modelo de Swinkels (1999) con algunas variaciones, pero esta vez para evaluar los distintos mecanismos de producción y de esta manera determinar los parámetros críticos que lo involucran dependiendo del método utilizado. Los mecanismos estudiados fueron la despresurización por debajo de la presión de equilibrio y la inyección térmica mediante la inyección de vapor para llevar la temperatura del yacimiento a temperaturas por encima de la temperatura de equilibrio. Distintos casos fueron estudiados para observar la producción de gas en un pozo vertical, un caso de despresurización, donde se evaluó el comportamiento para acumulaciones tanto de clase 1 como para acumulaciones de clase 3; y otro caso, mediante la inyección térmica en zonas de hidratos.



Con estos estudios, se demostró la capacidad del simulador para modelar el comportamiento termodinámico y cinético para este tipo de yacimientos, el efecto de las distintas clases de depósitos de hidratos de gas en el proceso de despresurización mediante la disociación, la cantidad de agua asociada a la producción y recuperación del gas metano procedente de los hidratos.

En la realización de este trabajo, como se mencionó anteriormente, se utilizó el simulador comercial STARS<sup>®</sup> para modelar el proceso de disociación de los hidratos de gas en los yacimientos. Este simulador está desarrollado para el modelado de yacimientos convencionales, por ello, permite la simulación numérica de los distintos tipos de yacimientos (gas, crudos livianos y crudos pesados). Éste fue desarrollado especialmente para yacimientos convencionales de crudos pesado ya que considera el componente térmico en los diferentes parámetros del medio.

STARS<sup>®</sup> cuenta con las ecuaciones matemáticas de los distintos fenómenos involucrados, como los son las ecuaciones constitutivas de la cinética de la reacción química, el balance de masa y energía del sistema y el equilibrio de fases. Mediante la resolución de estas ecuaciones se pueden adquirir valores cercanos a los que se obtendrían en la realidad para así modelar el proceso y poder estudiar el fenómeno del proceso de disociación y factibilidad de producir de gas.

A continuación, se detallan las especificaciones más importantes de este simulador para los efectos de este Trabajo Especial de Grado, así como también algunas de las ecuaciones más relevantes que se deben considerar para el estudio de los parámetros críticos que influyen en el proceso de disociación de los hidratos de gas en los sedimentos.

#### **2.8.4. Simulador STARS<sup>®</sup>**

Es un programa de simulación numérica de yacimientos que fue desarrollado por la empresa *Computer Modelling Group* (CMG) con sede en Canadá. Es un simulador trifásico de múltiples componentes, de aplicación térmica para combustión in situ e



inyección de vapor. Los sistemas de mallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable/espesor variable, con configuraciones en distintas dimensiones. Se basa en discretizaciones numéricas de ecuaciones de transferencia de masa y calor para yacimientos convencionales de petróleos pesados.

Este simulador es acoplado para el modelado de yacimientos no convencionales de hidratos de gas, el cual mediante la utilización de métodos numéricos, en este caso, el de Newton-Raphson, resuelve las distintas ecuaciones y arroja resultados para el estudio y la predicción de la producción de gas en este tipo de acumulaciones.

El simulador STARS<sup>®</sup> nos permite realizar los siguientes procedimientos para los distintos yacimientos:

- Estudiar el comportamiento de los fluidos en modelos, tanto en una dimensión (1D), para ver las respuestas lineales de las propiedades del sistema en función del tiempo, como modelos en tres dimensiones (3D) para observar la influencia del tiempo en la variación de las propiedades en las 3 direcciones (i, j, k), las cuales se refieren a la dirección del flujo, el espesor de la zona y el ancho del segmento estudiado.
- Definir el medio en el cual se está trabajando, su tamaño (malla), profundidad, ubicación, capas y condiciones de porosidad, permeabilidad, saturaciones, presión y temperatura inicial del medio poroso.
- Establecer los componentes estudiados en el sistema, sus propiedades y la fase en la que se encuentra (líquido, gaseoso, sólido).
- Modelar la reacción química involucrada en el proceso de disociación de los hidratos de gas, estableciendo la estequiometría de la reacción, valores de constante cinética, entalpía de reacción y energía de activación obtenidos de pruebas experimentales o consultadas en la bibliografía.
- Indicar los tipos de pozos (productor/inyector), la cantidad de pozos, su ubicación en el mallado, las condiciones de operación así como la configuración de los mismos (vertical/horizontal).



Para la realización de la simulación numérica de los yacimientos de hidratos de gas el simulador sigue un modelo físico, el cual se basa en tres fenómenos principales, detallados a continuación:

#### 2.8.4.1. Cinética de disociación

La cinética de la reacción sigue la ecuación de Kim-Bishnoi (1987), la cual establece que la reacción es impulsada por la diferencia de presiones desde la presión en la que se encuentra el sistema hasta la presión de equilibrio de la curva de hidratos de gas, como se muestra en la Ecuación (2.12) a continuación:

$$\dot{m}_g = K_d \cdot M_g \cdot A_d \cdot P_e \cdot \left(1 - \frac{1}{K_v}\right) \quad \text{Ec. 2.12}$$

Donde:

$m_g$ : flujo másico de gas recuperado de la descomposición de los hidratos por unidad de volumen

$K_d$ : constante cinética de la reacción de disociación

$M_g$ : peso molecular del gas metano

$A_g$ : área de disociación

$P_e$ : presión de equilibrio para la estabilidad de los hidratos de gas

$K_v$ : valor de la constante de equilibrio termodinámico de los hidratos

La presión de equilibrio termodinámico de los hidratos en un medio poroso ( $P_e$ ), necesaria para el modelo cinético de la Ecuación (2.12), generalmente se obtiene de los cálculos de equilibrio de fases mediante modelos termodinámicos como la Ecuación de Estado de Peng-Robinson. También, se puede formular en el simulador por una correlación sencilla o por la Ley de Raoult en función de la presión parcial del gas.



Igualmente, para denotar la constante de equilibrio termodinámico ( $K_v$ ), de la Ecuación 2.12, se puede recurrir a introducir valores experimentales del equilibrio trifásico en función de la presión ( $P$ ) y temperatura ( $T$ ) o en forma de un promedio de curvas expresado como una correlación en función de tres parámetros  $K_{v1}$ ,  $K_{v2}$ , y  $K_{v3}$  según la Ecuación (2.13).

$$K_v = \frac{K_{v1}}{P} \cdot \exp\left(\frac{K_{v2}}{T - K_{v3}}\right) \quad \text{Ec. 2.13}$$

La constante de disociación ( $K_d$ ) en la Ecuación (2.12), toma en cuenta la energía de activación de la reacción ( $E_a$ ) requerida para que se lleve a cabo la reacción de disociación, siguiendo la Ecuación de Arrhenius como se observa en la Ecuación (2.14).

$$K_d = K_d^\circ \cdot e^{\left(\frac{-E_a}{RT}\right)} \quad \text{Ec. 2.14}$$

Donde:

$K_d^\circ$ : constante de reacción intrínseca de la disociación de los hidratos

$E_a$ : energía de activación necesaria para que se lleva a cabo la descomposición

$T$ : temperatura a la que se encuentra el medio

$R$ : constante universal de los gases

#### 2.8.4.2. Balance de masa

Una de las leyes fundamentales en todas las ciencias naturales es la Ley de la Conservación de la Masa, ésta expresa que la masa no puede crearse ni destruirse, sólo puede transformarse. Por consiguiente, en un sistema abierto, la masa total de todos los materiales, que intervienen en un proceso, debe ser equivalente a la masa de todos los materiales que salen del mismo, cumpliéndose la Ecuación (2.15):

$$\text{ENTRADA} - \text{SALIDA} + \text{GENERACIÓN} - \text{CONSUMO} = \text{ACUMULACIÓN}$$



$$\dot{m}_h = \dot{m}_w + \dot{m}_g \quad \text{Ec. 2.15}$$

Donde,  $m_h$  es la masa de hidratos presentes en los yacimientos de hidratos de gas y  $m_g$  y  $m_w$  la cantidad de masa de gas y agua, respectivamente, que se obtiene al disociar los hidratos. Se debe conservar la cantidad de masa de hidratos presentes inicialmente con la cantidad de gas y agua que se extraen al descomponer los mismos.

Estos valores de flujos másicos son obtenidos del modelo cinético de la Ecuación (2.12), consiguiendo la cantidad de gas producido al disociar el hidrato de gas, partiendo de este valor y dependiendo de la estructura de hidrato que se estudie, se tiene un número de hidratación, el cual depende de la relación de moléculas de gas y moléculas de agua. Este valor se utiliza para calcular la cantidad de masa de agua producida y la cantidad de hidrato disociado.

La Ecuación (2.16) establece el balance de masa global que incluye los tres componentes (agua, gas e hidratos) y queda de la siguiente manera:

$$-\frac{\partial}{\partial z}(\phi \cdot v_g + \phi \cdot v_w) + \dot{m}_g + \dot{m}_w - \dot{m}_h = \frac{\partial}{\partial t}(\phi_g \cdot \phi \cdot S_g + \phi_w \cdot \phi \cdot S_w - \phi_h \cdot \phi \cdot S_h) \quad \text{Ec. 2.16}$$

Donde:

$\emptyset$ : porosidad del medio poroso en el cual se encuentran contenidas estas acumulaciones de hidratos

$v$ : velocidad de flujo de los fluidos (gas y agua) por el medio

$m_i$ : masas generadas o consumidas de los componentes  $i$

$\phi_i$ : densidades de los componentes  $i$

$S_i$ : saturaciones de los componentes  $i$

$i$ : hidratos ( $h$ ), gas ( $g$ ) y agua ( $w$ )



Por último, se debe cumplir la Ecuación (2.17), en la que la suma de los valores de las saturaciones ( $S$ ) de los tres fluidos presentes en el medio poroso (agua, gas y crudo) sea la unidad.

$$S_w + S_g + S_o = 1 \quad \text{Ec. 2.17}$$

Para el caso de los yacimientos de hidratos de gas no existe saturación de crudo ( $S_o$ ), por ello, este valor se considera cero, simplificando la ecuación hasta la suma de la Ecuación (2.18), donde sólo considera los fluidos de gas y agua.

$$S_w + S_g = 1 \quad \text{Ec. 2.18}$$

#### 2.8.4.3. Balance de energía

La Ley de Conservación de Energía postula que toda la energía que entra a un proceso es igual a la que sale, más la que queda en el medio. Esta energía puede manifestarse de varias maneras, por ello, se deben considerar los siguientes conceptos.

- Capacidad Calorífica:

Por ser muy pequeñas las variaciones de las capacidades caloríficas para los compuestos líquidos y sólidos en los medios porosos al aplicar cambios en la presión, éstas se pueden considerar como valores constantes. Para el caso de los gases, se considera que ésta varía mayormente por los cambios en las temperaturas; se calcula su capacidad calorífica a la temperatura de referencia según la Ecuación (2.19):

$$C_{p_g} = a + b \cdot T + c \cdot T^2 + d \cdot T^3 \quad \text{Ec. 2.19}$$

Donde:

$C_p$ : capacidad calorífica del gas

$T$ : temperatura de referencia del medio a la cual se encuentra



$a$ ,  $b$ ,  $c$  y  $d$ : constantes que dependen del gas trabajado (metano)

▪ **Energía Interna:**

Se observa el mismo caso que para la capacidad calorífica, para los compuestos líquidos y sólidos se toman valores constantes de su energía interna y para los gases se calcula según la Ecuación (2.20). El valor de la entalpía del gas ( $h_g$ ) corresponde a la integral de  $C_p$  (T) de la temperatura de referencia a la temperatura del sistema.

$$u_g = h_g - \frac{P_g}{\rho_g} \quad \text{Ec. 2.20}$$

Donde:

$u_g$ : energía interna del gas

$h_g$ : entalpía del gas

$P_g$ : presión a la que se encuentra el gas

$\rho_g$ : densidades del gas.

El cálculo de las propiedades de capacidad calorífica y energía interna para cada uno de estos componentes no sólo depende de la temperatura, como muestra la Ecuación (2.19) y la Ecuación (2.20), sino también está influenciado por los valores de las presiones a las cuales se encuentra el sistema. Por ello, si la presión de un bloque o del fluido del pozo sobrepasa la presión máxima de la tabla interna de vapor (hasta 8702 psi), la entalpía que se obtiene de regreso constará del valor de la presión máxima de la tabla y la temperatura solicitada.

▪ **Conductividad Térmica:**

La conductividad térmica total en el medio poroso, tomando en cuenta todos los componentes que están contenidos dentro del sistema (hidratos, gas y agua) y la roca porosa, se obtiene la Ecuación (2.21) que establece el valor de la conductividad térmica total del sistema.



$$K_C = K_{C_{ROCA}} \cdot (1 - \phi) + \phi \cdot (K_{C_h} \cdot S_h + K_{C_g} \cdot S_g + K_{C_w} \cdot S_w) \quad \text{Ec. 2.21}$$

Donde:

$K_C$ : conductividad térmica total del sistema

$K_{Ci}$ : conductividad térmica de  $i$

$i$ : roca (*ROCA*), hidratos ( $h$ ), gas ( $g$ ) y agua ( $w$ )

$\phi$ : porosidad del medio

$S_j$ : saturaciones de los componentes  $j$

$j$ : hidratos ( $h$ ), gas ( $g$ ) y agua ( $w$ )

Estos valores son obtenidos de estudios realizados en laboratorios para establecer condiciones de conductividad térmica de los distintos componentes, los cuales para efectos de este Trabajo Especial de Grado se toman de las referencias de los estudios realizados anteriormente.

Luego de tomar en cuentas los conceptos anteriores, se logra definir la ecuación de balance de energía global como la Ecuación (2.22):

$$\frac{\partial}{\partial z} \left( K_C \frac{\partial T}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (\varphi_g \cdot \nu_g \cdot h_g + \varphi_w \cdot \nu_w \cdot h_w) + Q_h =$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ (1 - \phi) \cdot \varphi_{ROCA} \cdot u_{ROCA} + \phi \cdot S_h \cdot \varphi_h \cdot u_h + \phi \cdot S_g \cdot \varphi_g \cdot u_g + \phi \cdot S_w \cdot \varphi_w \cdot u_w \right] \quad \text{Ec. 2.22}$$

Donde:

$K_C$ : conductividad térmica total del sistema

$\varphi_i$ : densidades de los componentes  $i$

$u_i$ : energía interna de los componentes  $i$

$i$ : roca (*ROCA*), hidratos ( $h$ ), gas ( $g$ ) y agua ( $w$ )

$h_n$ : entalpía de los fluidos  $n$

$n$ : gas ( $g$ ) y agua ( $w$ )



$\emptyset$ : porosidad del medio

$Q_h$ : calor requerido para que se lleve a cabo la reacción endotérmica de disociación



## CAPÍTULO III

### MARCO METODOLÓGICO

#### 3.1. METODOLOGÍA GENERAL

En el presente capítulo se describen de las experiencias realizadas para el cumplimiento de los objetivos planteados del presente Trabajo Especial de Grado.

##### a) **Revisión Bibliográfica**

Se realizó una documentación bibliográfica, mediante la búsqueda y revisión de referencias bibliográficas, documentos, publicaciones periódicas, trabajos anteriores respecto a los conceptos básicos de yacimientos de gas, formación y disociación de hidratos de gas, propiedades del medio poroso, métodos de producción de metano y simulación de esquemas de explotación de acumulaciones de hidratos, con el propósito de obtener las bases necesarias para lograr los objetivos propuestos. Esta se llevó a cabo en las distintas bibliotecas accesibles, entre estas se encuentran, la biblioteca de la Escuela de Ingeniería Química de la U.C.V, la Biblioteca Central de Venezuela, ambas ubicadas en Caracas en la Universidad Central de Venezuela y el Centro de Investigación Tecnológico (CIT) ubicado en los Teques en las instalaciones de PDVSA - Intevep.

##### b) **Curso Básico**

El curso básico, “INTRODUCTION TO CMG PROGRAMS”, del paquete de simulación utilizado suministrado por el *Computer Modelling Group* (CMG), para el aprendizaje y manejo adecuado de la herramienta de STARS<sup>®</sup> adaptada para hidratos de gas, tuvo una duración de dos días y fue dictado en las oficinas de CMG, ubicadas en Las Mercedes.



### c) Manejo del Simulador

Aprendizaje en el manejo del simulador de yacimientos multifásico, multicomponente y térmico de CMG, STARS<sup>®</sup>. Se realizaron diferentes corridas con el simulador, utilizando datos de escenarios conocidos efectuando un análisis de sensibilidad de los parámetros, como la saturación inicial de hidratos, características de la roca, método de disociación de hidratos, introducidos al mismo para los modelos de una dimensión (1D) y tres dimensiones (3D). Estas corridas se llevaron a cabo en la sala de simulación de las instalaciones de PDVSA - Intevep, la cual consta con el computador PC y las herramientas de simulación, involucrando el programa STARS<sup>®</sup>.

### d) Evaluación del modelo 1D

Se evaluó y se realizó la comparación del modelo 1D con el simulador STARS<sup>®</sup> tomando el modelo experimental de Yousif *et. al.* (1991) para obtener valores de referencia de las distintas propiedades del sistema. Este modelo consta de un depósito de clase 3, el cual es disociado mediante despresurización isotérmica desde una presión de 460 hasta 362 psi, para la validación del simulador. Específicamente, se evaluó el efecto de la disociación de hidratos de metano, considerando éstos como una fase sólida, en la determinación de los parámetros de constante cinética ( $K_d$ ), porosidad ( $\emptyset$ ) y permeabilidad (K) del sistema roca-fluido del yacimiento de hidratos de gas. Simultáneamente, se comparó con el modelo realizado por Llamedo (2006), el cual consideró los hidratos como un pseudo-componente líquido, y de esta manera se observó las diferencias en los valores de acumulados de gas obtenidos al establecer el componente hidrato en distintas fases.

Para la realización de la validación del simulador STARS<sup>®</sup> considerando los hidratos de gas como componentes sólidos, se parte del trabajo realizado por Llamedo en 2006, donde los hidratos son componentes pseudo-líquidos, es decir, líquidos tan viscosos que pueden creer como inmóviles. Se utilizó este modelo para realizar las



modificaciones en el simulador en la sección de componentes, donde se especifican las condiciones de la reacción y las fases en las que se trabajan. Para establecer los hidratos como sólidos, se deben establecieron los valores de densidad, capacidad calorífica y peso molecular de esta nueva fase, eliminando las características de un líquido viscoso y se mantuvieron las mismas condiciones del sistema y de la cinética de la reacción establecidas por Yousif en su prueba experimental. Los resultados del acumulado de gas recuperado y variaciones de los parámetros críticos (porosidad, permeabilidad, constante cinética) obtenidos por el simulador, se compararon con los resultados experimentales de Yousif, para asegurar que los valores arrojados por el simulador tuviesen sentido físico y real.

#### **e) Análisis de sensibilidad**

Se llevaron a cabo diferentes análisis de sensibilidad del modelo 1D con el simulador STARS<sup>®</sup> para conocer el impacto que tienen cada una de las propiedades del sistema sobre los resultados de producción de gas en este tipo de yacimientos de hidratos de gas, ya que la poca disponibilidad de los datos reales de éstos fue una limitante para estos modelos. Para lograr esto, se comenzó definiendo los parámetros críticos del sistema de estudio, los cuales son aquellas variables que al cambiar su valor tienen un mayor efecto en los resultados del proceso de disociación y por ende las cantidades de producto recuperado (gas metano). Para efectos de este Trabajo Especial de Grado las tres variables que se tomaron como parámetros críticos fueron: permeabilidad, porosidad y constante cinética de la reacción.

Luego de identificados estos parámetros, se establecieron los rangos dentro de los cuales pueden variar sus valores teóricos y se procedió a realizar la sensibilidad de cada uno de ellos por separado. La sensibilidad se efectuó dejando dos de los tres parámetros fijos y realizaron diferentes corridas con distintos valores del tercer parámetro, observando la influencia del mismo en el producto obtenido. Se siguió el mismo procedimiento para cada uno de los parámetros analizando cada uno de los resultados arrojados, para concluir cuales son los valores de las propiedades que



mejor se ajustaron a la referencia en la cual se está basando la simulación. Los valores teóricos de los parámetros de yacimiento reportados por Yousif a partir de los cuales se realizaron las sensibilidades para los tres parámetros críticos fueron: permeabilidades bajas de  $10 \times 10^{-6}$  mD, porosidad de 18,8% y un valor de la constante cinética reportado por Kim *et. al.* (1987) de  $9,0288 \times 10^{-8}$  lbmol/pie<sup>2</sup>·día.

#### **f) Efecto de la concentración del sólido (hidratos de gas)**

Luego de validar el simulador y realizar las sensibilidades de los parámetros, se procedió a evaluar el efecto de la disociación de los hidratos en el cambio de la porosidad y como ésta afectó a la permeabilidad mediante el uso de la ecuación de Carman-Kozeny, la cual relaciona la variación de estos parámetros al producirse un cambio en la concentración de los hidratos de gas presentes en el sistema luego de comenzado el proceso de disociación por los métodos de producción según la Ecuación (2.23).

$$K(\phi) = K_o * \left( \frac{\phi}{\phi_o} \right)^\varepsilon \left[ \frac{(1-\phi_o)}{(1-\phi)^2} \right] \quad \text{Ec. 2.23}$$

#### **g) Evaluación del modelo 3D**

Se realizó la comparación de la representación mediante modelos en 3D con el simulador STARS<sup>®</sup> de acumulaciones no convencionales de hidratos de gas, tomando los valores de los parámetros de yacimiento utilizados en el estudio previo realizado por Uddin *et. al.* (2006), el cual trabaja despresurización en depósitos de clase 3. Se estudió el proceso de disociación de los hidratos de gas en los medios porosos mediante los métodos de producción de despresurización no isotérmica e inyección térmica.

A su vez, se evaluó el efecto de la disociación de hidratos de metano, considerando éstos como una fase sólida, en la determinación de los parámetros de constante



cinética ( $K_d$ ), porosidad ( $\emptyset$ ) y permeabilidad ( $K$ ) del sistema roca-fluido del yacimiento de hidratos de gas y la variación de las propiedades físicas del sistema en función de la variación de la concentración del sólido (hidrato) según Carman-Kozeny. Se compararon los resultados del acumulado de gas y las variaciones de los parámetros críticos, obtenidos por el simulador con los resultados reportados por Uddin *et. al.* (2006), para asegurar que los valores arrojados por el simulador tuviesen sentido físico y real.

### **h) Métodos de Producción**

Con el uso del simulador STARS<sup>®</sup>, se llevaron a cabo análisis de la influencia de la aplicación de los distintos métodos de producción de gas, para cada uno de los escenarios de depósitos de hidratos, clase 1 y clase 3 en modelos de 3D. Se evaluaron los métodos de producción más estudiados: despresurización no isotérmica, disminuyendo la presión por debajo de la presión de equilibrio y la estimulación térmica mediante la inyección de vapor incrementando la temperatura por encima de la temperatura de equilibrio, promoviendo la disociación de los hidratos de gas.

De esta manera, se logró establecer la efectividad de cada uno de los métodos de producción en el proceso de disociación de hidratos para cada uno de las clases de depósitos presentes.

### **i) Configuración de pozos**

Luego de estudiar los efectos de los métodos de producción en las diferentes clases de depósitos de hidratos de gas, se realizaron diferentes pruebas con escenarios de configuraciones distintas de pozos de cada una de las acumulaciones de hidratos, clase 1 y clase 3. Se estudió la influencia de la configuración de los pozos, para escenarios de pozos tanto verticales como horizontales, observando el efecto y variación de la producción de gas y agua, definiendo el esquema de explotación más apropiado para este tipo de acumulaciones en un modelo en 3D dependiendo de la clase de depósito presente.

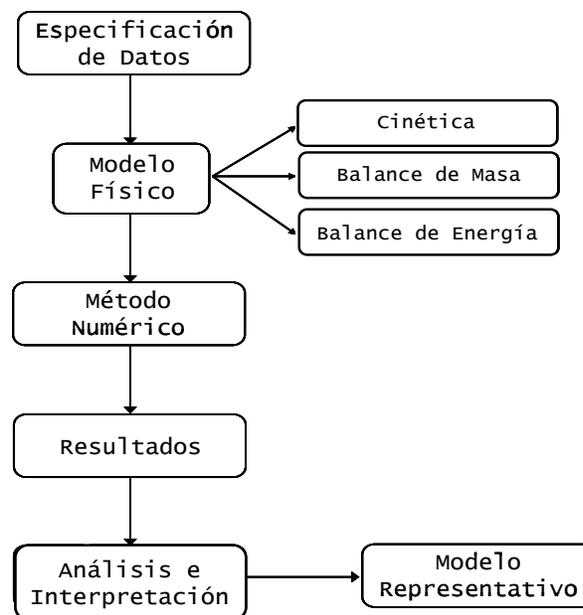


## j) Realización de recomendaciones

Se desarrollaron las recomendaciones necesarias, que permitan mejorar el modelo de simulación propuesto para el simulador STARS<sup>®</sup>, en este tipo de acumulaciones de hidratos de gas; así como la obtención de la información adicional requerida para su adecuada representación, luego de alcanzar los resultados de los análisis para los modelos de yacimientos 1D y 3D. Se pretende contribuir a los conocimientos en éste tema considerando los hidratos de gas como una fuente de energía más limpia para el futuro.

### 3.1.1 Esquema del simulador STARS<sup>®</sup>

A continuación, en la Figura N° 23 se presenta de forma esquematizada la metodología que se siguió dentro del simulador STARS<sup>®</sup>, para la realización de cada una de las corridas de los distintos escenarios en 1D y 3D, así como los parámetros establecidos que se tomaron en cuenta a la hora de validar cada uno de los escenarios establecidos.



**Figura N° 23:** Esquema de la metodología del simulador STARS<sup>®</sup>.



### 3.1.2 Esquema de la metodología para el modelo 1D

En la Figura N° 24, se presenta de forma esquematizada la metodología seguida, a partir del modelo experimental en una dimensión reportado por Yousif *et. al.* (1991) y las pruebas de sensibilidad que se realizaron con el simulador STARS® para la validación y optimización del modelo.

Se llevaron a cabo las sensibilidades de cada uno de los parámetros para ajustar el modelo a los valores que mejor representaron el proceso y luego se evaluó la influencia de tomar en cuenta la ecuación de Carman-Kozeny que relaciona la variación de la porosidad según el cambio en la concentración del sólido, con los cambios en la permeabilidad del sistema.

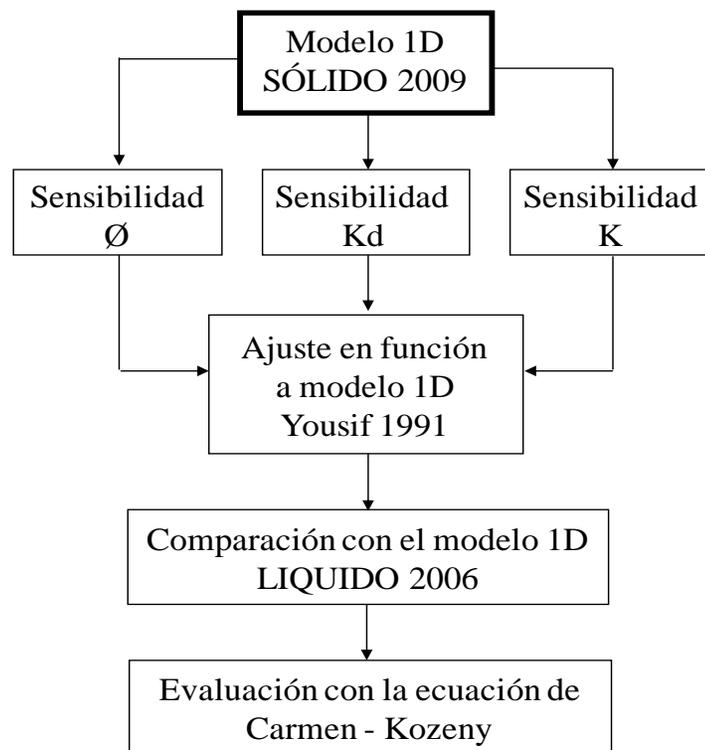


Figura N° 24: Esquema de la metodología del modelo 1D.



### 3.1.2 Esquema de la metodología para el modelo 3D

En la Figura N° 25, se presenta de forma esquematizada la metodología seguida, a partir del modelo reportado en tres dimensiones por Uddin *et. al.* (2006) y las pruebas de sensibilidad que se llevaron a cabo con el simulador STARS® para la validación y optimización del modelo.

Se efectuaron las sensibilidades de cada uno de los parámetros para ajustar el modelo a los valores que mejor representaron el proceso y luego se evaluó la influencia de tomar distintas configuraciones de los pozos para las distintas clases de depósitos de hidratos de gas.

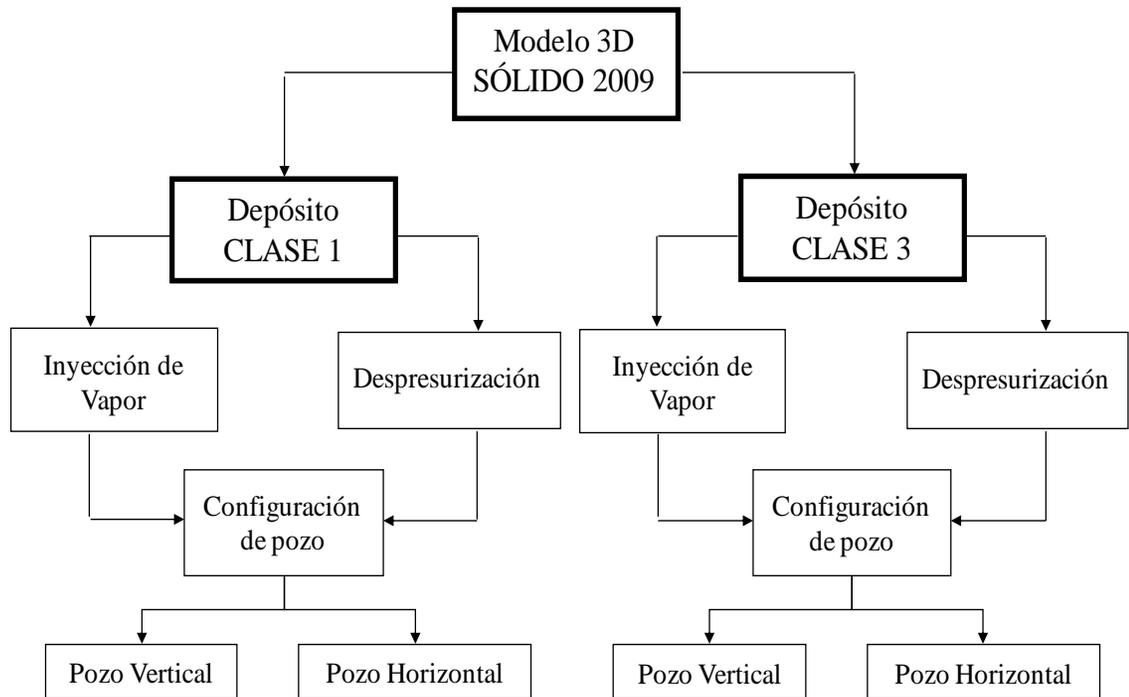


Figura N° 25: Esquema de la metodología del modelo 3D.



## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas para alcanzar los objetivos propuestos en este Trabajo Especial de Grado y su respectiva discusión.

#### 4.1. REVISION BIBLIOGRÁFICA

La realización de este estudio comenzó con la revisión de la bibliografía referente al concepto de hidratos de gas, su ubicación, propiedades de los medios porosos, producción de gas y los métodos convencionales de disociación de hidratos de gas. Se realizó una exhaustiva revisión de los distintos trabajos realizados de simulación numérica considerando el proceso de disociación de hidratos de gas para establecer las propiedades críticas a evaluar en los análisis de sensibilidad y de esta manera definir los rangos de los parámetros estudiados para establecer su efecto en el proceso.

#### 4.2. EVALUACIÓN DEL MODELO 1D

El desarrollo de la primera actividad consistió en la simulación de un modelo de una sola dimensión (1D), representando el proceso de disociación en una dirección, a las condiciones experimentales reportadas en la literatura por el estudio de Yousif *et. al.* (1991). Este es un modelo analítico, el cual emplea métodos de cálculo para resolver la serie de ecuaciones necesarias para el modelado de la producción de gas mediante despresurización isotérmica a nivel de pruebas de núcleo en el laboratorio o a nivel de un modelo tipo pozo de acumulaciones de hidratos de gas.

El simulador numérico STARS<sup>®</sup> muestra capacidad para modelar el proceso de despresurización isotérmica como lo reportan los estudios previos, permitiendo definir diferentes componentes: agua, gas e hidratos, y las tres fases en las que se



encuentran cada uno de ellos. La definición de los parámetros y sus consideraciones para el modelo en 1D son especificadas en el Apéndice A.

El sistema definido evalúa el efecto de la disociación de los hidratos de metano, considerando éstos en fase sólida en vez de una fase pseudo - líquida (líquido viscoso) como se define en el modelo analítico de Yousif *et. al.* (1991) y en el modelo de Llamedo (2006), definido con el simulador STARS<sup>®</sup>. Se tomó el modelo analítico de Yousif como referencia para validar el modelado en fase sólida y luego se comparó con el de Llamedo para considerar las diferencias de considerar distintas fases en el simulador.

Al establecer los hidratos como compuestos sólidos se requieren definir propiedades de los hidratos de gas, como la densidad del sólido y coeficientes de transferencia de calor, que se deben tomar en cuenta las cuales también son especificadas en el Apéndice A.

Se realizaron sensibilidades de los parámetros; constante cinética ( $K_d$ ), porosidad ( $\emptyset$ ) y permeabilidad ( $K$ ) de la roca del yacimiento de hidratos de gas para determinar el efecto de los mismos y sus rangos críticos de efectividad. Y por último, se realizó una comparación con el modelo analítico de Yousif *et. al.* (1991) y el mejor resultado obtenido por Llamedo (2006) para establecer las diferencias de definir los hidratos como una fase sólida o como un pseudo-componente líquido.

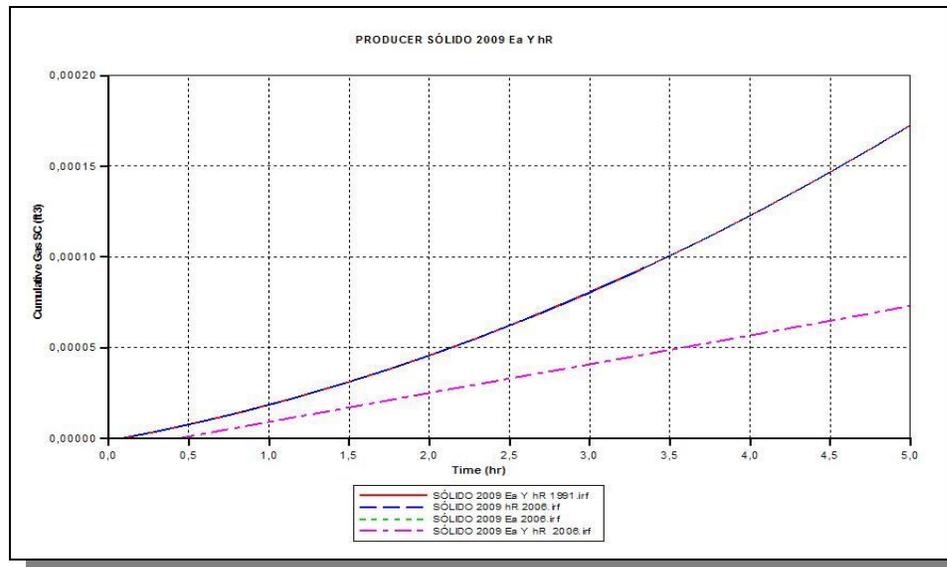
En este sentido, a continuación se muestran los resultados obtenidos para cada una de las pruebas realizadas y las sensibilidades de las distintas propiedades del sistema estudiado.

#### **4.2.1. Parámetros críticos**

Se estudiaron los efectos de varios parámetros para establecer aquellos que influyen de mayor manera los resultados de las simulaciones y la producción del gas al disociar los hidratos en este tipo de acumulaciones.



Primero, se comenzó variando los parámetros cinéticos de la reacción para observar la influencia de la disociación de los hidratos de gas. Se variaron los parámetros de la entalpía de reacción ( $h_R$ ), energía de activación ( $E_a$ ) y la constante cinética de la reacción ( $K_d$ ). Los valores de referencia fueron tomados de los valores reportados tanto en el trabajo experimental realizado por Yousif (1991), como en el estudio realizado por Uddin *et. al.* (2006). Como se puede observar en la Figura N°26, a continuación, la variación de  $h_R$  y  $E_a$  afecta levemente el proceso de disociación de los hidratos, obteniendo variaciones leves del gas recuperado al realizar la sensibilidad de los mismos, que se pueden observar a pequeña escala. Ésto se debe a que, para el modelo unidimensional, se está reproduciendo un proceso de despresurización isotérmica, donde las propiedades ( $h_R$  y  $E_a$ ) no tienen influencia en la velocidad de la reacción de disociación, ya que se tiene un sistema donde su temperatura se considera constante.



**Figura N° 26:** Efecto de los parámetros  $h_R$  y  $E_a$ .

Para asegurar que el sistema pase de la zona donde los hidratos se encuentra en estado sólido a la zona donde son disociados en sus compuestos constituyentes de gas metano y agua líquida, se establecen condiciones de presión y temperatura que se



encuentran en valores muy cercanos a la curva de equilibrio termodinámico de los hidratos en la cual los compuestos son más sensibles a las variaciones de las mismas.

#### 4.2.2. Análisis de sensibilidad del modelo 1D

- Sensibilidad de la Constante Cinética de Reacción

La información disponible referente a estudios cinéticos es limitada, en general la cinética de disociación más referenciada es el estudio realizado por Kim *et al.* (1987) donde reportan un valor de  $5,366 \times 10^{-3}$  lbmol/ (pie<sup>2</sup>·psi·día) para la disociación de los hidratos, en el cual desprecian los efectos de la resistencia por transferencia de masa. Sin embargo, para realizar las sensibilidades de este valor, se partió del valor utilizado por Yousif, el cual modificó el valor reportado por Kim para tomar en cuenta la resistencia de la transferencia de masa, obteniendo un valor de  $9,0288 \times 10^{-8}$  lbmol/ (pie<sup>2</sup>·psi·día).

La sensibilidad de la constante cinética se llevó a cabo tomando el modelo de referencia, partiendo del valor establecido por Kim *et al.* (1987) y realizando corridas del modelo variando únicamente el valor de este parámetro mientras permanecen constantes el resto de las propiedades definidas del sistema inicial. De esta manera, se logra observar la influencia que tiene el cambio de esta variable en la respuesta del sistema ante la aplicación del método de producción.

Al realizar las sensibilidades de la constante cinética, a pesar que la reacción se da prácticamente de manera instantánea al presentarse la despresurización en el sistema desde los valores más bajos de esta constante, se observaron velocidades muy pequeñas de la reacción; indicando que sí se produce la reacción de disociación pero ésta se lleva a cabo a valores tan bajos de velocidad, que no se pueden observar cambios físicos relevantes en el sistema.

A su vez, al no mostrar una variación de la concentración de hidratos en el medio poroso, no se observa una variación de la porosidad efectiva del sistema y por ende,



no varía la permeabilidad del sistema. Es decir, no existe una disociación de los hidratos detectable o apreciable y sólo se puede producir el gas que se encuentra presente en equilibrio con los hidratos dentro del sistema, haciendo ineficiente el método de producción. Se realizaron sensibilidades de este valor desde los órdenes de magnitud de  $10^{+6}$  hasta  $10^{+14}$ , buscando obtener velocidades de reacción con valores más altos considerando que según la bibliografía la reacción de disociación ocurre muy lentamente.

Como se puede observar en la Figura N°27, a partir de  $10^{+11}$  se logra notar un acumulado de gas, esto es debido a que la velocidad de la reacción es suficiente para disociar una cantidad importante de hidratos. Esta disociación causa un aumento en la cantidad de gas en el medio, proveniente de los hidratos, luego de una hora de despresurización isotérmica y permitiendo la producción del gas metano, la variación de la concentración y el cambio de la permeabilidad y la porosidad efectiva del medio poroso según la ecuación de Carman-Kozeny antes mencionada.

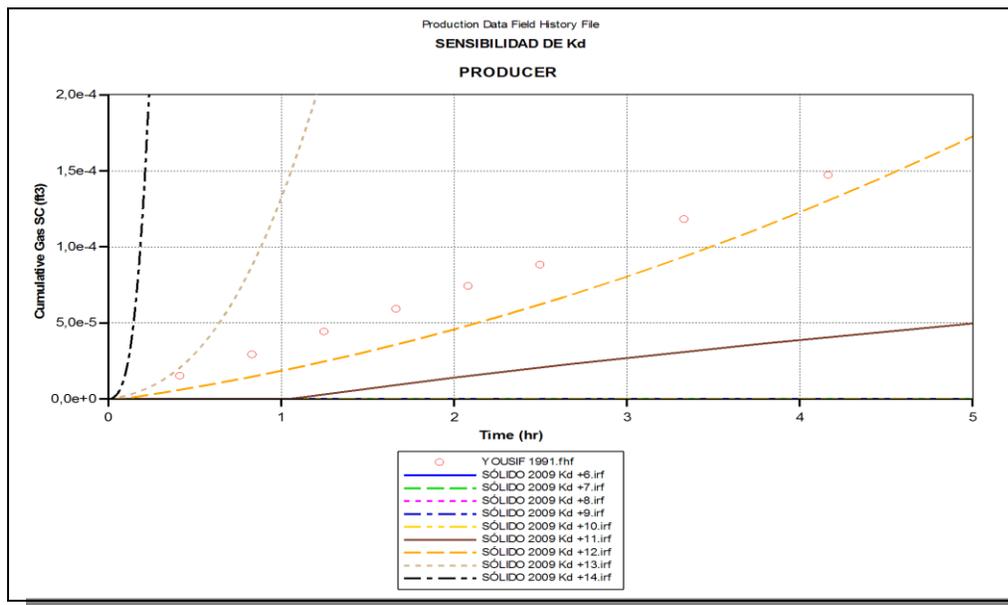
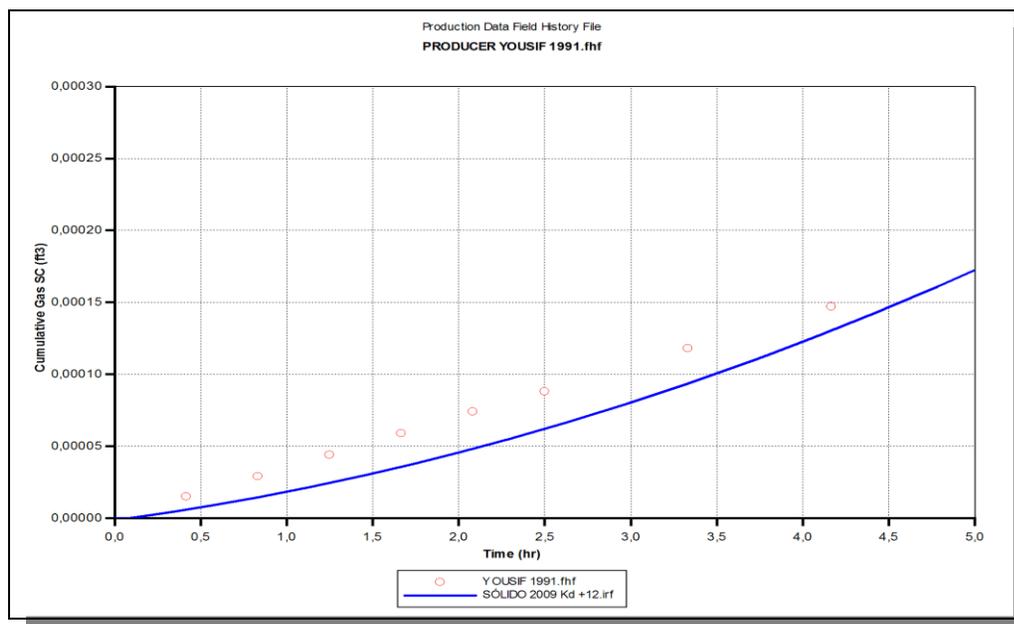


Figura N° 27: Sensibilidad de la constante cinética de la reacción (1D).



También se puede observar en la Figura N°27, el incremento en el acumulado de gas con el tiempo a medida que se incrementa el valor de la constante cinética en un orden de magnitud, desde  $10^{+11}$  hasta magnitudes de  $10^{+14}$ , donde la reacción se lleva a cabo a velocidades tan rápidas que el acumulado de gas obtenido es el más alto y muestra disociación casi inmediata de los hidratos ocurriendo en menos de una hora de darse el comienzo de la despresurización en el sistema.

Al observar el cambio en el comportamiento del acumulado de gas en el tiempo de la Figura N°27 para cada una de los distintos órdenes de magnitud de la constante cinética y comparando estos resultados con los valores reportados por Yousif (1991) de acumulado de gas en su modelo analítico, se puede decir que el valor de la constante cinética que mejor se ajusta a los resultados es el de  $9,0288 \times 10^{+12}$  lbmol/(pie<sup>2</sup>·psi·día). La Figura N°28 a continuación, muestra la comparación del valor ajustado para este modelo con el valor reportado por el trabajo realizado por Yousif (1991).



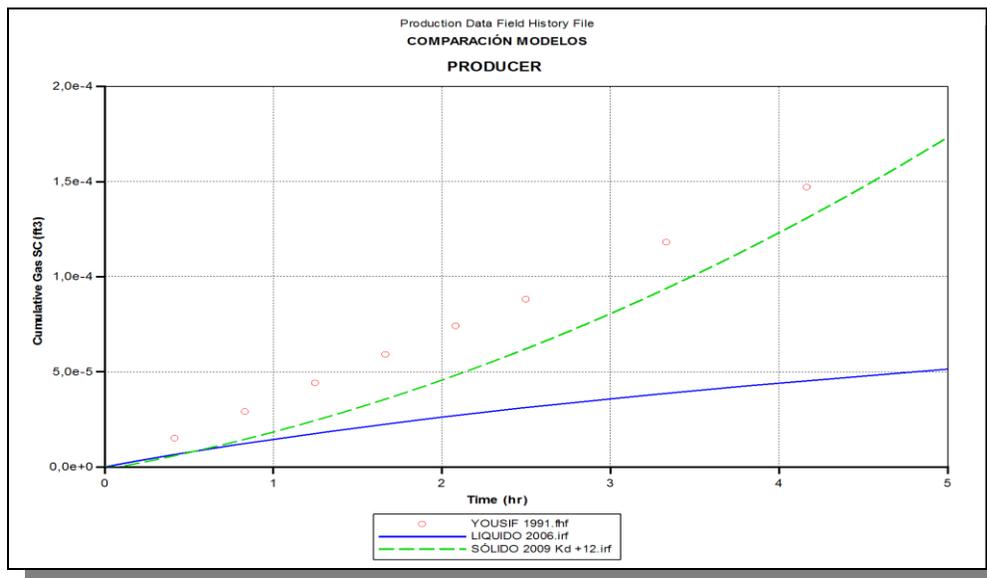
**Figura N° 28:** Ajuste de la constante cinética de la reacción (1D).



El valor ajustado muestra similitud con el resultado reportado por Yousif, ya que la curva posee la misma tendencia en el incremento del acumulado y produce cantidades similares de gas, es decir, disocia los hidratos a una velocidad suficiente para que el gas obtenido de los hidratos se logre producir y a cantidades razonables, comprobando el sentido físico y real del simulador y validando las capacidades y fortalezas del mismo para representar el proceso.

Luego de realizar las sensibilidades de la constante cinética, se compararon los tres modelos estudiados, el modelo analítico reportado por Yousif, el mejor resultado del modelo pseudo-líquido realizado por Llamedo (2006) y el nuevo modelo propuesto utilizando el mismo simulador, considerando los hidratos como compuestos sólidos y tomando en cuenta la variación de la permeabilidad y la porosidad del medio poroso causada por la disociación.

En la Figura N°29 a continuación, se muestran los resultados de los acumulados de gas obtenidos para cada uno de los modelos, donde se puede observar la influencia que tiene cada una de las distintas suposiciones consideradas en los tres modelos mencionados.



**Figura N° 29:** Comparación de los modelos (1D).



- Sensibilidad de la porosidad

Se realizaron sensibilidades del valor de la porosidad del yacimiento tomando valores de entre 10 y 35 % y manteniendo el resto de los parámetros del modelo constantes para evaluar el efecto de éste en el comportamiento de la producción de gas acumulado. Se tomó este rango de valores para representar porosidades características de los yacimientos de hidratos de gas.

En la Figura N°30, se observa el efecto del incremento de los valores de la porosidad y el consecuente incremento en el acumulado, como era de esperarse. Ésto es debido a que por definición, la porosidad representa el espacio poroso el cual contiene los fluidos y/o sólidos en el yacimiento; mientras se tenga mayor espacio vacío, se tiene mayor capacidad de fluidos contenidos dentro de ellos.

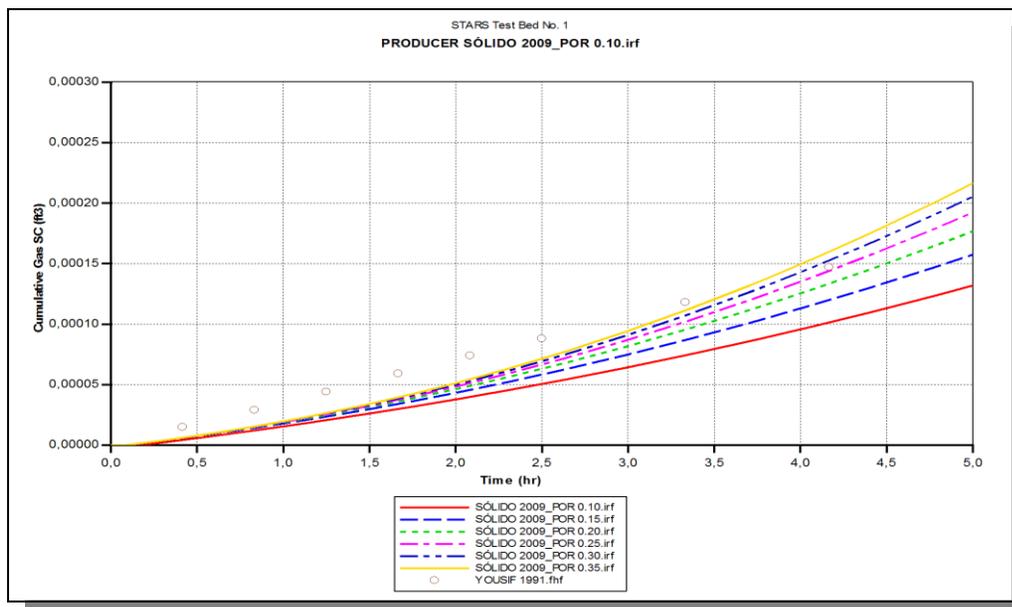


Figura N° 30: Sensibilidad de la porosidad (1D).

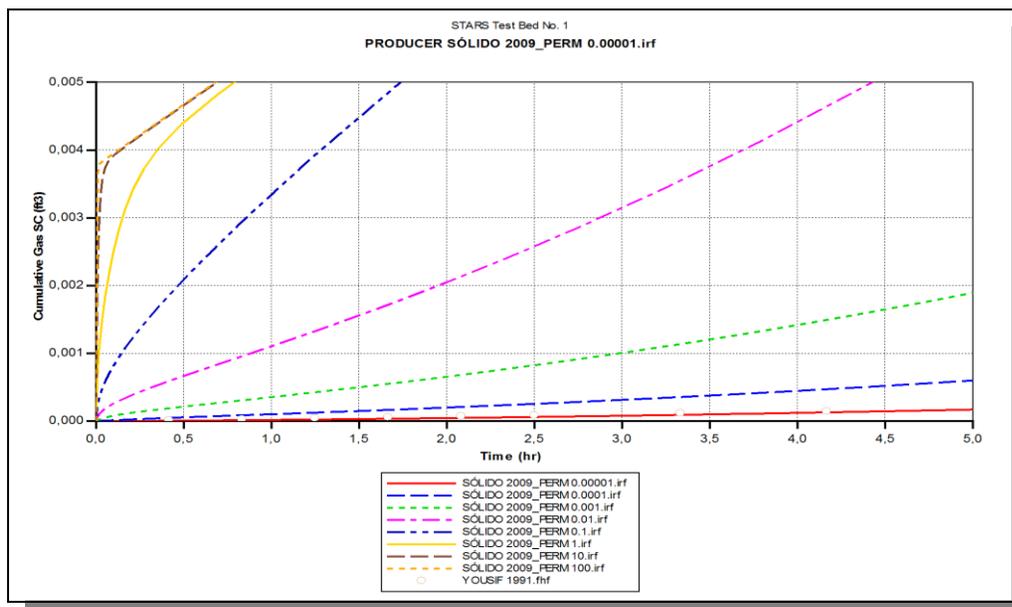
Adicionalmente, para este caso, donde el hidrato se define como un sólido que se va dissociando, la porosidad de los fluidos varía constantemente a medida que la concentración de los hidratos de gas va disminuyendo, causando un aumento de la porosidad desde el valor inicial de porosidad efectiva disponible hasta llegar a tener



un valor de porosidad igual a la porosidad absoluta del sistema, es decir, cuando los hidratos se han disociado totalmente y no existe presencia de sólidos en el medio poroso.

- Sensibilidad de la permeabilidad

Para observar la influencia que tiene el valor de la permeabilidad en la producción de gas, se realizaron varias corridas con distintos valores de permeabilidad, desde valores tan bajos como  $10^{-7}$  mD que se asemejan a los valores presentes en yacimientos de gas con baja permeabilidad, hasta los valores reportados tan grandes como de 100 mD. Como se puede observar en la Figura N°31, a mayores valores de permeabilidad se obtienen mayores resultados de acumulado de gas en el tiempo. A partir de los valores mayores a 1 mD se observa que se obtienen cantidades de acumulado de gas similares pero a medida que se aumenta el valor se disocian muy rápidamente por su facilidad de movimiento en el medio. Para lograr la producción de gas similar a los valores reportados por Yousif *et. al.* (1991) se requiere mantener su valor de permeabilidad baja, establecido en  $10^{-7}$  mD, comparable a valores típicos de bajas permeabilidades de yacimientos de gas.



**Figura N° 31:** Sensibilidad de la permeabilidad (1D).

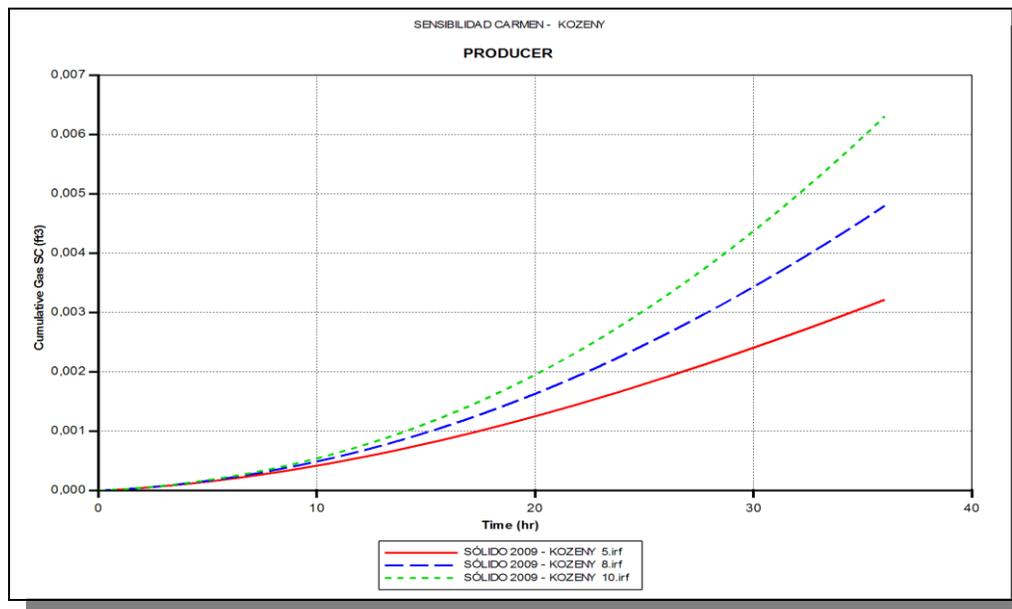


#### **4.2.3. Efecto de la concentración del sólido (hidrato de gas)**

Se toma en cuenta la ecuación de Carman-Kozeny, la cual relaciona la variación de la permeabilidad del sistema en función del cambio de la porosidad. La porosidad puede variar desde el valor de la porosidad efectiva inicial, la cual se refiere sólo a la porosidad que contiene a los fluidos (gas y agua) dentro del espacio vacío en el poro disponible luego de considerar que parte del espacio vacío está ocupado por los hidratos de gas sólidos.

Se realizaron distintas sensibilidades del efecto que tiene el exponente  $\xi$  de la ecuación de Carman-Kozeny, el cual define el grado de obstrucción causado por el componente sólido al flujo de los fluidos. Este valor puede variar entre 0 a 10, considerando que 0 representa los casos en los que no se toma en cuenta el efecto y 10 indica la máxima obstrucción de flujo, como lo es para el caso de los hidratos que son sólidos.

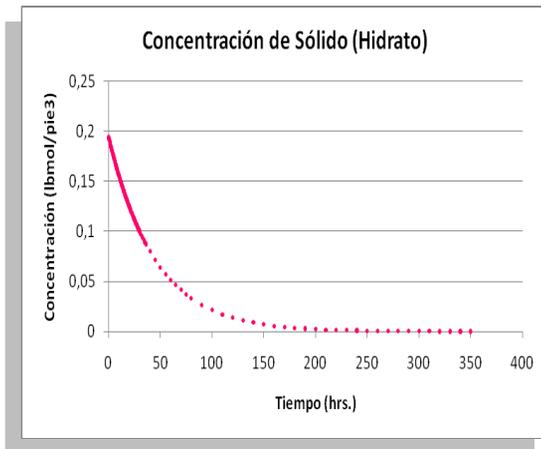
Esta ecuación no evidencia mayor efecto para valores de altas permeabilidades, pues ya éstas son suficientes para permitir la movilización de los fluidos contenidos, pero en los casos en que se definieron bajas permeabilidades como en el yacimientos de hidratos, la variación de la permeabilidad tiene un efecto importante en la cantidad de gas producido, como se puede observar en la Figura N°32, y mientras más alto sea el valor del exponente, mayor es esta variación.



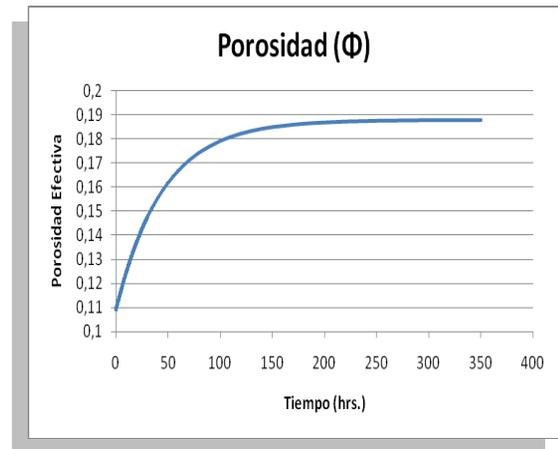
**Figura N° 32:** Sensibilidad del exponente  $\xi$  de Carman-Kozeny (1D).

Para comprender como cambian los valores de las propiedades de porosidad y permeabilidad en el tiempo a medida que se produce la reacción de disociación de los hidratos de gas en el medio poroso se observa con los cambios en la concentración del sólido (hidrato).

La Figura N°33 muestra como disminuye la concentración de sólido a medida que transcurre el tiempo y los hidratos se descomponen en sus partes constituyentes (agua y gas), al reducir la cantidad de sólido en el espacio poroso, incrementa el espacio vacío para el flujo de los fluidos y por ende aumenta la porosidad efectiva del sistema, como se observa en la Figura N°34, variando desde la porosidad efectiva inicial ( $\emptyset_E = 0,109$ ) hasta llegar a la porosidad absoluta del sistema ( $\emptyset_A = 0,188$ ), es decir, cuando los hidratos se disocian completamente.



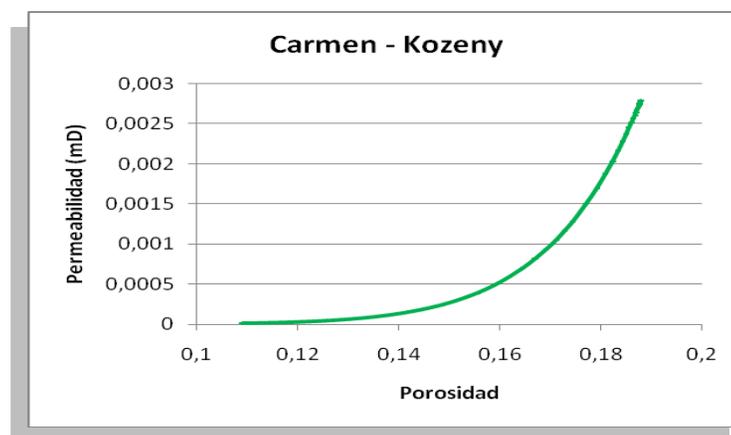
**Figura N° 33:** Variación de la concentración de sólido.



**Figura N° 34:** Variación de la porosidad.

Como se mencionó anteriormente, al variar la porosidad del medio a medida que disminuye la concentración de hidratos, causa un efecto en la capacidad de flujo de los fluidos (permeabilidad); ésta sigue una relación establecida por Carman – Kozeny en la Ecuación (2.23).

En la Figura N°35 se muestra la variación de la permeabilidad definida en el modelo numérico considerando los hidratos como sólidos en función del cambio de la porosidad, en el cual se estableció el valor del parámetro empírico de la ecuación de Carman – Kozeny, el exponencial  $\xi$ , como 10.



**Figura N° 35:** Variación de la permeabilidad en función de la porosidad.



### **4.3. EVALUACIÓN DEL MODELO 3D**

Para la realización de la evolución del modelo 3D, se estudiaron dos de las clases de depósitos de hidratos de gas mencionados anteriormente, los depósitos de clase 3, compuestos de una sola zona de hidratos y los depósitos de clase 1, los cuales constan de una capa inferior mayormente de gas metano libre en equilibrio con agua.

Inicialmente, se trata de reproducir el modelo reportado por Uddin *et. al.* (2006), donde se simuló el proceso de despresurización no isotérmica de un yacimiento de hidratos de clase 3 para luego estudiar la factibilidad de una inyección de CO<sub>2</sub> para el reemplazo de los hidratos de metano por hidratos más estables de CO<sub>2</sub>. Luego de validar el modelo 3D, se procedió a estudiar la eficiencia en el acumulado de gas de la aplicación de estimulación térmica (inyección de vapor) como proceso de disociación de los hidratos, y posteriormente evaluar el uso de una configuración de pozo horizontal.

En este sentido, a continuación se muestran los resultados obtenidos para cada una de las pruebas realizadas en las dos clases de depósitos (clase 1 y clase 3) y las respuestas a los distintos métodos de producción.

#### **4.3.1. Producción de gas a partir de depósitos de hidratos de clase 3**

La evaluación del modelo de hidratos como componentes sólidos en 3D consistió en la construcción de un modelo basado en el estudio realizado por Uddin, para establecer un caso base. Este es un modelo cartesiano de depósitos de clase 3, compuestos por un único intervalo (capa) de hidratos de metano, para la producción de gas mediante el proceso de despresurización no isotérmica mediante un pozo vertical, sus características se detallan en el Apéndice B.

Luego de definido el sistema 3D, se realizaron las corridas correspondientes para la evaluación del modelo, a continuación se muestran los resultados obtenidos para cada



una de las pruebas realizadas y las sensibilidades de las distintas propiedades del sistema estudiado.

- Método de despresurización - *CLASE 3*

El método de despresurización puede ser controlado de dos maneras; fijando la tasa de producción o la presión de fondo fluyente del pozo (BHP). Para este estudio, se trabajó con altas concentraciones de hidratos iniciales y se aplicó despresurización a BHP constante para controlar el proceso, como recomienda Moridis y Reagan (2007). Al mantener una presión constante, se permite la variación de la tasa de producción del gas que por las bajas permeabilidades restringe inicialmente el flujo y a medida que los hidratos se disocian, el mismo va aumentando.

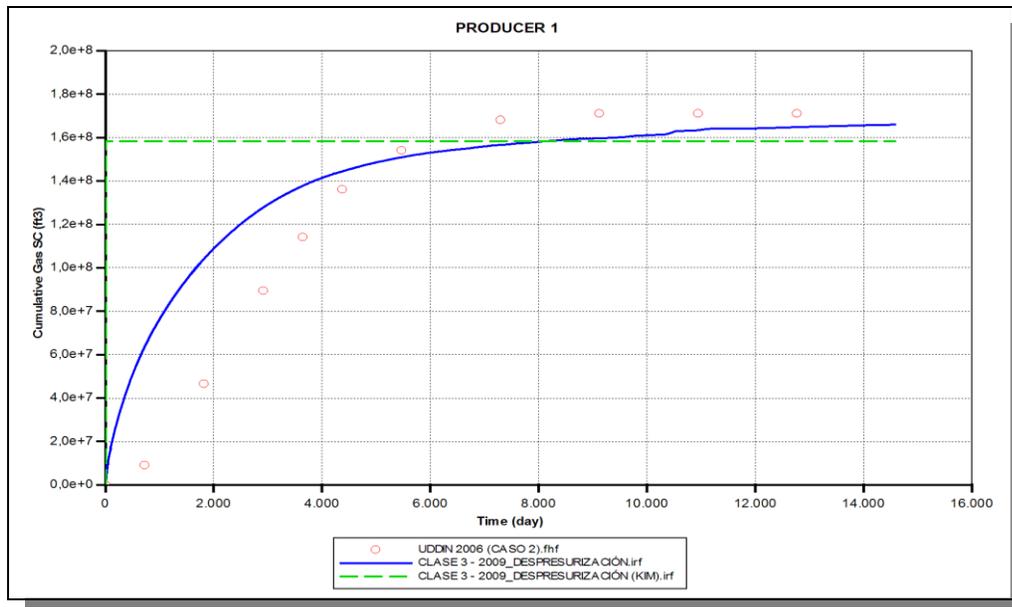
El modelo utilizado es una malla cartesiana como modelo base 3D, para estudiar el comportamiento de los depósitos de clase 3 al aplicar el método de despresurización para la disociación de los hidratos de gas, en un tiempo un poco mayor al período de vida estimado de un pozo, el tiempo de estudio de simulación fue un período de 30 años. La caída de presión para este método fue controlada mediante un valor de BHP de 435 psi constante a lo largo de un período de 16.000 días.

Para este caso, se realizó igualmente el estudio considerando tanto el valor de la constante cinética reportada por Kim *et. al.* (1987), como la constante reportada por Uddin *et. al.* (2006) para modelar la reacción química de disociación. El valor de la constante cinética utilizada por Uddin parte del valor utilizado por Kim pero a diferencia de éste, considera la geometría de las partículas de los hidratos y sus propiedades físicas (densidad), ya que al no tomar en cuenta la influencia de estas propiedades en la disociación, se puede obtener una sobre estimación del gas producido por la reacción.

Los resultados del modelo 3D partiendo del caso base, para una acumulación de tipo clase 3, con las dos constantes cinéticas, se puede observar en la Figura N°36, donde se comparan las diferencias entre el valor establecido por Kim en 1987 y las nuevas



consideraciones tomadas por Uddin en 2006. Los resultados de los acumulados de gas obtenidos para ambos casos con la tendencia del acumulado de producción reportada en el estudio realizado por Uddin, y de esta manera validar los resultados de las corridas.



**Figura N° 36:** Despresurización en depósito clase 3 (3D).

En la Figura N°36, se nota la sobre estimación del producto por parte de la constante reportada por Kim en comparación con el valor utilizado por Uddin donde, al considerar la geometría y densidad de los hidratos en su disociación, se permite modelar una producción progresiva del gas a medida que se disocia el hidrato.

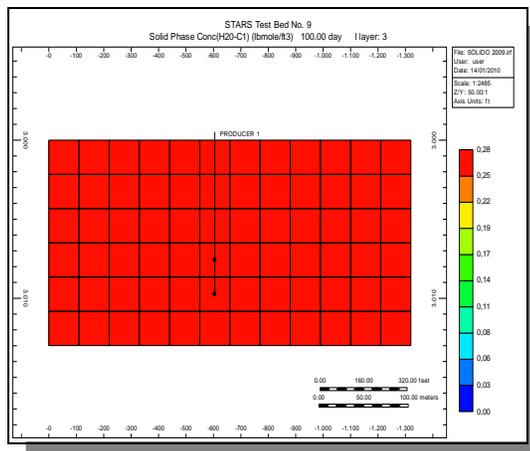
También se puede ver como el acumulado incrementa rápidamente en los primeros 10 años de producción (4.000 días) y va disminuyendo luego de finalizar el período considerado para el estudio de 6.000 días, con un acumulado de aproximadamente  $1,5 \times 10^8$  pie<sup>3</sup> de gas metano.

Una vez comparado el efecto de la constante cinética y el acumulado de gas con el caso base (Uddin *et. al.*), se tiene la validación del modelo para realizar los estudios

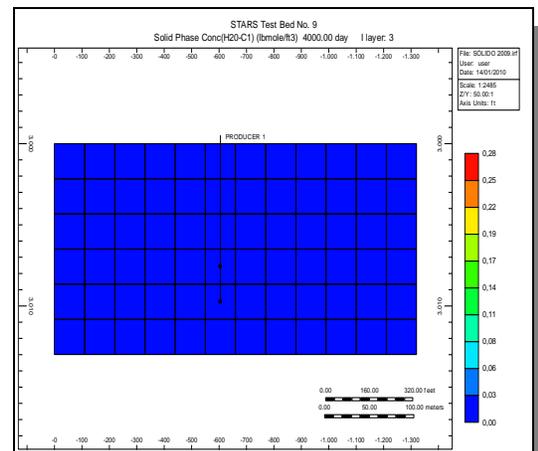


deseados de la efectividad de los distintos métodos en las dos clases de depósitos, así como la influencia de la configuración de los pozos en la producción de gas.

Según la Figura N°37 y la Figura N°38, se puede observar el cambio de la concentración del sólido (hidrato) dentro del medio poroso con el tiempo a medida que se disocia el hidrato. En la Figura N°37, se muestra que a los 100 días de despresurización, la concentración de hidratos no ha variado lo suficiente para observar un cambio en el sistema manteniendo prácticamente su valor inicial de 0,28 lbmol/ pie<sup>3</sup>, mientras que para un tiempo de 4.000 días de disociación, se observa en la Figura N°38, que la disociación de los hidratos es casi completa obteniéndose valores menores a 0,03 lbmol/ pie<sup>3</sup>, por lo tanto se refleja la variación de la concentración del sólido existente en el sistema, mediante su disminución en el tiempo a medida que se aplica la despresurización y al compararlo con el gráfico de la Figura N°36, se observa una disminución en el acumulado de gas que se muestra a partir de este tiempo, donde ya todo el sólido es disociado y el único gas producido es el que queda dentro del sistema.



**Figura N° 37:** Concentración de sólido (100 días).



**Figura N° 38:** Concentración de sólido (4.000 días).

Se realizó también, sensibilidad respecto al proceso de despresurización, los valores de los parámetros del ajuste de las curvas de la estabilidad de los hidratos de gas que establecen el K valor ( $K_V$ ) o relación de equilibrio termodinámico, el cual depende



tanto de las condiciones de presión como la temperatura del sistema. Para lograr este análisis, se tomaron correlaciones de la bibliografía reportadas por los principales autores, Selim y Sloan (1990), Kamath *et. al.* (1991) y Hong y Pooladi-Darvish (2002), todas éstas basadas en el estudio realizado por Adisasmito *et al.* (1991). Este análisis logró determinar la influencia de estos parámetros comparándolos con los reportados por Uddin en la Tabla N° 10 del Apéndice B.

A continuación, en la Figura N°39 se muestran los resultados obtenidos, donde la diferencia de los valores de las correlaciones de los distintos autores de la bibliografía no afecta en la respuesta del acumulado de gas como producto de la disociación de los hidratos de gas, obteniendo la misma tendencia para cada una de las expresiones propuestas (todas se superponen); ésto evidencia la existencia de un solo equilibrio termodinámico de los hidratos de metano en el medio poroso dependiente de la presión y la temperatura.

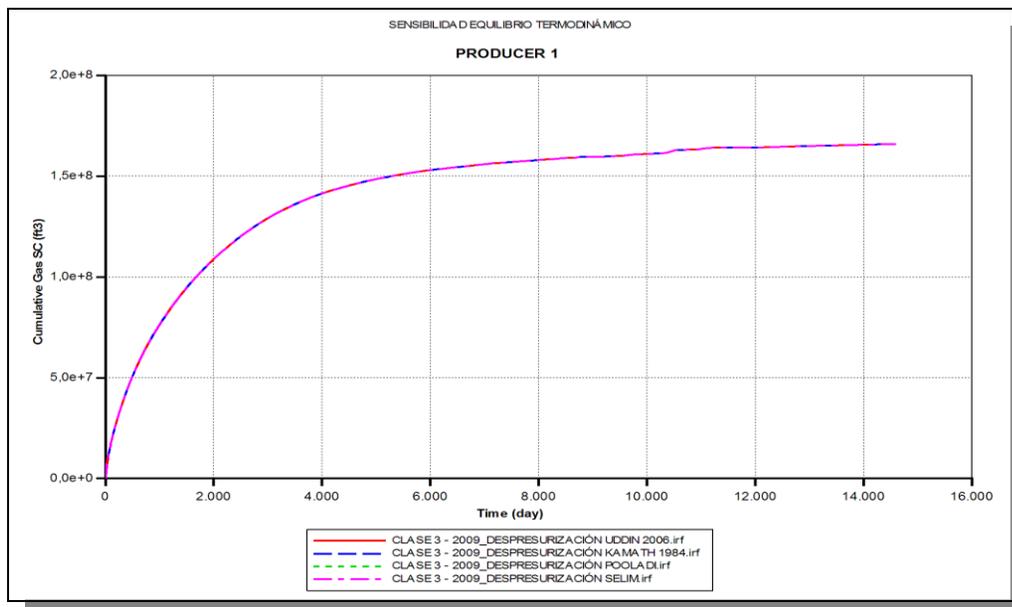


Figura N° 39: Sensibilidad del equilibrio termodinámico.



- Método de estimulación térmica (inyección de vapor) - *CLASE 3*

El método de inyección de vapor mantiene el modelo conceptual del caso base de Uddin (2006), detallado en el Apéndice B. El mecanismo de producción utilizado, se basó en la combinación de la inyección de vapor, que incrementa la temperatura del yacimiento promoviendo la disociación de los hidratos y luego una despresurización al producirse el pozo.

Para ello, se estableció un pozo inyector-productor, donde el vapor se inyectó a través de un pozo vertical por un período de tiempo, luego el pozo fue cerrado y el vapor permaneció en remojo dentro del yacimiento para inducir la disociación de los hidratos. Finalmente, el pozo fue abierto para permitir la despresurización y la extracción del gas a la superficie.

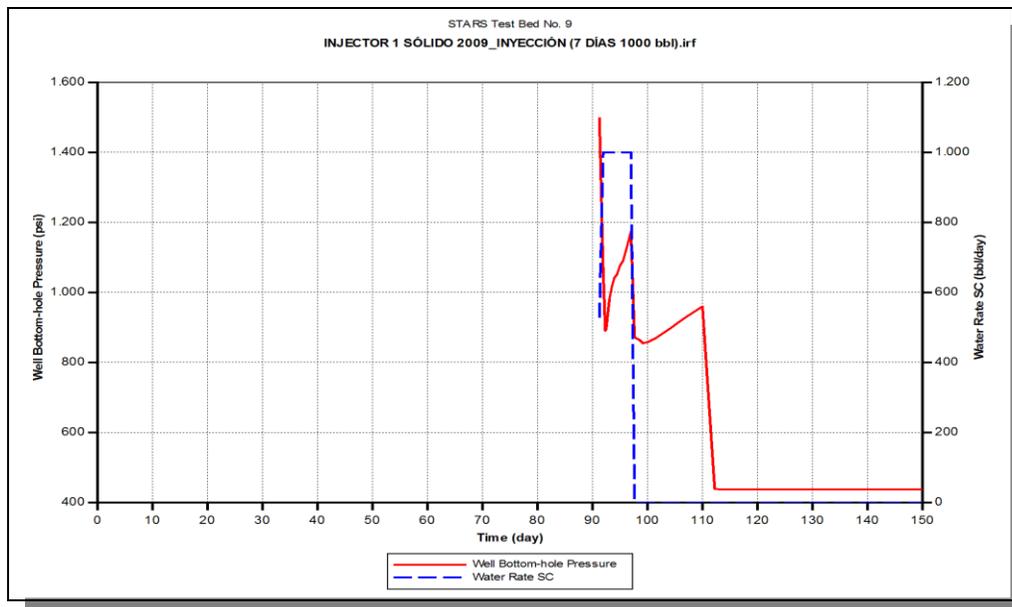
El proceso de inyección de vapor comienza luego de 90 días de producción de gas mediante una despresurización controlada por un BHP contante de 435 psi. Luego de este proceso inicial, el pozo inyector –productor cierra su producción y comienza a inyectar vapor de agua, liberando el vapor a nivel del último bloque de la capa de hidratos de gas en la malla cartesiana, a una temperatura de 450°F y con una calidad del 70%, por un período de 7 días continuos.

La inyección de vapor es restringida por una tasa de inyección de vapor máxima de 1.000 barriles por día y un BHP máximo de 1.500 psi. Al finalizar los 7 días de inyección, el pozo es cerrado completamente para dar tiempo al vapor para remojar dentro del yacimiento por un período de 13 días y luego el mismo es abierto nuevamente a producción a las mismas condiciones de BHP constante iniciales.

En la Figura N°40, se puede observar el comportamiento del pozo vertical cuando se encuentra en la fase de inyección, mostrando como a los 90 días de producción se comienza la inyección de vapor a una tasa de 500 bbl/día y esta va aumentando a medida que pasan los 7 días de inyección alcanzando su tasa máxima de 1.000



bbl/día. A su vez, el BHP es controlado inicialmente al comenzar la inyección en el valor máximo (1.500 psi), teniendo aumentos por la cantidad de gas proveniente de la disociación de los hidratos atrapado en el medio que luego de finalizar la inyección y el tiempo de remojo, es liberado. Al abrir de nuevo el pozo productor y continuando la extracción del gas, se presenta una disminución drástica de la presión de fondo del pozo, desde una presión de casi 1.000 psi a la presión mínima establecida por el control de la despresurización del sistema (435 psi).



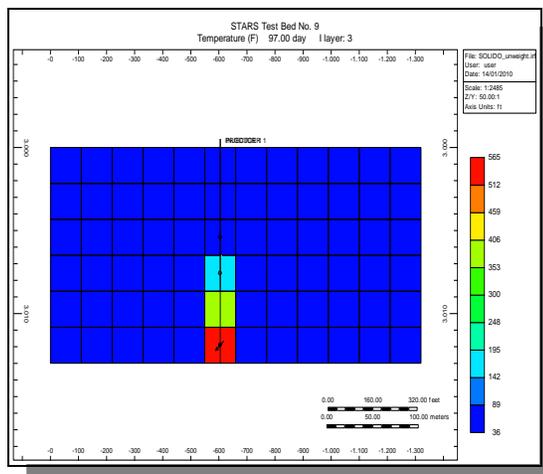
**Figura N° 40:** Comportamiento del inyector en depósitos clase 3.

Es importante, para el proceso de estimulación térmica, observar las variaciones de la temperatura en el sistema a medida que se inyecta el vapor y se produce la reacción de disociación de los hidratos para asegurar que la inyección promueve un cambio de temperatura en el sistema que causa el proceso de producción.

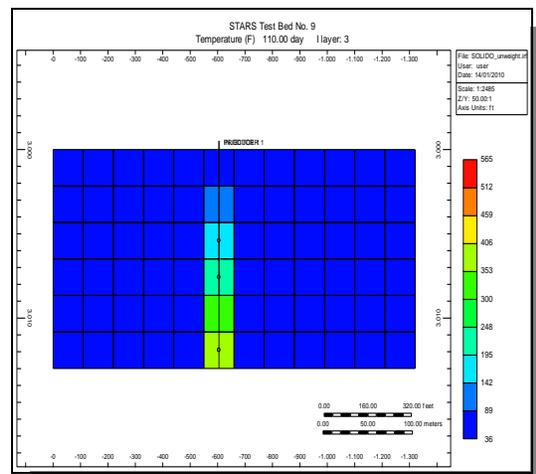
Como se puede ver en la Figura N°41 y la Figura N°42 existen cambios en la temperatura del medio poroso a medida que se inyecta vapor al sistema. A los 97 días de operación cuando se culmina la inyección de vapor, la temperatura en el fondo del pozo aumenta drásticamente en sus cercanías alcanzando valores altos de entre 512 -



565°F, por un período corto de tiempo. Luego, se comienza a estabilizar la temperatura a medida que transcurre el tiempo de remojo hasta los 110 días, donde las temperaturas comienzan a disminuir entre 406 – 353°F para la temperatura de fondo del pozo, ya que no se está suministrando más calor y la reacción de disociación de los hidratos de gas consume el calor presente en el sistema para lograr romper los enlaces de hidrogeno y liberar el gas metano.

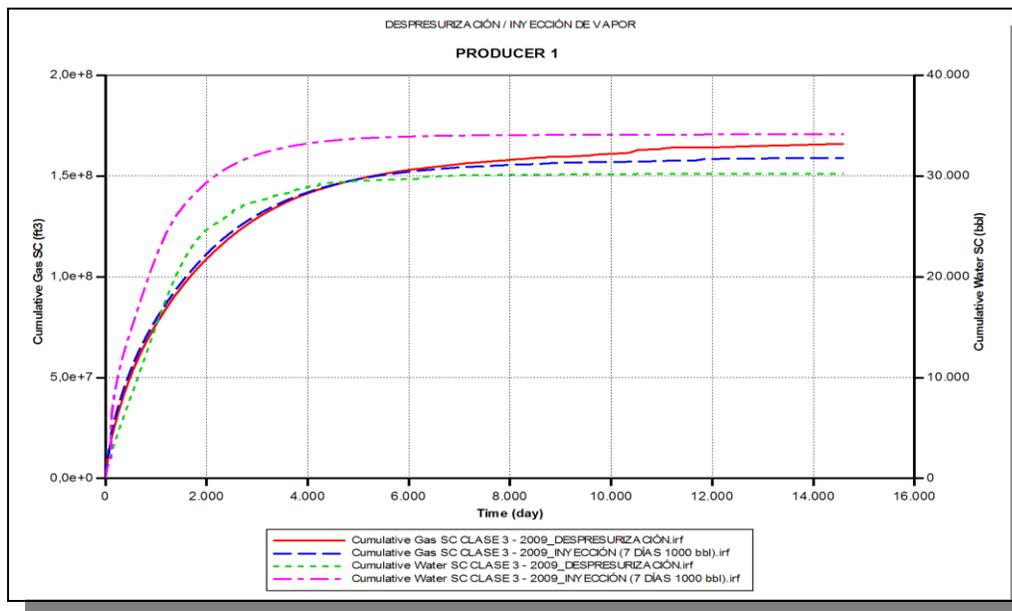


**Figura N° 41:** Temperatura (97 días).



**Figura N° 42:** Temperatura (110 días).

La Figura N°43, muestra el acumulado de gas en el tiempo obtenido de la estimulación térmica por la inyección de vapor y su acumulado de agua respectivo; también se puede observar los mismos valores para la producción del sistema aplicando solamente el método de despresurización a BHP constante para comparar la eficiencia que tienen ambos métodos en un mismo sistema y bajo condiciones iniciales iguales.



**Figura N° 43:** Comparación despresurización / inyección de vapor.

Para ambos métodos se muestra, en la Figura N°43, que los acumulados de gas mantienen tendencias similares y se obtienen resultados muy parecidos llegando a acumulados de  $1,6 \times 10^8 \text{ pie}^3$  de gas, al contrario de los valores logrados de acumulado de agua que difieren notablemente pero manteniendo tendencias similares. Para el método de despresurización se obtiene un acumulado de agua de 30.000 barriles para un período de 6.000 días, mientras que al aplicar el método de inyección de vapor se obtienen aproximadamente 35.000 barriles para el mismo período.

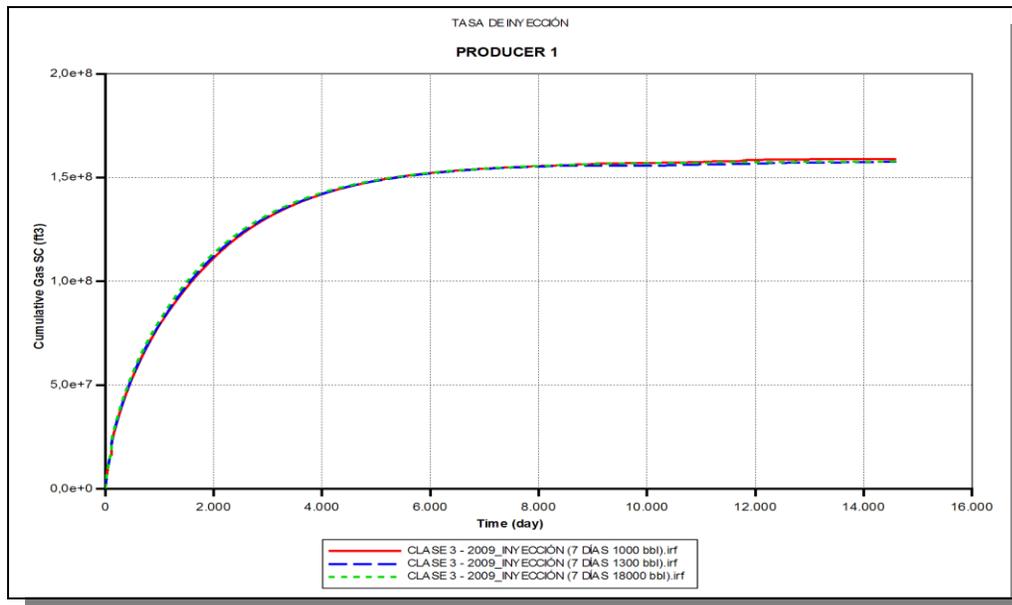
Este exceso de agua se debe a las cantidades de vapor inyectado que suministra una fuente de calor para la reacción de disociación, al tratarse de una reacción endotérmica, el calor de este vapor es transferido a los hidratos para lograr su disociación y de esta manera, se disminuye la temperatura del vapor, condensándolo y contribuyendo a la producción de agua en el proceso. Las grandes cantidades de agua producidas deben ser consideradas para su manejo en superficie.

Se realizaron sensibilidades de los valores de las tasas máximas de la inyección de vapor diarias al sistema manteniendo las condiciones del tiempo de inyección de 7



días y tiempo de remojo de 13 días, para observar la influencia de este parámetro en la producción del gas.

En la Figura N°44, se muestran los acumulados de gas para las distintas tasas máximas de inyección de vapor, de 1.000 bbl/días, 1.300 bbl/días y 18.000 bbl/días. Se observa que no existe influencia de la tasa de inyección en el gas obtenido luego de la disociación de los hidratos de gas.



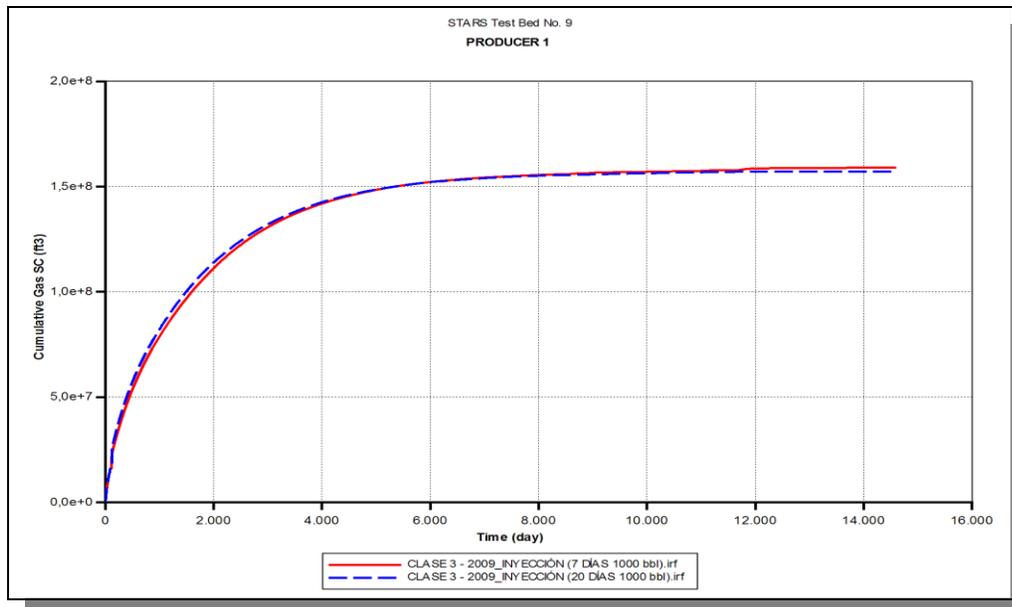
**Figura N° 44:** Sensibilidad de la tasa de inyección de vapor.

También se realizó una sensibilidad del tiempo de inyección y el tiempo de remojo, para observar si al prolongar el tiempo de inyección, bajo la tasa establecida de 1.000 bbl/día de las sensibilidades anteriores, se obtiene una mejor respuesta ante la estimulación térmica.

Por criterios de operación, el pozo productor no debe estar cerrado por mucho más de un mes en total, entre el tiempo de inyección y el tiempo de remojo, es por esto que se prolongó el tiempo de inyección a 20 días continuos y se redujo el tiempo de remojo a 7 días, para luego abrir el pozo a producción.



La Figura N°45 muestra la respuesta a esta variación, arrojando los mismos valores de acumulado de gas que los obtenidos por las condiciones establecidas inicialmente de inyección, verificando que no tienen mayor efecto el tiempo de remojo del vapor dentro del sistema para el proceso de disociación. Esta respuesta se debe a que los 7 días de remojo iniciales son suficientes para suministrar el calor necesario al medio para disociar los hidratos en su totalidad y alargando este tiempo no se obtienen mejores resultados.



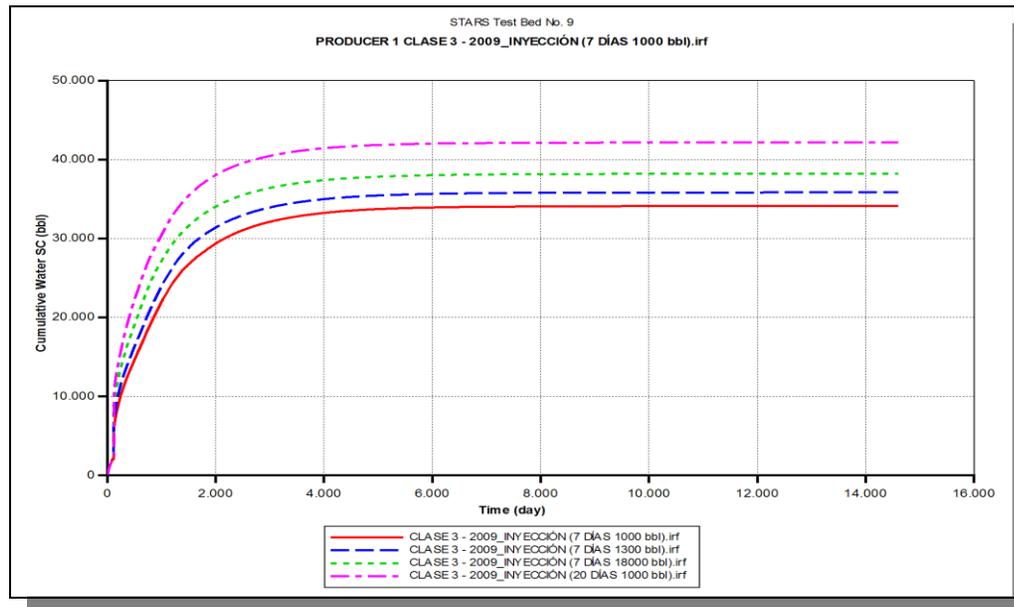
**Figura N° 45:** Sensibilidad del tiempo de inyección de vapor (*Gas*).

Al variar el tiempo de inyección, se sigue obteniendo el mismo acumulado de gas que con las condiciones iniciales, pero como se observa en la Figura N°46, los efectos de variar el tiempo de inyección se traducen en la producción de un mayor acumulado de agua.

Como se mencionó anteriormente, al inyectar mayor cantidad de vapor al sistema, causa que se presente una mayor cantidad de agua presente en el yacimiento una vez que el vapor es condensado por el intercambio de calor con el sistema. Al incrementar el tiempo de inyección se logran introducir al sistema mayores cantidades de vapor de



agua que luego son condensadas y producidas como acumulados de agua en conjunto con el agua proveniente de la descomposición de los hidratos y la ya existente en el sistema en equilibrio con los hidratos por el tipo de depósito que se considera.



**Figura N° 46:** Sensibilidad del tiempo de inyección de vapor (*Agua*).

- Configuración de pozo horizontal - *CLASE 3*

Una vez estudiados ambos métodos de producción para la disociación de los hidratos (despresurización y estimulación térmica), se procedió a cambiar la configuración del pozo en el yacimiento, definiendo un único pozo horizontal a lo largo del mismo sistema propuesto como caso base, reportado por Uddin (2006) y revisando nuevamente todas las corridas de 3D anteriores.

El pozo horizontal es perforado en el centro de la malla, en el mismo punto tomado para el pozo vertical anterior y se ubica horizontalmente a lo largo de uno de los últimos bloques en la dirección *j*, con una longitud de aproximadamente 660 pies (200 m).



### DESPRESURIZACIÓN – Clase 3

En la Figura N°47, se muestra la respuesta del método de despresurización tanto con la configuración de pozo vertical como con la configuración de pozo horizontal.

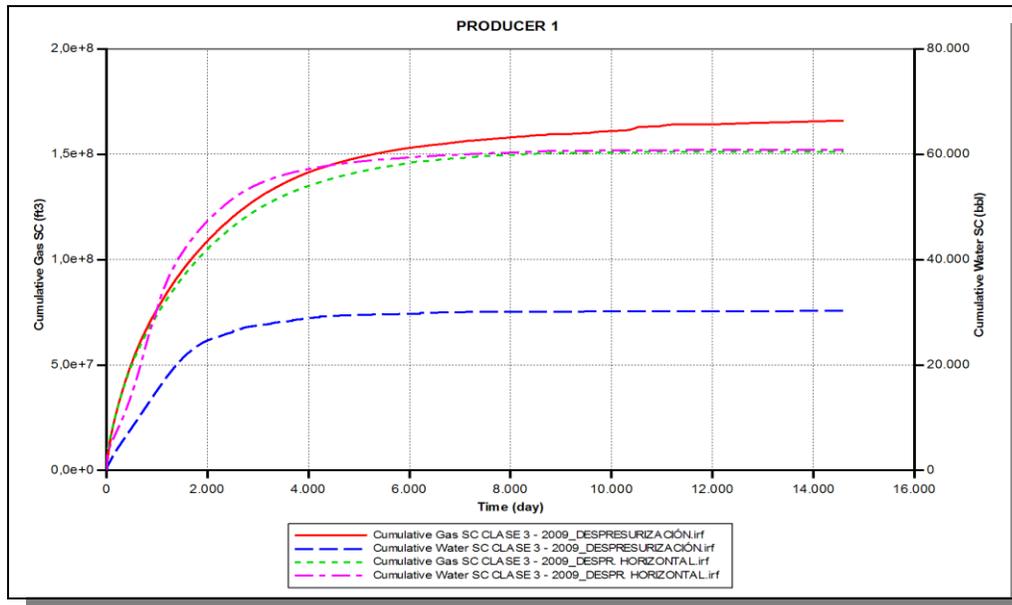


Figura N° 47: Despresurización con pozo horizontal en depósito clase 3.

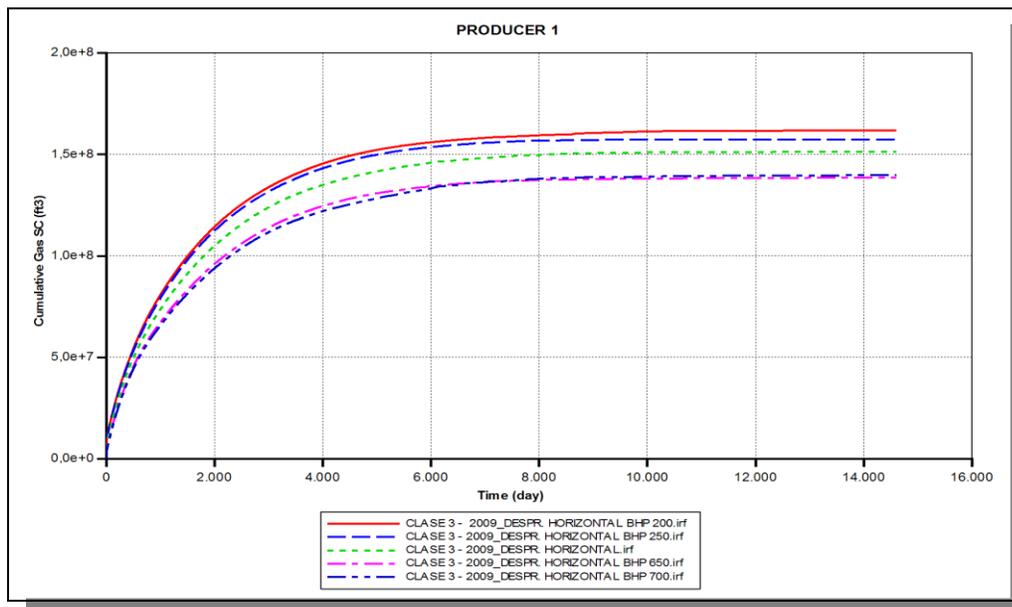
Se puede observar que para las distintas configuraciones de pozo se obtienen resultados similares de los productos de acumulados de gas, pero para la nueva configuración de pozo horizontal se obtiene un mayor acumulado de agua. La cantidad de agua obtenida para el pozo horizontal casi duplica las cantidades producidas por el mismo sistema utilizando un pozo simple vertical. Este exceso de agua es de gran importancia ya que puede traer problemas en su disposición a largo plazo.

Para estudiar la influencia en la despresurización mediante un pozo horizontal, se realizaron sensibilidades del control de la caída de presión en el pozo, variando el BHP. Se varió el valor de la presión mínima desde 200 psi hasta 700 psi, dejando un diferencial de presión suficiente para asegurar que exista una fuerza de empuje de la reacción capaz de disociar los hidratos en el sistema.



Como se puede ver en la Figura N°48, a medida que el diferencial de presión es mayor, se obtiene mayor acumulado de gas en el tiempo, es decir, se logra disociar mayor cantidad de hidratos en el tiempo. También se puede observar, que a medida que se permite una mayor caída de presión, el acumulado de gas incrementa más rápidamente que para presiones menores, esto es debido a que tiene mayor fuerza de empuje para inducir la reacción de disociación.

Para el caso donde se establece un BHP mínimo de 700 psi en la caída de presión del sistema, la disociación se produce de manera más lenta y tiene un alcance menor que para un BHP mínimo de 200 psi, ya que el primero sólo cuenta con una pequeña caída de presión de aproximadamente 300 psi mientras que en el otro caso el diferencial de presión es de casi 800 psi. A medida que se tiene mayor diferencial de presión se observa que incrementa la velocidad de la reacción ya que esta variación es la que induce la disociación y es un término determinante en la expresión que de la cinética de la reacción.

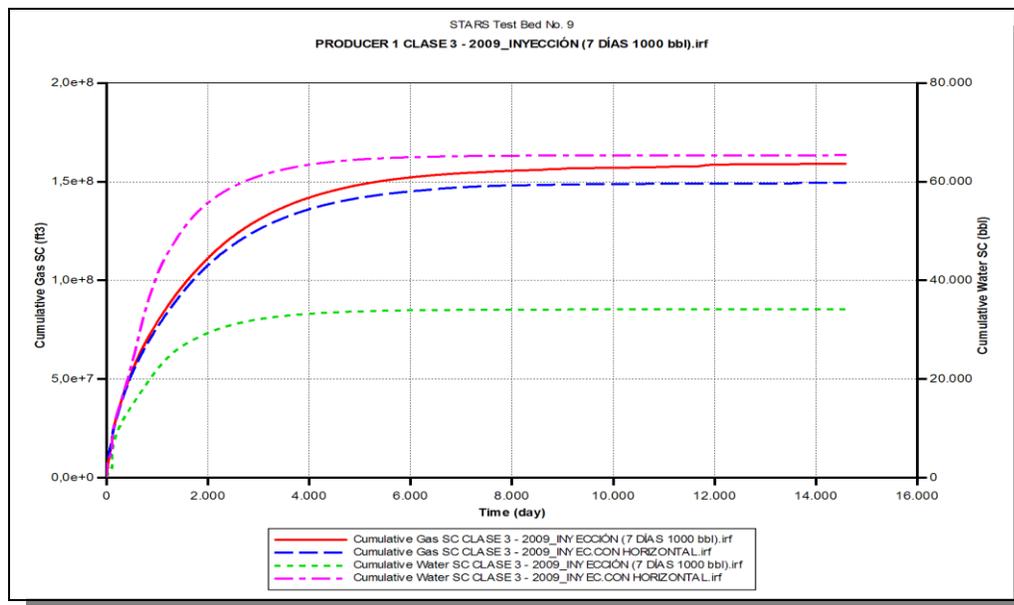


**Figura N° 48:** Sensibilidad del BHP en el pozo horizontal.



### **ESTIMULACIÓN TÉRMICA – Clase 3**

Para el caso de la configuración de pozo horizontal aplicando el método de estimulación térmica en los depósitos clase 3, se puede observar según la Figura N°49, que de igual manera que para el método de despresurización, se obtiene un mayor acumulado de agua producida al disociar los hidratos, en comparación con los valores de agua producida cuando se aplica la estimulación térmica con un pozo vertical simple.



**Figura N° 49:** Inyección de vapor con un pozo horizontal en depósitos clase 3.

Al analizar las respuestas de cada uno de los métodos de producción con las distintas configuraciones de pozo se puede observar que para ambos casos se obtiene una mayor cantidad de agua acumulada a pesar de que las cantidades producidas de gas son similares.

Para la estimulación térmica, como se observa en la Figura N°49, no sólo se obtiene igualmente una mayor cantidad de agua acumulada para el pozo horizontal, que para el caso de la despresurización, como se muestra en la Figura N°47, sino que por tratarse de una inyección de vapor, se presencia un aumento más rápido de la



producción de agua, resultando en mayores acumulados de agua en tiempos tempranos de operación de los pozos.

#### **4.3.2. Producción de gas a partir de depósitos de hidratos de clase 1**

La evaluación del modelo 3D de hidratos incluyendo el componente sólidos para depósitos de clase 1, parte del modelo conceptual cartesiano estudiado anteriormente (caso base) y se modificaron las condiciones de saturación inicial del sistema para definir un depósito de este estilo. En esta configuración se define la presencia de un intervalo (capa) por debajo de la zona de hidratos, donde se tiene una zona bifásica, compuesta mayormente de metano gaseoso y una mínima cantidad de agua líquida; sus propiedades son detalladas en el Apéndice C.

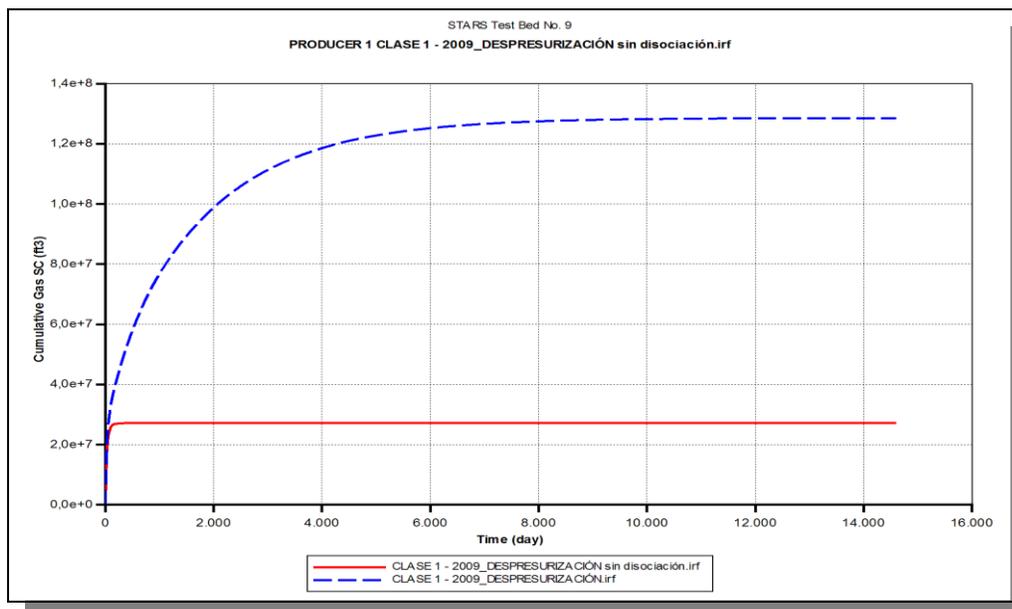
- Método de despresurización - *CLASE 1*

La presencia de una capa bifásica, compuesta mayormente por gas metano libre, en contacto con la zona de hidratos es una consideración importante a la hora de estudiar el potencial de producción de los distintos yacimientos, ya que ésta garantiza la producción de gas al explotar el pozo. Es por ésto que se consideran los depósitos de clase 1 como las acumulaciones de hidratos que parecen ser las más prometedoras para la producción de gas.

Ya que al perforar este tipo de yacimientos se tiene una producción de gas proveniente de la capa de gas inferior, se estudió la influencia de la disociación de los hidratos en la cantidad de gas de producción mediante la despresurización definiendo un BHP mínimo de 435 psi. La influencia de la disociación permite comparar los acumulados de gas obtenidos al perforar el yacimiento definido de clase 1 para dos casos distintos, considerando la existencia de la reacción de disociación y suponiendo que la reacción no se lleva a cabo. Al comparar los resultados se puede observar el aporte, en cantidades de gas metano, que tiene la descomposición de los hidratos acumulados en el medio poroso en la extracción total de gas a la superficie.



La Figura N°50, muestran los resultados de ambos casos propuestos para un depósito de clase 1, donde se da la reacción de disociación y suponiendo que la reacción no se lleva a cabo; se puede notar la diferencia de las cantidades de acumulado de gas, para el caso en que se da la reacción de disociación llega a producir un acumulado de  $1,3 \times 10^8 \text{ pie}^3$  de gas. Mientras que, la producción de gas para el caso que se considera que no hay reacción, se obtienen cantidades de acumulado de gas de  $3 \times 10^7 \text{ pie}^3$ .



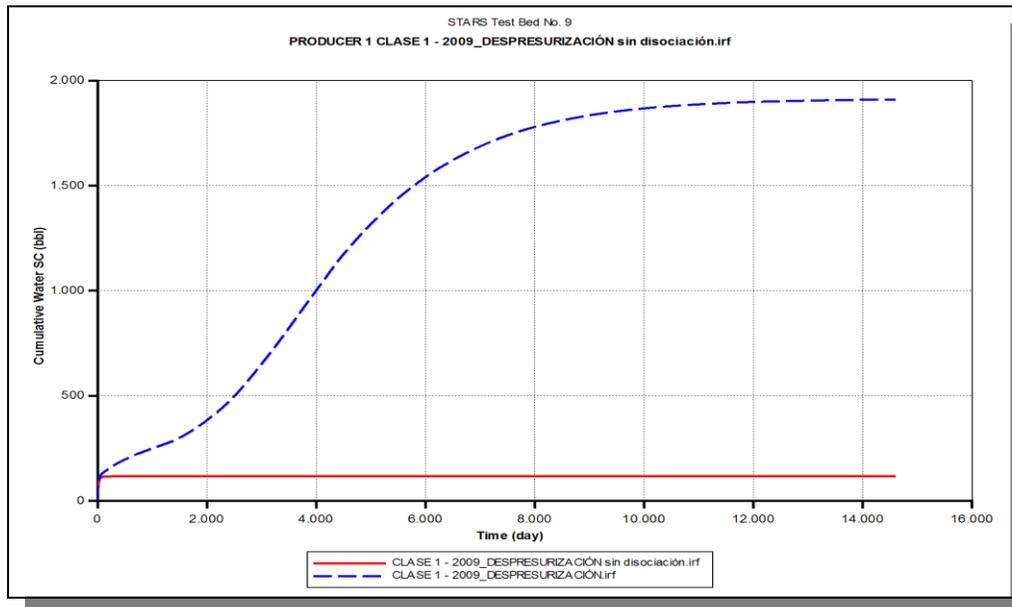
**Figura N° 50:** Influencia de la disociación en depósitos clase 1 (Gas).

Con estos valores de acumulado de gas, se puede decir que el gas proveniente de la disociación de los hidratos aporta aproximadamente un 77% del gas producido en la explotación de esta clase acumulaciones de hidratos, y el otro 23% del gas producido es extraído directamente de la capa de gas libre inferior.

Como se sabe, la disociación de los hidratos de gas descompone a éstos en sus partes constituyentes de gas y agua, es decir, no sólo se produce una cantidad de gas metano, sino que también se debe considerar que existe una cantidad de agua asociada a esta producción de gas. A continuación, en la Figura N°51 se puede observar las cantidades de acumulado de agua obtenidas para ambos casos estudiados



anteriormente (con y sin reacción de disociación), donde claramente se puede notar el incremento de las cantidades de agua producidas para el caso donde se da la reacción de disociación, a medida que transcurre el tiempo, evidenciando lo antes establecido.



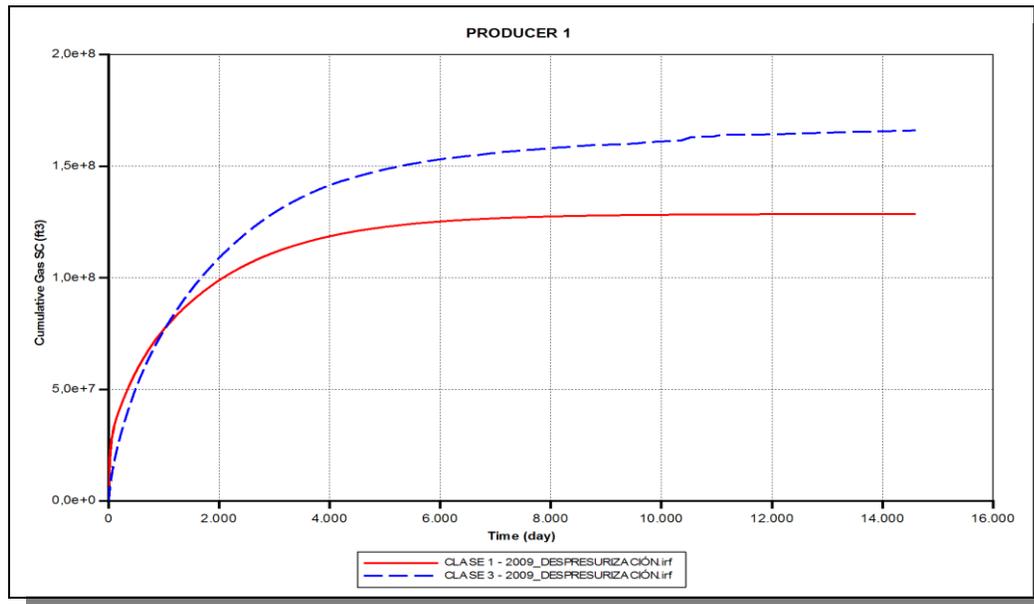
**Figura N° 51:** Influencia de la disociación en depósitos clase 1 (*Agua*)

Una vez estudiada la despresurización para los depósitos de clase 1 y clase 3, se comparó la potencialidad de los dos tipos de acumulaciones en función del gas producido para así observar los comportamientos de cada uno de los depósitos al aplicarles el método de despresurización.

En la Figura N°52 se muestran los resultados al comparar cada uno de los depósitos, clase 1 y clase 3, considerando el mismo sistema. Se observan los acumulados de gas obtenidos para cada clase de depósitos mostrando tendencias similares en la velocidad de producción de gas a pesar de alcanzar mayores cantidades de gas por los depósitos de clase 3. Esta diferencia en las cantidades disociadas de gas en los depósitos se debe a la capa de gas inferior de los depósitos de clase 1; si bien, esta capa permite ser prometedor por asegurar una producción de gas al explotar el yacimiento, contiene menor cantidad de gas libre que si estuviese ocupado por los



hidratos de gas en el medio poroso como concentradores naturales de gas, reduciendo el total de gas acumulado en comparación con el mismo sistema ocupado completamente por hidratos de gas (deposito clase 3).



**Figura N° 52:** Despresurización en depósitos clase 1 y 3 (3D).

- Método de estimulación térmica (inyección de vapor) - *CLASE 1*

Una vez estudiado el método de despresurización en los depósitos clase 1, se procedió a realizar el estudio de la estimulación térmica por inyección de vapor para evaluar el efecto del método en la producción de gas manteniendo el mismo modelo anterior. De la misma manera, el mecanismo de producción se basó en la combinación de la inyección de vapor, para incrementar la temperatura del yacimiento y la posterior despresurización del pozo para la extracción del gas, considerando un pozo inyector- productor vertical y un tiempo de remojo para el vapor luego de su inyección.

El proceso de inyección de vapor comienza luego de 90 días de producción de gas mediante una despresurización controlada por con un BHP constante de 435 psi. Luego de este proceso inicial, el pozo inyector –productor cierra su producción y

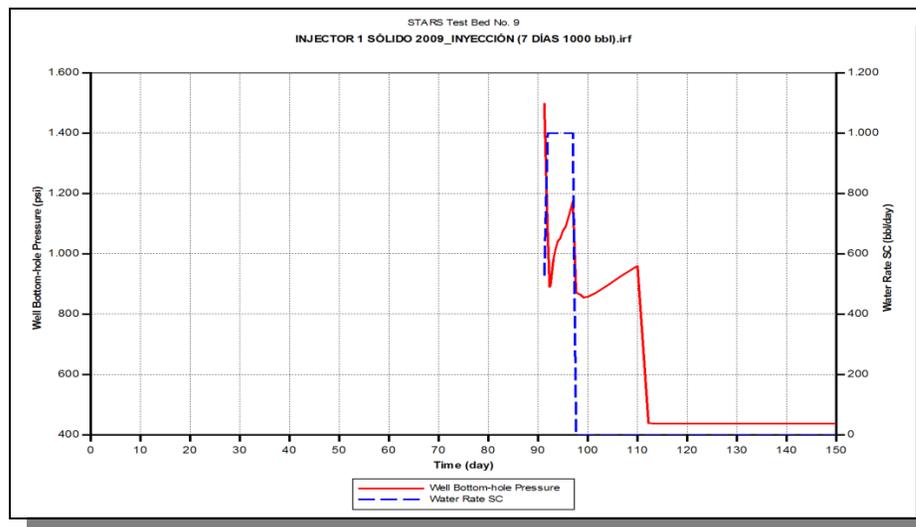


comienza a inyectar vapor de agua, liberando el vapor a nivel del último bloque de la capa de hidratos de gas en la malla cartesiana, a una temperatura de 450°F y con una calidad del 70%, por un período de 7 días continuos.

La inyección de vapor es restringida por una tasa de inyección de vapor máxima de 1.000 barriles por día y un BHP máximo de 1.500 psi. Al finalizar los 7 días de inyección, el pozo es cerrado completamente para dar tiempo al vapor para remojar dentro del yacimiento por un período de 13 días y luego el mismo es abierto nuevamente a producción a las mismas condiciones de BHP constante iniciales.

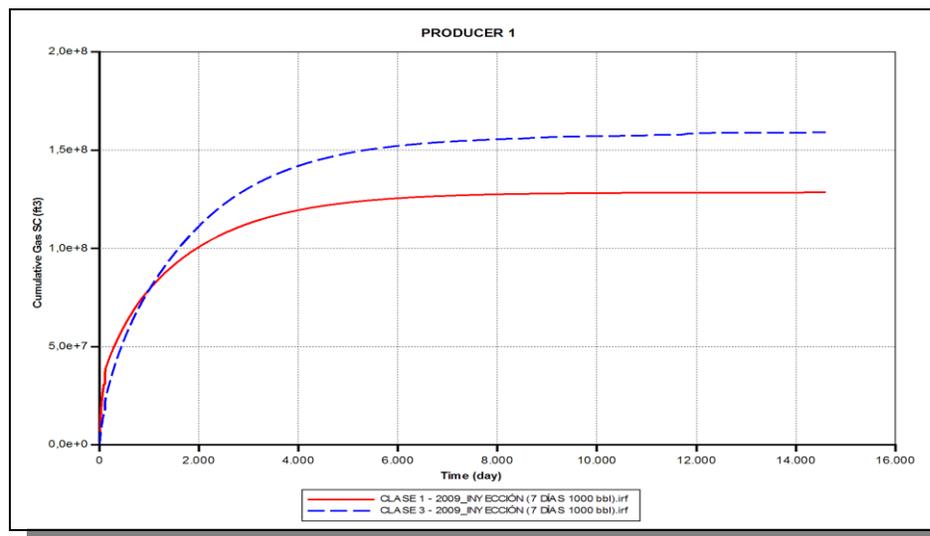
En la Figura N°53, se puede observar el comportamiento del BHP y la tasa de inyección de vapor de agua para el pozo inyector-productor vertical. Se muestra la fase de inyección para un depósito de clase 1, donde comienza con una tasa de 500 bbl/día y una presión máxima de 1.500 psi en el día 90; este BHP cae, indicando que el proceso de disociación se detiene. Rápidamente esta tasa aumenta hasta llegar a su valor máximo de 1.000 bbl/día, donde se mantiene constante hasta finalizar el período de inyección y se observa un aumento en la presión a medida que se inyecta el vapor por la disociación de los hidratos.

Una vez finalizada la inyección, el BHP sufre una pequeña caída al cerrarse el pozo para dar comienzo al remojo donde se suministra el calor necesario para impulsar la disociación de los hidratos. La presión sufre un incremento por la cantidad de gas proveniente de la disociación atrapado en el medio que luego de finalizar el tiempo de remojo, abre de nuevo el pozo a producción, liberando el gas y disminuyendo drásticamente la presión, desde una presión de casi 1.000 psi a la presión mínima establecida por el control de la despresurización del sistema (435 psi).



**Figura N° 53:** Comportamiento del inyector en depósitos clase 1.

El acumulado de gas obtenido en la inyección de vapor para un depósito de clase 1 y su acumulado de agua respectivo se muestran en la Figura N°54, a continuación. Así como también, la comparación de los valores de los acumulados alcanzados para los depósitos de clase 3 bajo el mismo método de inyección de vapor para de esta manera lograr observar la eficiencia del método de producción en ambos tipos de acumulaciones.



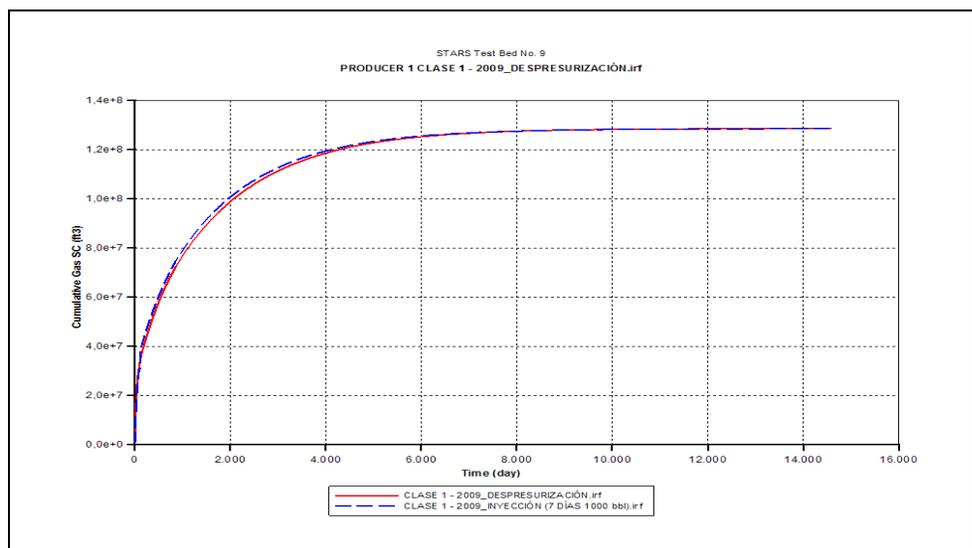
**Figura N° 54:** Inyección de vapor en depósitos clase 1 (3D).



Se puede observar también, que la influencia de la estimulación térmica no muestra cambios en los acumulados de gas obtenidos para los depósitos de clase 1, manteniendo la misma tendencia obtenida en el método de despresurización.

Igualmente, al comparar el acumulado de gas obtenidos en los depósitos de clase 3 y 1, se puede notar que ambos productos mantienen la misma tendencia y solo difieren en las cantidades finales de gas producido, ya que se debe considerar que al definir la clase 1 se tomaron dos bloques en la dirección  $k$  para establecer la zona de gas libre inferior, eliminando aproximadamente  $1/3$  del espacio disponible contenido de hidratos de gas, los cuales concentran grandes cantidades de gas.

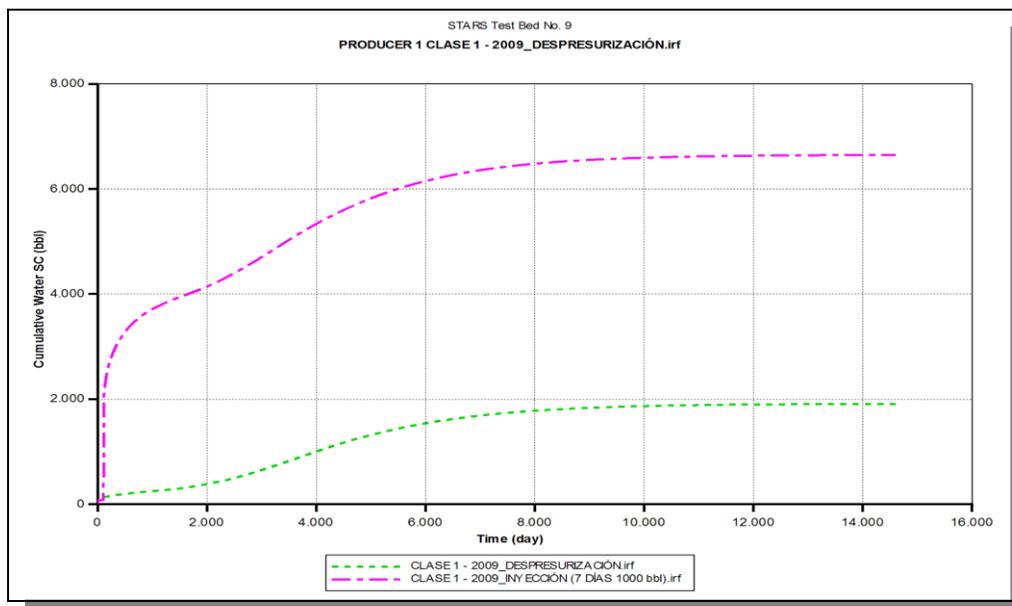
En la Figura N°55, se muestran los resultados de los acumulados de gas para cada uno de los métodos de producción aplicados al depósito de clase 1, donde se denota un leve incremento en la tendencia del acumulado de gas para la estimulación térmica, específicamente alrededor de los 2.000 días de operación del pozo, evidenciando un pequeño incremento en la velocidad de producción. La tendencia de ambas curvas permanecen similares, logrando en 8.000 días de producción un acumulado total de  $1,3 \times 10^8$  pie<sup>3</sup> de gas.



**Figura N° 55:** Comparación del acumulado de gas para los métodos en depósitos clase 1.



También se estudió la influencia que tienen los métodos en el acumulado de agua producido para este tipo de acumulaciones, observando en la Figura N°56 como para el caso donde se aplicó el método de inyección de vapor se obtuvieron valores de acumulado de agua de aproximadamente 6.500 barriles, es decir, más de tres veces la cantidad de acumulado de agua presenciada en el proceso de despresurización donde se tienen casi 2.000 barriles para un período de 8.000 días de producción. Estos valores son cantidades manejables en el área de estudio por tratarse de un modelo a pequeña escala.



**Figura N° 56:** Comparación del acumulado de agua para los métodos en depósitos clase 1.

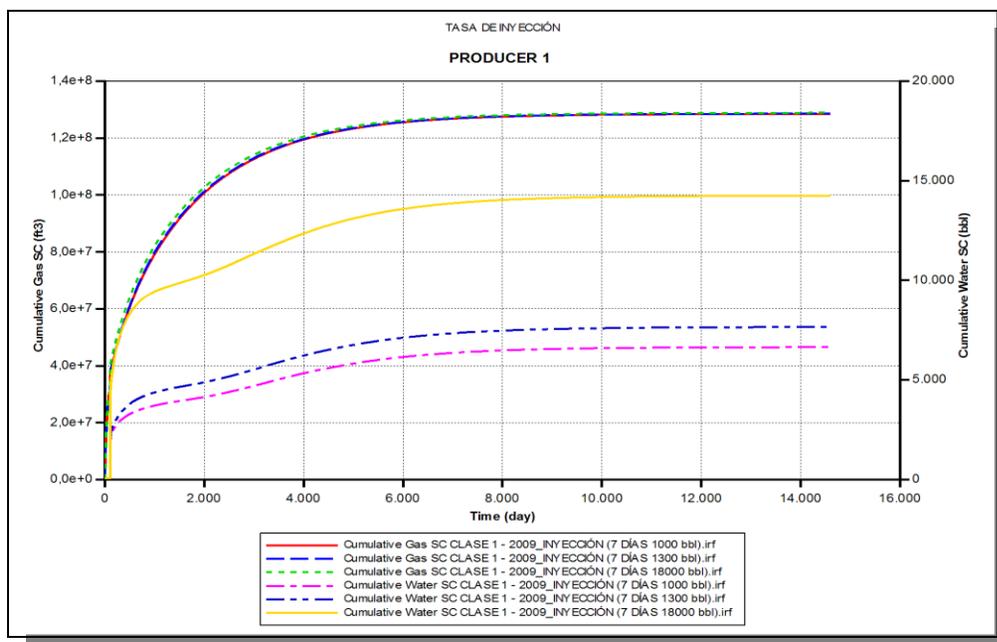
Finalmente, se realizó una sensibilidad de la tasa de inyección de vapor para descartar alguna influencia de la cantidad de vapor inyectado en la producción de gas para los depósitos de clase 1.

Al analizar los valores obtenidos para los acumulados de gas y agua de este tipo de depósitos como se muestran en la Figura N°57, se puede observar que la cantidad de gas producido no varía su producción de gas independientemente de la cantidad de vapor que se le inyecte al sistema para estimularlo térmicamente pero el acumulado



de agua presencia un incremento pronunciado afectado directamente por el momento en que se realiza la inyección del vapor, luego se estabiliza moderadamente la velocidad en la que aumenta el acumulado hasta llegar a un punto en donde se disminuye hasta permanecer constante.

Por ello, se puede decir que más bien aumentar la tasa de inyección traerá problemas en la disposición del agua de producción ya que incrementa sus cantidades proporcionalmente al incremento de la tasa de inyección.



**Figura N° 57:** Sensibilidad de tasa de inyección.

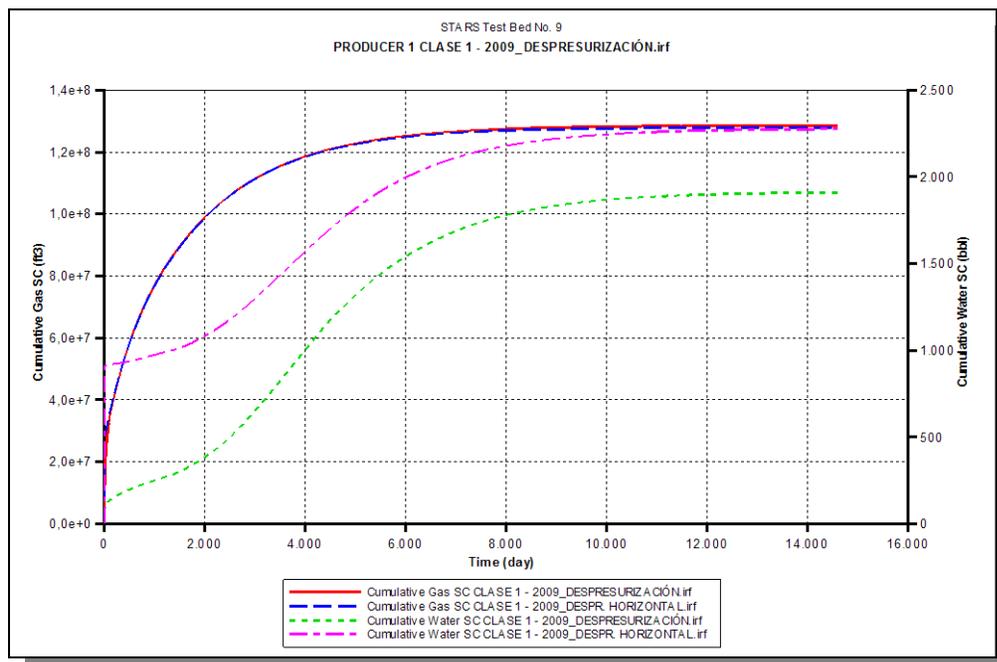
- Configuración de pozo horizontal - *CLASE 1*

Una vez estudiados ambos métodos de producción para la disociación de los hidratos (despresurización y estimulación térmica), se procedió a evaluar una configuración diferente del pozo en el yacimiento, definiendo un único pozo horizontal a lo largo del mismo sistema propuesto de clase 1, de la misma manera que se realizó para los depósitos de clase 3.



### **DESPRESURIZACIÓN – Clase 1**

En la Figura N° 58, se muestra la respuesta para el método de despresurización tanto con la configuración de pozo vertical original como con la configuración de pozo horizontal. Se puede observar que para las distintas configuraciones de pozo se obtienen resultados similares de los productos de acumulados de gas ya que las curvas de ambos métodos están prácticamente superpuestas una sobre otra, pero también se denota que para la nueva configuración de pozo horizontal se obtiene un mayor acumulado de agua.



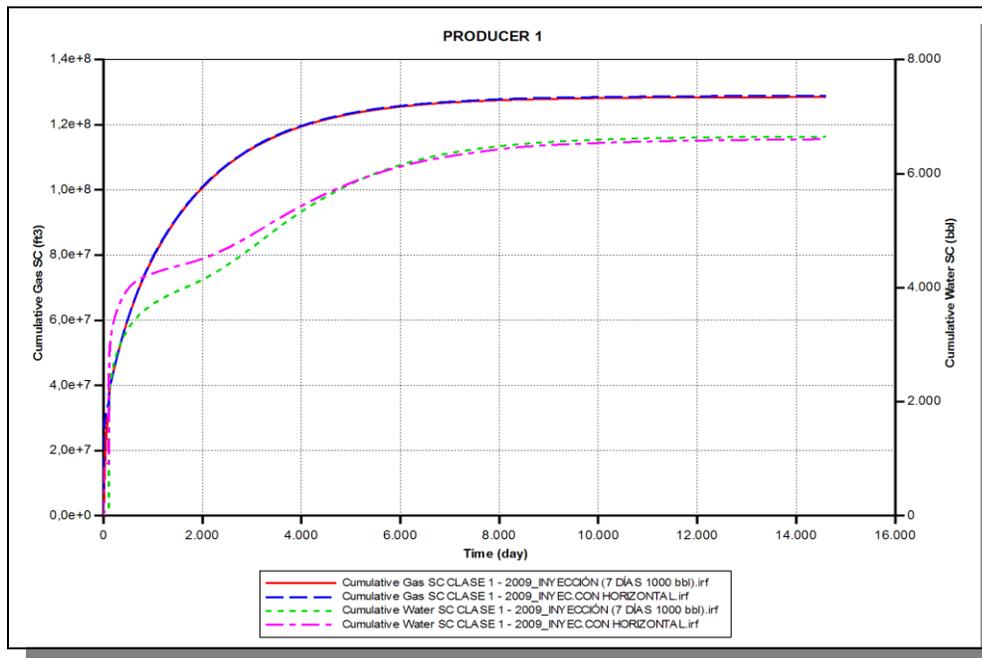
**Figura N° 58:** Despresurización con pozo horizontal en depósito clase 1.

### **ESTIMULACIÓN TÉRMICA – Clase 1**

Para el caso del método de estimulación térmica por inyección de vapor mediante un pozo horizontal en los depósitos clase 1, se puede observar en la Figura N°59, que de igual manera que para el método de despresurización, se obtienen acumulados de gas similares considerando mayores acumulados de agua producidos al aplicar la inyección de vapor en los pozos horizontales ya que al tener mayor área de contacto,



debido a este tipo de configuración de pozo, la cantidad de agua producida incrementa. También se debe tomar en cuenta que el pozo horizontal causa una menor caída de presión en el sistema, causando un menor diferencial de presión y por ende menor fuerza de impulso para la disociación. Es por esto que la utilización del pozo horizontal no parece ser eficiente ni económicamente efectivo para este tipo de acumulaciones.



**Figura N° 59:** Inyección de vapor con pozo horizontal en depósito clase 1.



## CONCLUSIONES

Luego de obtenidos y analizados los resultados del presente Trabajo Especial de Grado, se tuvieron las siguientes conclusiones:

- La constante cinética es el parámetro con mayor influencia en la disociación de los hidratos, la definición adecuada de éste, considerando propiedades físicas (densidad y área), puede evitar la sobre-estimación de gas producido.
- Las propiedades de porosidad y permeabilidad del medio poroso tienen gran influencia en el proceso de producción, condicionando la cantidad de hidratos en el sistema y la capacidad de moverse en el medio. A mayores porosidades, mayor espacio poroso disponible y a mayor permeabilidad, mayor facilidad para la producción de gas.
- Al estudiar el efecto de la desaparición de un sólido por su disociación mediante Carman-Kozeny, la influencia de esta variación en la producción es importante por el aumento en la permeabilidad facilitando el paso de los fluidos.
- Para los depósitos clase 3, el método más adecuado resulta ser la despresurización controlada (presión constante), logrando disociar los hidratos por completo en un período de aproximadamente 6.000 días y su producción de agua asociada se mantiene en valores de 30.000 barriles para ese período.
- La estimulación térmica por inyección de vapor en los depósitos clase 3, no se considera una alternativa viable, ya que se obtienen cantidades similares de gas que al aplicar despresurización, pero este método requiere de un factor energético y conlleva a mayores producciones de agua asociada, implicando altos costos.
- El producto de gas no es afectado por la tasa de inyección de vapor establecida para la estimulación térmica, pero ésta trae variaciones en las cantidades de agua asociadas.
- Para los depósitos clase 1, la influencia de la disociación de hidratos en la producción es importante, considerando que el 77% del gas producido proviene de los hidratos y el resto de la capa inferior de gas libre.



- El método de despresurización para los depósitos clase 1, se comporta de manera similar en un depósito clase 3 en cuanto a producción de gas, aunque las cantidades de gas obtenidas son menores por contener menor cantidad de gas concentrado en hidratos.
- La estimulación térmica para los depósitos clase 1, trae grandes problemas de producción de agua, aumentando las cantidades de agua en casi tres veces el valor obtenido para el método de despresurización.
- La implementación de pozos horizontales en ambas clases de depósitos no parece ser una alternativa viable bajo las condiciones de este estudio, se extraen grandes cantidades de agua con los mismos acumulados de gas; los altos costos de perforación para este tipo de pozos no son justificados con estos resultados.



## RECOMENDACIONES

En esta sección se presentan una serie de recomendaciones, propuestas con la finalidad de mejorar esta investigación, con trabajos posteriores.

- Profundizar en los estudios de la cinética de la reacción para establecer el valor de la constante de reacción tomando en cuenta el efecto de la variación de la permeabilidad por la ecuación de Carman – Kozeny.
- Considerar diferentes condiciones del sistema en base a la concentración inicial de hidratos de gas y observar su efecto en la producción de gas.
- Estudiar sistemas donde se considere la heterogeneidad en permeabilidad y porosidad para lograr condiciones que se asemejen más a la realidad.
- Evaluar sistemas 3D con configuraciones de pozos horizontales para ambas clases de depósitos, clase 1 y clase 3, a distintas condiciones iniciales y restricciones de producción en el sistema.
- Estudiar distintos esquemas de pozos en el yacimiento, tomando en cuenta más de un pozo; un pozo productor vertical y otro inyector horizontal ó un arreglo de 5 pozos productores considerando el central el pozo inyector.
- Evaluar el potencial del intercambio de  $\text{CH}_4$  por  $\text{CO}_2$  dentro del medio poroso, para formar hidratos más estables y utilizarlos como almacenadores naturales de este tipo de gases invernaderos adicionalmente de la producción de  $\text{CH}_4$ .
- Estudiar la posibilidad y efectividad de la tecnología de estimulación térmica in situ por combustión en los pozos horizontales con el uso de una mezcla aire/gas para la disociación de los hidratos de gas.
- Considerar sistemas de yacimientos con configuraciones de malla radial para observar variaciones de las propiedades especialmente en las cercanas al pozo.
- Evaluar sistemas fracturados para un mejor sistema de producción en especial cuando se trata de sistemas con muy bajas permeabilidades.
- Tomar en cuenta los efectos geomecánicos en la consecuente subsidencia por disociación de hidratos en los estratos geológicos.
-



- Realizar la parametrización de la propiedad de la constante cinética para establecer un valor que mejor se ajuste.
- Incluir un estudio de presión para profundizar la fluodinámica del proceso de disociación.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adisasmitho, S.**, Frank, R.J., y Sloan, E.D. (1991). "Hydrates of carbon dioxide and methane mixtures". Journal of Chemical Engineering Data. Volumen 36, páginas 68 – 71.
- Ahmed, T.H.** (2001). "Reservoir engineering handbook". Segunda Edición. Gulf Professional Publishing, Houston, Texas.
- Barberii, E.** y Essensfeld, M. (1998). "El pozo ilustrado". Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED). Caracas, Venezuela.
- Biomorgi, J.**, Díaz, F., González, I., Henríquez, M., Londoño V., Salas, L. (2002). "Hidratos de Metano: fuente potencial de energía limpia que sustituya al petróleo". Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Bourry, C.**, Chazallon, B., Charlou, J.L., Donval, J.P., Ruffine, L., Pierre, H., Geli, L., Çagatay, M., İnan, S., Moreau, M. (2009). "Free gas and gas hydrates from the Sea of Marmara, Turkey: Chemical and structural characterization". Chemical Geology. Volumen 264, ejemplares 1-4, páginas 197-206.
- Camerlenghi, A.** (2009) "Hidratos de Metano: Cambio Climático, Energía y Riesgo Submarino". ICREA, Istitució Catalana de Recerca i Estudis Avançats.
- Carroll, J.J.** (2003). "Natural Gas Hydrates: A Guide for Engineers". Elsevier Science, USA.
- Collett, T.S.** y Kuuskraa, V.A. (1998). "Hydrates contain vast stores of world resources". Oil and Gas Journal.
- Collett, T.S.**, Lewis, R., Uchida, T. (2000). "El creciente interés en los hidratos de gas". Oilfield Review, páginas 47-61.
- Craft, B.C.** y Hawkins, M.F. (1977). "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos". Editorial Tecnos. Madrid.
- Cranganu, C.** (2009). "In-situ thermal stimulation of gas hydrates". Journal of Petroleum Science and Engineering. Volumen 65, ejemplares 1-2, páginas 76-80.
- Dake, L.P.** (1978). "Fundamentals of Reservoirs Engineering". Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company.



- Dobrynin**, V.M., Kprptajev, Y.P. y Plyushev, D.V. (1981). "Gas Hydrates: a possible energy resource". Long term Energy Resources, páginas 727 - 729. Boston.
- Edwards**, R.N. (1997). "On the resource evaluation of marine gas hydrate deposits using the sea-floor transient electric dipole-dipole method". Geophysics. Volumen 62, páginas 63-74.
- Environmental Physical-Chemistry Gr.**, Division of Chemical Engineering, Department of Materials Engineering Science, Graduate School of Engineering Science, Osaka University. Consultado el 8 de septiembre de 2009. Disponible en: [www.cheng.es.osaka-u.ac.jp/.../Structure-I.jpg](http://www.cheng.es.osaka-u.ac.jp/.../Structure-I.jpg)
- Escobar**, F.H. (2006). "Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos". Editorial Universidad Surcolombiana. Primera Edición.
- Esmailzadeh**, F., Zeighami M.E. y Fathi, J. (2008). "1-D Modeling of Hydrate Decomposition in Porous Media". Proceeding of World Academy of Science, Engineering and Technology. Volume 31.
- González**, E. (2002). "Hidratos de Gas". Primera Parte. Ingeniero Civil de Minas, Universidad de Chile. Miembro Vitalicio del Colegio de Ingenieros de Chile. Chile.
- Hong**, H. y Pooladi-Darvish, M. (2002). "Analytical Modeling of gas production from hydrates in porous media". Presentado en el Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Canadá.
- Hyndman**, R.D. y Dallimore, S.R. (2001). "Gas Hydrates Natural gas hydrate studies in Canada". Canadian Society of Exploration Geophysicists.
- Kamath**, V.A., Mutallk, P.N., Sira, J.H., y Patil, S.L. (1991). "Experimental study of brine injection and depressurization methods for dissociation of gas hydrates". SPE Formation Evaluation. Diciembre, páginas 477 – 484.
- Kim**, H.C., Bishnoi, P.R., Heidemann, R.A., Rizvi, S.S.H. (1987). "Kinetics of methane hydrate decomposition". Chemical Engineering Science. Volumen 42, ejemplar 7, páginas 1645 - 1653.
- Kitami Institute of Technology**, New Energy Resources Research Center (NER). Consultado el 20 de Julio de 2009. Disponible: <http://www-ner.office.kitami-it.ac.jp/main-e.html>.



- Kowalsky, M.B., Moridis, G.J.** (2007). "Comparison of kinetic and equilibrium reaction models in simulating gas hydrate behavior in porous media". *Energy Conversion and Management*. Volumen 48, ejemplar 6, páginas 1850 - 1863.
- Kvenvolden, K.A.** (1988). "Methane hydrate — A major reservoir of carbon in the shallow geosphere?." *Chemical Geology*. Volumen 71, páginas 41-51.
- La Comunidad Petrolera.** "Simulación de Yacimientos". Consultado el 14 de agosto de 2009. Disponible: <http://simulacion-de-yacimientos.blogspot.com/>.
- Letcher, T.** (2004). "What are natural gas clathrate hydrates?". *Chemical Thermodynamics for Industry*.
- Llamedo, M.** (2006). "Simulación de la producción proveniente de las acumulaciones de hidratos de gas". PDVSA-Intevep. Gerencia Técnica de Esquemas de Explotación. Los Teques, Venezuela.
- Llumà, J., Velázquez, J., Sala, O., Corestein, G.** (2004). "Aplicación de la simulación a la optimización de Procesos: optimización del consumo de Combustible en una carrera de bajo consumo". Universitat Politècnica de Catalunya (UPC). Barcelona.
- Marine Desalination Systems (MDS).** "Hidratos de Gas". Consultado el 28 de julio de 2009. Disponible: [http://www.mdswater.com/GasHydrates\\_sp.html](http://www.mdswater.com/GasHydrates_sp.html).
- McGrail, B.P., Schaef, H.T., White, M.D., Zhu, T., Kulkami, A.S., Hunter, R.B., Patil, S.L., Owen, A.T., Martin, P.F.** (2007) "Using Carbon Dioxide to Enhance Recovery of Methane from Gas Hydrate Reservoirs: Final Summary Report". Pacific Northwest National Laboratory.
- McIver, R.D.** (1987). "Gas Hydrates". *Long term Energy Resources*, páginas 713 - 726. Boston.
- Meyer, R.F.** (1981). "Speculations on oil gas resources in small fields and unconventional deposits". *Long term Energy Resources*, páginas 49 - 72. Boston.
- Moridis, G., Collett, T.S., Dallimore, S.R., Satoh, T., Hancock, S., Weatherill, B.** (2004). "Numerical studies of gas production from several CH<sub>4</sub> hydrate zones at the Mallik site, Mackenzie Delta, Canada". *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Volumen 43, ejemplares 3 - 4, páginas 219 - 238.



- Moridis, G., Kowalsky, M. (2006).** “Depressurization – Induced Gas Production from Class 1 and Class 2 Hydrates Deposits”. TOUGH<sup>®</sup> Symposium 2006, Mayo 15 – 17. Lawrence Berkeley National Laboratory. USA.
- Moridis, G., Reagan, M. (2007).** “Strategies for gas production from oceanic class 3 hydrate accumulations”. Lawrence Berkeley National Laboratory, USA. LBNL Paper LBNL – 62758.
- Moridis, G., Collett, T.S., Boswell, R., Kurihara, M., Reagan, M., Koh, C. y Sloan, E. (2008).** “Toward Production from Gas Hydrates: Current Status, Assessment of Resources, and Model-Based Evaluation of Technology and Potential”. SPE Unconventional Reservoirs Conference, SPE 114163. USA.
- Mork, M. (2002).** “Formation Rate of Natural Gas Hydrate: Reactor Experiments and Models”. Tesis Doctoral. Norwegian University of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Noruega.
- Ota, M., Morohashi, K., Abe, Y., Watanabe, M., Smith Jr., R., Inomata, H. (2005).** “Replacement of CH<sub>4</sub> in the hydrate by use of liquid CO<sub>2</sub>”. Energy Conversion and Management. Volumen 46, ejemplares 11-12, páginas 1680-1691.
- Other Energy Resources, “Gas Hydrates”.** (USGS-ERP), Geological Survey. Consultado el 10 de Junio de 2009. Disponible: <http://energy.usgs.gov/other/gashydrates/>.
- Parker, J.C., Lenhard, R.J., y Kuppusamy, T. (1987).** “A parametric model for constitutive properties governing multiphase flow in porous media”. Water Resources Research. Volumen 23, páginas 618 – 624.
- Parra, E. (2007).** “Hidratos de Gas: Un nuevo recurso energético de Venezuela”. Asociación Venezolana de Procesadores de Gas (AVPG). Petroleum. Edición N°201. Año 3, número 9.
- Phirani, J., Mohanty, K.K. (2009).** “Warm water flooding confined gas hydrates reservoirs”. Chemical Engineering Science. Volumen 64, ejemplar 10, 15, páginas 2361-2369.
- Pickering, P.F., Edmonds, B., Moorwood, R.A.S, Szczepanski, R., Watson, M.J. (2009).** “Evaluating Chemical and Alternatives for Mitigating Hydrates in Oil & Gas Production”.
- Pino, F. (2005).** Apuntes de Gasotecnica. Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Monagas, Venezuela.



- SEED** (Schlumberger Excellence in Educational Development). “Fire and Ice: The Story of Gas Hydrates”. Consultado el 5 de Mayo de 2009. Disponible: <http://www.seed.slb.com>.
- Selim**, M.S., y Sloan, E.D. (1990). “Hydrate dissociation in sediment”. SPE Reservoir Engineering. Páginas 245 – 251.
- Schlumberger**. (2003). “Un dinámico mercado global del gas”. Oilfield Review, invierno 2003.
- Sloan**, D. (1998). “Clathrate Hydrates of Natural Gases”. Segunda Edición. Editorial Marcel Dekker. New York.
- Swinkels**, J.A.M. y Drenth, J.J.W.K. (1999). “Thermal reservoir simulation model of production from naturally occurring gas hydrate accumulations”, Society of Petroleum Engineers. SPE 56550. Presentado en la Conferencia y Exhibición Anual Técnica de SPE en 1999. 3-6 de Octubre, Houston, USA.
- Taylor**, C. (2004). “Advances in the Study of Gas Hydrates”. Kluwer Academic/Plenum, páginas 83 - 84.
- Tejada**, R.D. (2009). “Hidratos de gas: energía emergente con expectativas mortales”. Consultado el 10 de Mayo de 2009. Disponible: <http://www.diariodigital.com.do>.
- Tissot**, B. y Welte, D. (1992). Petroleum Formation and Occurrence, Springer – Verlag. New York, U.S.A.
- Trofimuk**, A.A., Chersiky, N.V. y Tsaryov, V.P. (1977). “The role of continental glaciation and hydrate formation on petroleum occurrence”. The future supply of nature-made petroleum and gas, páginas 919 - 926. New York.
- Uddin**, M., Coombe, D.A., Law, D.A. y Gunter, WD. (2006). “Numerical studies of gas-hydrates formation and decomposition in a geological reservoir” Society of Petroleum Engineers. SPE 100460. Calgary, Canadá.
- Van Genuchten**, M.T. (1980). “A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils”. Soil Science Society of America Journal. Volumen 44, páginas 892 – 898.
- Verigin**, N.N., Khabibullin, I.L., y Khalikov, G.A. (1980). “Linear problem of the dissociation of the hydrates of gas in a porous medium”. Izvest. Akad.Nauk.SSR, Mekhanika Gaza No. 1.



**Villa**, José. (2006). “Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento”. PDVSA – Intevep. Los Teques, Venezuela.

**Wilder**, J., Moridis G.J., Wilson, S., Kurihara M. (2008). “An International Effort to Compare Gas Hydrates Reservoir Simulators”. 6<sup>th</sup> International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008). Vancouver, British Columbia, Canadá.

**Yousif**, M.H., Abass, H.H., Selim, M.S., Sloan, E.D. (1991). “Experimental and theoretical investigation of methane-gas-hydrate dissociation in porous media” Colorado School of Mines. Society of Petroleum Engineers, Reservoir Engineering. SPE 18320, páginas 69 – 76.



## **APÉNDICE A**

### **PROPIEDADES DE MODELO 1D**



### MODELO DE YOUSIF (1991)

El modelo representado fue el de Yousif, el cual está basado en un núcleo de 0,492 pies de longitud (15 cm) discretizado en 50 bloques en la dirección  $i$ , con una sección transversal de 0,01227 pie<sup>2</sup> (11,4 cm<sup>2</sup>), al cual se le aplica una despresurización isotérmica. Esta restricción de temperatura constante le atribuye la dependencia de la transferencia de masa únicamente a la variación de la presión en el sistema, como fuerza impulsora.

La Tabla N°4, a continuación, resume los valores de las principales propiedades consideradas para establecer las condiciones iniciales del proceso de disociación de los hidratos de gas en el medio poroso estudiado en una dimensión, mencionado anteriormente, mientras que la Tabla N°5 especifica los datos cinéticos y de equilibrio para la reacción química de disociación y la transferencia de masa en el sistema.

**Tabla N° 4:** Datos iniciales del medio poroso (1D).

PARÁMETRO	VALOR
Permeabilidad	0,00001 mD
Porosidad	0,188
Presión	459,77 psi
Temperatura	33,8 °F
Saturación de Agua	0,18
Saturación de Gas (Metano)	0,40
Saturación de Hidrato	0,42

**Tabla N° 5:** Datos para la reacción de disociación (1D).

PARÁMETRO	VALOR
Presión de equilibrio	411 psi
Entalpía de reacción	-26999,42 BTU/lbmol
Energía de activación	33663,29 BTU/lbmol
Constante cinética	$9,0288 \times 10^{-8}$ lbmol/pie <sup>2</sup> ·psi·día



Para los distintos modelos se establece el equilibrio de los hidratos de metano a una temperatura constante, por ser un sistema isotérmico, a una presión de 411 psi según el diagrama de fases de los hidratos.

- Consideraciones de los hidratos como componentes sólidos

Al establecer los hidratos como compuestos sólidos se requieren definir las siguientes propiedades de los hidratos encontradas en la Tabla N°6, a continuación.

**Tabla N° 6:** Propiedades de los hidratos de gas.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VALOR</b>
<b>Peso molecular</b>	124 lb/lbmol
<b>Densidad</b>	57,424 lb/pie <sup>3</sup>
<b>Capacidad Calorífica</b>	63,52 BTU/lbmol.R

Al encontrarse trabajando con un componente sólido para el modelo propuesto, se requirió establecer una concentración de sólido para definir la saturación de hidratos que se tiene en el sistema. En este modelo, sólo se tiene la presencia de dos fluidos (agua y gas), cuyos porcentajes de saturación deben sumar uno para tener consistencia con las ecuaciones de balance de masa del modelo numérico. La concentración de sólido inicial se define como  $1,945 \times 10^{-1}$  lbmol/ pie<sup>3</sup>, ésta equivale a una saturación de 42% para los modelos de pseudo-líquidos establecidos por Yousif (1991).



## **APÉNDICE B**

### **PROPIEDADES DEL MODELO DE CLASE 3**



## MODELO DE UDDIN (2006)

El caso base planteado por Uddin (2006) es un modelo cartesiano de depósitos de clase 3, compuestos por un único intervalo (capa) de hidratos de metano, para la producción de gas mediante el proceso de despresurización no isotérmica en un pozo vertical. Sus características principales se muestran a continuación:

### *MALLA – medio poroso*

El modelo de Uddin *et. al.* (2006), menciona una malla cartesiana de 1320 pies (402,34 m) de lado y un espesor de 12,99 pies (3,96 m). Estas dimensiones se distribuyeron en 6 bloques en la dirección *i*, 12 bloques en *j* y 6 bloques en *k*; a 3.000 pies de profundidad desde el fondo marino, como se muestra en Figura N°60, donde se tiene un volumen total de la malla de  $2,26 \times 10^{+7}$  pies<sup>3</sup>.



**Figura N° 60:** Modelo cartesiano de depósito de hidratos clase 3.

La Tabla N°7, a continuación, resume los valores de las principales propiedades consideradas para establecer las condiciones iniciales del medio poroso estudiado. El modelo geológico de este modelo reportado por Uddin es basado en una formación de mantos de carbón en Alberta, con muy bajas porosidades, a condiciones de presión y temperatura similares a las condiciones de equilibrio de los hidratos de metano.



**Tabla N° 7:** Datos iniciales del medio poroso – CLASE 3 (3D).

PARÁMETRO	VALOR
Permeabilidad	20 mD
Porosidad	0,07
Presión	1002 psi
Temperatura	50 °F
Saturación de Agua	0,30
Saturación de Gas (Metano)	0,10
Saturación de Hidrato	0,60

Al establecer los hidratos de metano como compuestos sólidos se requiere definir las siguientes propiedades de los hidratos encontradas en la Tabla N°8, a continuación, para los cálculos de transferencia de masa y intercambio de calor en el medio poroso.

**Tabla N° 8:** Propiedades de los hidratos de gas.

PARÁMETRO	VALOR
Peso molecular	124 lb/lbmol
Densidad	57,424 lb/pie <sup>3</sup>
Capacidad Calorífica	63,52 BTU/lbmol.R

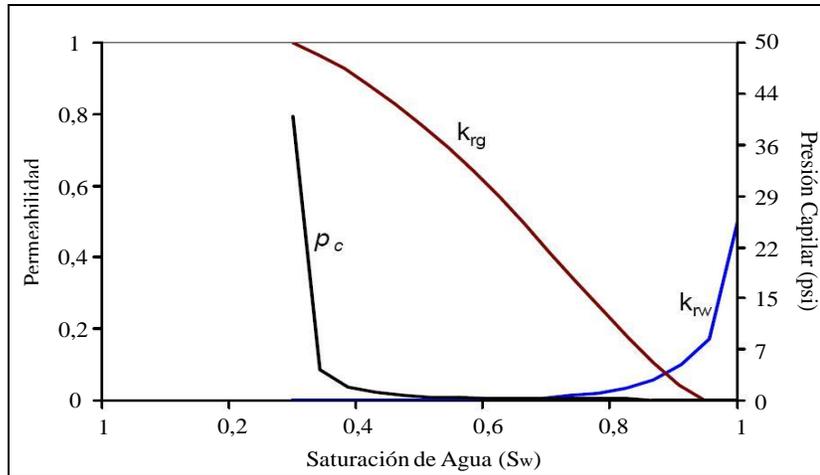
También se definió, en la Tabla N° 7, la concentración inicial de los sólidos, es decir, los hidratos de gas. Se estableció una concentración inicial de  $2,7786 \times 10^{-1}$  lbmol/pie<sup>3</sup>, equivale a una saturación inicial de hidratos del 60% del espacio vacío en el poro.

### ***ROCA FLUIDO – propiedades de los fluidos***

Las propiedades físicas del medio poroso, como lo son las permeabilidad y la porosidad del sistema varían continuamente a medida que disminuye la concentración de los hidratos de gas por la descomposición de los mismos, como se estudio en el modelo 1D mediante la ecuación de Carman – Kozeny, Ecuación 2.23. En esta ecuación, se establece el exponente en su valor máximo de 10, por tratarse de un sólido inmóvil.



Para el caso de las permeabilidades relativas de los fluidos y la presión capilar, se tomaron de los estudios analíticos realizados por Van Genuchten (1980) y Parker *et al.* (1987) en su modelo trifásico. La Figura N°61, a continuación, muestra las curvas establecidas de estos estudios para la permeabilidad relativa y la presión capilar.



**Figura N° 61:** Curvas de permeabilidades relativas y presión capilar.

**REACCIÓN – parámetros cinéticos**

Por otra parte, en la Tabla N°9 se especifican los datos cinéticos y de equilibrio termodinámico necesarios para la reacción de disociación y la transferencia de masa en el sistema.

**Tabla N° 9:** Datos para la reacción de disociación (3D).

PARÁMETRO	VALOR
Entalpía de reacción	-22340,426 BTU/lbmol
Energía de activación	34934,23 BTU/lbmol
Constante cinética (A)	$8,34 \times 10^{+11} \text{ (lbmol.m}^3\text{)}^{-1} / \text{psi} \cdot \text{pie}^2 \cdot \text{día}$

En este modelo se considera la variación de la temperatura y por consecuencia existe una transferencia de calor en el sistema, es decir, el equilibrio de la reacción no sólo depende del cambio en la presión sino también en la variación de la temperatura. Es

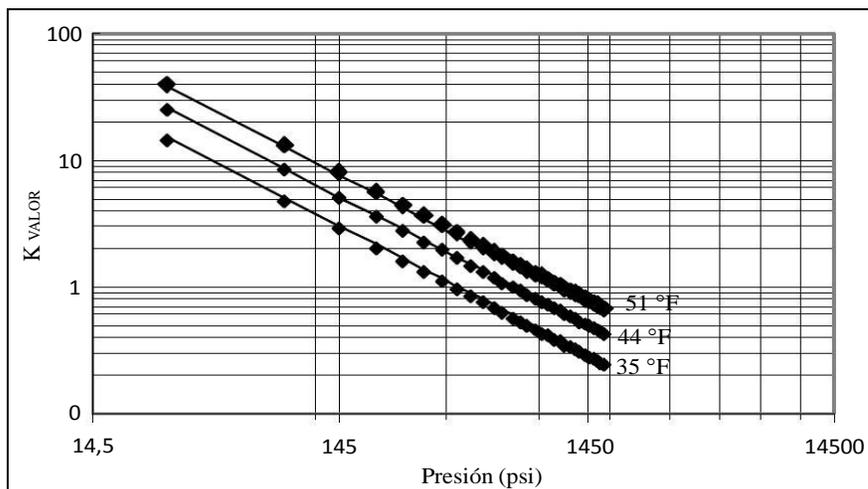


por esto que se define el valor de la constante cinética de reacción como una constante global, el cual tiene unidades de tiempo<sup>-1</sup>, a diferencia del modelo 1D (isotérmico) donde se utilizó la constante cinética intrínseca.

Uddin, en su modelo, partió del valor reportado por Kim *et. al.* (1987) donde estableció que la constante cinética intrínseca para la reacción de disociación de los hidratos de gas en  $1,51 \times 10^{+10}$  lbmol/psi·pie<sup>3</sup>·día. En su estudio, consideró los efectos de la geometría de poro y tamaño de grano para evitar sobre estimar los valores de producción, definiendo la constante cinética como una nueva constante llamado A (Tabla N° 9).

### ***HIDRATOS – equilibrio termodinámico***

La estabilidad de los hidratos en un medio poroso primordialmente depende de la presión, temperatura, composición de fases y las características físicas de los sedimentos, para el caso de los hidratos de gas se establece el equilibrio de fases con un valor  $K_V$  obtenido de los datos experimentales del equilibrio de tres fases (agua – hidrato – gas) realizado por Adisasmito *et al.* (1991) y éstos son ajustados a curvas, como se muestra en la Figura N°62.



**Figura N° 62:** Curvas de equilibrio de hidratos de metano para el  $K_V$ .



Las curvas experimentales siguen la correlación mostrada en la Ecuación 2.24, según cinco parámetros que la definen de las curvas ajustadas. Los valores de cada uno de los parámetros que ajustan las curvas se muestran en la Tabla N° 10.

$$K_V = \left( \frac{K_{V1}}{P} + K_{V2} * P + K_{V3} \right) * e^{\left( \frac{K_{V4}}{T - K_{V5}} \right)} \quad \text{Ec. 2.24}$$

**Tabla N° 10:** Constantes de equilibrio termodinámico (3D).

PARÁMETRO	VALOR
$K_{V1}$ (1/P)	$8,007 \times 10^{+6}$
$K_{V2}$ (P)	0
$K_{V3}$ (P)	0
$K_{V4}$ (°F)	-1401,426
$K_{V5}$ (°F)	-106,825

#### TRANSFERENCIA DE CALOR – *conductividad térmica*

Para el caso en 3D se consideró el efecto de la transferencia de calor de bloque a bloque y de esta se observa la pérdida de calor hacia los bordes del sistema. Para ello, se establecieron los valores de la conductividad térmica para cada uno de los componentes presentes en el sistema, incluyendo la conductividad de los hidratos de gas en fase sólida en la Tabla N° 11 a continuación.

**Tabla N° 11:** Conductividades térmicas (3D).

Conductividad Térmica	VALOR (BTU/pie·día·°F)
Roca	20,79
Agua	8,34
Hidrato (sólido)	5,46
Gas (metano)	8,34

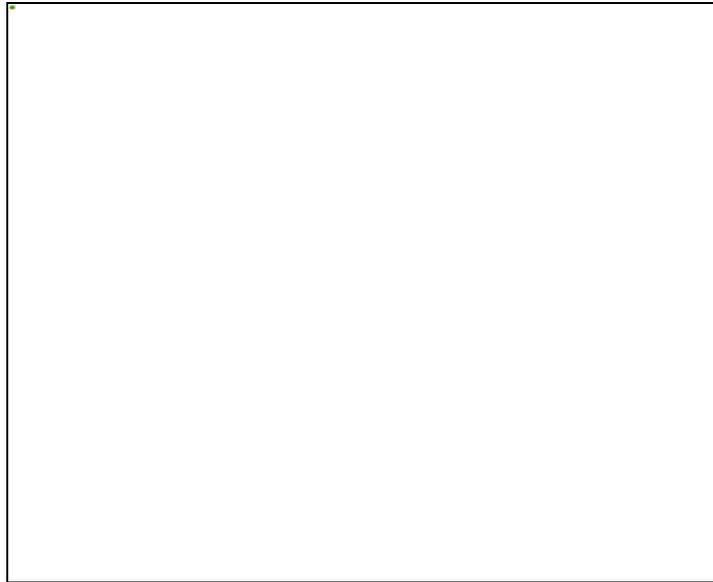


## **APÉNDICE C**

### **PROPIEDADES DEL MODELO DE CLASE 1**



En este tipo de acumulaciones existe la presencia de un intervalo (capa) por debajo de la zona de hidratos, donde se tiene una zona bifásica, compuesta mayormente de metano gaseoso y una mínima cantidad de agua líquida, como se muestra en la Figura N°63 a continuación.



**Figura N° 63:** Modelo de depósito de clase 1 (3D).

El modelo consiste básicamente en las mismas dimensiones consideradas para el modelo de clase 3 anteriormente estudiado, manteniendo las propiedades de las Tablas N°8, 9,10 y 11 y las propiedades físicas iniciales del medio poroso en el que se encuentran ambas zonas de la Tabla N°7 (todas las tablas del Apéndice B), con la única modificación de las condiciones iniciales de saturación del sistema, considerando para cada una de las zonas, las saturaciones listadas en la Tabla N°12, a continuación.

**Tabla N° 12:** Datos iniciales en el medio poroso - CLASE 1 (3D).

ZONA	HIDRATOS	BIFÁSICA
Saturación de Agua	0,30	0,08
Saturación de Gas (Metano)	0,10	0,92
Saturación de Hidrato	0,60	0



De la misma manera que se estableció en el modelo anterior, se definió la concentración inicial de los sólidos, es decir, los hidratos de gas, equivalente a la saturación de hidratos que presenta el medio poroso. Para la zona de hidratos, la concentración permanece en  $2,7786 \times 10^{-1}$  lbmol/ pie<sup>3</sup>, equivale a una saturación inicial de hidratos del 60% del espacio vacío en el poro, pero para la zona bifásica se estableció una concentración de hidratos de cero, ya que en esta capa sólo hay presencia de gas y agua.



## GLOSARIO

**Gas natural:** es una mezcla homogénea, en proporciones variables de hidrocarburos que existe en el subsuelo en los yacimientos; como una fase gaseosa, o en solución con el petróleo. Está compuesto principalmente por gas metano, cuyo contenido varía generalmente entre 60 y 90 % en volumen. Contiene también, etano, propano, butano y componentes más pesados en proporciones menores y decrecientes.

**Yacimientos de gas:** son unidades geológicas de volumen limitado, en los cuales existe una mezcla de hidrocarburos contenidos dentro de roca porosa subterránea (medio poroso), formado por el entrapamiento y la compactación de sedimentos. Éstos pueden ser clasificados en yacimientos de: gas seco y gas húmedo, dependiendo del gas contenido en ellos.

**Medio poroso:** es una porción de espacio formado por arenas o areniscas porosas (consolidadas y/o no-consolidadas), los cuales están compuestos de poros interconectados entre ellos, permitiendo el flujo de materia multifásica o heterogénea que los ocupan, en estado líquido, gaseosa y/o crudo.

**Porosidad:** es la una propiedad física del medio poroso, el cual mide la capacidad de almacenaje de la roca, siendo el tamaño de espacio vacío o volumen de poro del total de volumen del medio.

**Permeabilidad:** una medida de la capacidad y habilidad que tiene un medio poroso para permitir el flujo de los fluidos en el yacimiento a través de los poros interconectados que lo constituyen, basado en la Ley de Darcy.

**Hidratos de gas:** son un grupo especial de sustancias químicas cristalinas que ocurren naturalmente, compuestas por moléculas de agua y gases de bajo peso molecular (metano), llamados compuestos de inclusión, ya que las moléculas de agua forman una estructura clatrática o de jaula la cual atrapa las moléculas de gas al encontrarse a condiciones específicas de presión y temperatura.



**Disociación de hidratos:** es un proceso por el cual un cristal de hidrato se descompone en sus partes constituyentes, cambiando de fase y liberando las moléculas de gas natural atrapadas, obteniendo gas y agua.

**Endotérmica:** es una reacción química que absorbe calor para lograr llevarse a cabo.

**Simulación de yacimientos:** una formulación rigurosa del sistema físico a ser modelado, mediante el cual se logra establecer las condiciones a las cuales se trabajan los modelos matemáticos que involucran las ecuaciones de flujo, masa y calor para de esta manera lograr representar la respuesta del yacimiento a cualquier cambio.

**Despresurización:** es un método de producción de gas el cual involucra un descenso de la presión del yacimiento por debajo de la presión de equilibrio del hidrato para provocar la disociación del mismo.

**Inyección de vapor:** es un método de producción de gas en el cual energía térmica puede ser introducida al medio que contiene hidratos, mediante la inyección de agua caliente o vapor, para aumentar la temperatura, por encima de su temperatura de equilibrio, lo suficiente para impulsar la disociación del mismo.

**Sistemas fracturados:** se consideran los yacimientos con permeabilidades muy bajas del medio poroso que presentan discontinuidades planas (fracturas), las cuales influyen en la capacidad de flujo del medio.