

**ANALISIS DE SENSIBILIDADES APLICADO A LA FORMACION DE HIDRATOS
DE GAS NATURAL DURANTE SU TRANSPORTE POR GASODUCTOS**

**MONICA YAMILE CAMACHO CAMACHO
LAURA SUHEY MORANTES LUNA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**ANALISIS DE SENSIBILIDADES APLICADO A LA FORMACION DE HIDRATOS
DE GAS NATURAL DURANTE SU TRANSPORTE POR GASODUCTOS**

**MONICA YAMILE CAMACHO CAMACHO
LAURA SUHEY MORANTES LUNA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al titulo Ingeniero de
Petróleos**

**Director
CESAR AUGUSTO PINEDA GOMEZ
Ingeniero De Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES	17
1.1 HIDRATOS DEL GAS NATURAL	17
1.2 ESTRUCTURA DE LOS HIDRATOS DE GAS	18
1.3 PROPIEDADES DE LOS HIDRATOS DE GAS.	21
1.3.1 Densidad de los hidratos de gas	21
1.3.2 Elasticidad de los hidratos de gas	22
1.3.3 Propiedades mecánicas de los hidratos	23
1.3.4 Propiedades termofísicas	23
1.4 CONDICIONES DE FORMACION DE HIDRATOS DE GAS NATURAL EN LINEAS DE FLUJO	24
1.5 FACTORES QUE AFECTAN LA FORMACION DE HIDRATOS	25
1.5.1 Composición de la fase gaseosa	25
1.5.2 Salinidad del agua	25
1.5.3 Presencia de una fase de hidrocarburo líquido	25
1.5.4 Contenido de Agua	26
2. MODELOS TERMODINÁMICOS EMPIRICOS PARA PREDECIR LAS CONDICIONES DE FORMACIÓN DE HIDRATOS DE GAS NATURAL	35
2.1 MODELOS EMPIRICOS COMPOSICIONAL	35
2.1.1 Modelos empíricos composicionales dependientes de la gravedad específica	36
2.1.2 Modelos independientes de la gravedad específica	37
2.2 MODELOS EMPÍRICOS NO COMPOSICIONALES	38
2.2.1 Modelo de Hammerschmidt (1934)	38

3. MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES APLICADO A LA FORMACIÓN DE HIDRATOS DE GAS DURANTE EL TRASPORTE POR GASODUCTOS	39
3.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO	39
3.1.1 Modelo conceptual	39
3.2. GENERALIDADES DEL SIMULADOR DE PROCESOS	42
3.2.1 Software de simulación	42
3.2.2. Método termodinámico	44
3.3 PERFIL TOPOGRÁFICO	45
3.4 COMPOSICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS A MODELAR	46
3.5 CONDICIONES OPERACIONALES DEL GAS	47
3.6 PARAMETROS A EVALUAR	49
3.6.1 Escenario 1: Composición del gas	49
3.6.2 Escenario 2: Contenido de agua en el gas	51
3.6.3 Escenario 3: Transferencia de calor	52
3.7 PASOS DE LA SIMULACIÓN	54
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	56
4.1 RESULTADOS ESCENARIO 1: COMPOSICION DEL GAS	56
4.1.1 CAMBIO DE COMPOSICION DE H ₂ S Y CO ₂	56
4.1.2 CAMBIO DE COMPOSICION GASES INTERMEDIOS	65
4.2 RESULTADOS ESCENARIO 2: CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS	67
4.3 RESULTADOS ESCENARIOS 3: TRANFERENCIA DE CALOR	70
4.3.1 GASODUCTO ENTERRADO	70
4.3.2 GASODUCTO AL AIRE LIBRE	73
5. CONCLUSIONES	75
6. RECOMENDACIONES	76
BIBLIOGRAFIA	77
ANEXOS	81

LISTA DE FIGURA

	Pág.
Figura 1. Obstrucción de gasoductos causado por hidratos	17
Figura 2. Estructura tipo I	19
Figura 3. Estructura tipo II	20
Figura 4. Estructura tipo H	21
Figura 5. Contenido de agua de gases pobres y dulces. McKetta y Wehe	28
Figura 6. Contenido efectivo de agua de H ₂ S em uma mezcla de Gas Natural	29
Figura 7. Contenido efectivo de agua de CO ₂ em uma mezcla de Gas Natural	30
Figura 8. Contenido de agua para gas ácido a 2000 psia	31
Figura 9. Contenido de agua para mezclas de gas ácido a 6000 psia.	32
Figura 10. Contenido de agua para mezclas de gas ácido a 10000 psia.	33
Figura 11. Calculo del contenido de agua para mezclas de gases ácidos.	34
Figura 12. Entorno de la simulacion donde se articula el proceso de simulacion.	34
Figura 13. Perfil topográfico vs temperatura ambiente	46
Figura 14. Envolvente de fases para el gas base	48
Figura 15. Gas con contenido de CO ₂	57
Figura 16. Envolvente del gas con contenido de H ₂ S	58
Figura 17. Flujo del gas dulce	60
Figura 18. Flujo del gas con 10% molar de CO ₂	61
Figura 19. Flujo del gas con 20% molar de CO ₂	62
Figura 20. Flujo del gas con 10% molar de H ₂ S	63
Figura 21. Flujo del gas con 10% molar de H ₂ S	63
Figura 22. Variación de la composicion del gas	67
Figura 23. Composicion del gas con % molar 76,08 metano	67
Figura 24. Composicion del gas con % molar 68,42metano	67
Figura 25. Variación contenido de agua	67
Figura 26. Flujo del gas con contenido de agua	699

Figura 27. Flujo de gas deshidratado	69
Figura 28. tipo de suelo por donde pasa el gasoducto	71
Figura 29. Profundidad de enterramiento del gasoducto	72
Figura 30. Espesor del aislante para un gasoducto al aire libre	73
Figura 31. Tipo de aislante para un gasoducto al aire libre	74

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades de la tubería y el medio para el gasoducto base	41
Tabla 2. Composición del gas a modelar	47
Tabla 3. Condiciones críticas del gas a modelar	48
Tabla 4. Variación de la composición de H ₂ S y CO ₂ para el gas	49
Tabla 5. Variación de la composición del gas	49
Tabla 6. Gas en estado de hidratación y deshidratación	51
Tabla 7. Conductividad térmica vs tipo de suelo	52
Tabla 8. Parámetros a analizar	54
Tabla 9. Gasoducto enterrado	59
Tabla 10. Gasoducto al aire libre	59
Tabla 11. Gasoducto sumergido	59
Tabla 12. Tipo de gas vs escenario modelado	68
Tabla 13: gasoducto enterrado tipo de suelo y profundidad de enterramiento	71
Tabla 14. Especificaciones gasoducto al aire libre	75

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Entorno de la simulación para un gasoduto mediante el simulador hysys y su extensión pipesys	81

RESUMEN

TITULO: ANALISIS DE SENSIBILIDADES APLICADO A LA FORMACION DE HIDRATOS DE GAS NATURAL DURANTE SU TRANSPORTE POR GASODUCTOS¹

AUTORES: MÓNICA YAMILE CAMACHO CAMACHO
LAURA SUHEY MORANTES LUNA.²

PALABRAS CLAVES: Estructura de los hidratos, Modelos termodinámico, Topografía convencional, simulador hysys, aislantes térmicos empleados en el simulador, extensión PIPESYS.

DESCRIPCION

El estudio de formación de hidratos de gas se ha analizado por años debido a los problemas operacionales presentes en las líneas de flujo de gas, a partir del interés del transporte de gas se toma la decisión de realizar un trabajo que permita predecir perfiles de presión y temperatura en una trazada de un gasoducto con su respectiva topografía convencional, en las cuales se pueden conocer puntos críticos del sistema donde hay presencia de precipitación de hidratos, los cuales obstaculizan el paso efectivo del gas, afectando el transporte del gas en su infraestructura y el flujo continuo en el sistema. Todo esto representa un aumento de costos significativo en el mantenimiento de las líneas de flujo, es así como se hace importante un análisis eficiente de los parámetros de formación hidrato que conlleve a contrarrestar los posibles problemas operacionales durante la vida activa del gasoducto.

Los resultados obtenidos por medio del simulador Hysys fueron los esperados, en gases con mayor gravedad específica las condiciones de formación de hidratos se da a menor presión y mayores temperaturas, en gases con contenido de dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno la formación de hidratos es mas favorable que para gases dulces. Su registro y análisis pretenden generar un punto de partida en la industria del gas para el desarrollo de estudios posteriores en el área

¹Tesis de Grado

² Aspirantes al título de Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander
Director: Ing. Cesar Augusto Pineda Gomez

ABSTRACT

TITLE: SENSITIVITY ANALYSIS APPLIED TO THE FORMATION OF NATURAL GAS HYDRATE DURING TRANSPORTATION BY PIPELINE³

AUTHORS: MÓNICA YAMILE CAMACHO CAMACHO
LAURA SUHEY MORANTES LUNA.⁴

KEY WORDS: Hydrate structure, thermodynamic models, Topography conventional HYSYS, insulation used in the simulator, PIPESYS extension.

DESCRIPTION

The study of gas hydrate formation has been discussed for years due to problems in processing lines operations of gas flow from the gas transportation interest the decision is made to do a job that can help predict and pressure profiles plotted on a temperature of a pipeline with their respective conventional topography, which can in known points in the system where there is the presence of precipitation of hydrates, which impede the effective flow of gas, affecting the transportation of gas and infrastructure continuous flow into the system. All this represents a significant increase in the maintenance costs of the flow lines, is how important it is efficient analysis of hydrate formation parameters that may lead to offset potential operational problems during the active life of the pipeline.

The results obtained using the HYSYS were as expected in specific gravity gases more conditions of hydrate formation occurs at lower pressure and higher temperatures in gases containing carbon dioxide and hydrogen sulfide hydrate formation is gases most favorable for sweets. His recording and analysis are intended to create a starting point in the gas industry for the development of further studies in the area

³Degree Project

²Petroleum Engineers candidates of the Industrial University of Santander.
Director: Ing. Cesar Augusto Pineda Gomez

INTRODUCCIÓN

Los hidratos son compuestos cristalinos en los que una molécula de gas (por lo general de metano) es encerrada en una estructura cristalina formada por el agua, que sin un control en sus condiciones de formación durante la producción de gas, son capaces de provocar el taponamiento u obstrucción parcial de las líneas de transmisión y válvulas, hecho que paraliza el proceso de transporte del hidrocarburo, y conlleva a riesgos y costos para remediar el problema junto con algunos tiempos no productivos, los cuales representan una inversión indeseada en el presupuesto de cualquier proyecto.

El fenómeno de formación de hidratos ha sido estudiado y modelado históricamente con el objetivo de identificar las mejores alternativas operacionales para evitar la formación de dichos compuestos cristalinos durante los procesos de transporte de gas; procedimientos y metodologías como: análisis composicionales, modificación de las condiciones operacionales, análisis de efectos de inhibidores químicos, entre otros, han hecho parte de las alternativas tratadas en algunos caso de estudio evidenciados en la literatura. .

Sin embargo, la orientación de estos trabajos indica un interés particular en el análisis del fenómeno de precipitación para aplicaciones específicas, con objeto de encontrar alternativas para sopesar un problema operacional puntual; no se evidencia un estudio donde se cuantifique la influencia de todas las alternativas al problema de forma simultánea y además se incluyan cada uno de los factores o parámetros involucrados en el proceso.

El objetivo de este trabajo es precisamente el análisis de sensibilidades aplicado al transporte de gas natural en líneas de flujo para determinar el efecto de múltiples escenarios operacionales sobre la formación de hidratos. Para ello se construirán diversos modelos de simulación numérica (trazados de las líneas de flujo entre

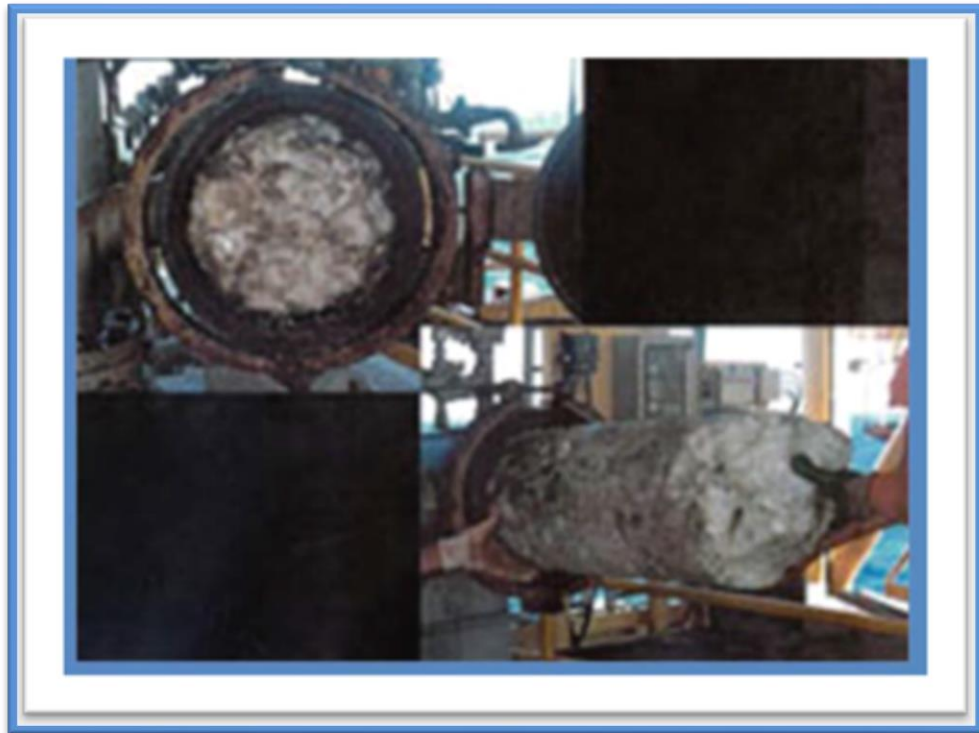
dos puntos) donde se modificarán condiciones de operación de entrada al sistema, condiciones de los alrededores de las tuberías, entre otros, para cuantificar el efecto generado sobre la línea de precipitación de hidratos respecto a la envolvente de fases de cada escenario modelado. Las observaciones y efectos posibles, su posterior registro y análisis, pretenden generar un punto de partida en la industria gasífera para el desarrollo de estudios posteriores en el área.

1. GENERALIDADES

1.1 HIDRATOS DEL GAS NATURAL

Los hidratos de gas son acumulaciones cristalinas similares al hielo, formadas de gas natural y agua a presiones muy altas y bajas temperaturas, representan una clase de compuestos conocidos como compuestos de inclusión o clatratos, en la cual las moléculas de agua forman una celda cuyo interior está ocupado por gas. Los principales formadores de hidratos son: metano, etano, propano, isobutano, n-butano, ácido sulfúrico y dióxido de carbono.

Figura 1. Obstrucción de gasoductos causado por hidratos



Fuente: http://www.mdswater.com/GasHy_6_pipelines_sp.htm.

Los hidratos de gas natural se conocen desde hace más de 200 años, pero toman interés en el año de 1930 cuando se descubre que estos, se pueden formar durante el transporte del gas debido a la interacción del gas natural y el agua a altas presiones y bajas temperaturas causando taponamiento y obstrucción de ductos.

Retirar un tapón formado por hidratos puede resultar peligroso, ya que un despresurizado puede alcanzar velocidades balísticas lesionando a trabajadores y ocasionando la ruptura a la línea de flujo.(TIMOTHY,S.2000).

1.2 ESTRUCTURA DE LOS HIDRATOS DE GAS

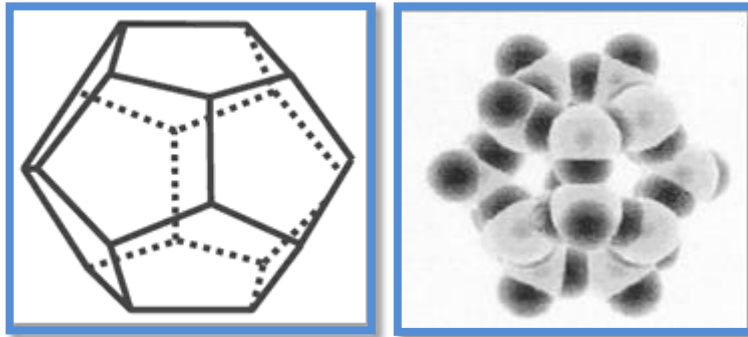
Los hidratos de gas son estructuras cristalinas que se generan cuando las moléculas de agua, por la acción de los puentes de hidrogeno, forman redes de estructuras inestables con diferentes cavidades, las cuales pueden ser ocupadas por hidrocarburos de bajo peso molecular o por otras moléculas como son N_2 , CO_2 , y H_2S . En el gas natural normalmente se encuentran estas moléculas, que tienen la capacidad de ocupar un número mínimo de cavidades a las condiciones necesarias de alta presión y bajas temperaturas, generando así estructuras estables. Existen 3 estructuras cristalinas reconocidas para los hidratos:

ESTRUCTURA TIPO I

La estructura I se obtuvo en el año 1965 por McMullan y Jeffrey mediante difracción de rayos X para el hidrato oxidado del etileno. Se forma con gases naturales que contienen moléculas más pequeñas que el propano (metano, etano, dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno). Con 46 moléculas de agua por ocho moléculas de gas, tiene una composición teórica de $8X-46H_2O$ donde X es la molécula de gas (huésped), es decir está formada por dos cavidades pequeñas y 6 cavidades grandes. La Figura 2 muestra la cavidad más pequeña de la estructura I, es una

estructura cúbica de cuerpo-centrado formado por un dodecaedro pentagonal, es decir, un sólido de 12 caras pentagonales

Figura 2. Estructura tipo I



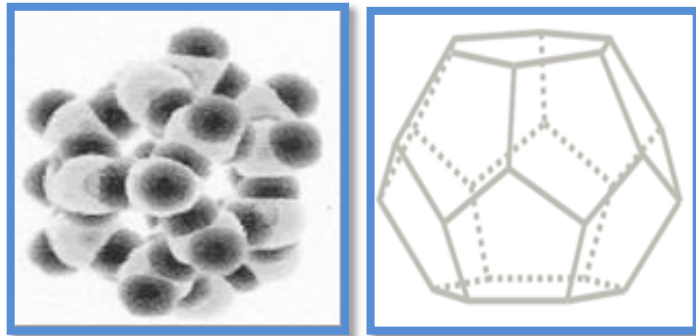
Fuente: Modificado de, USDOE. Future Supply Potential of Natural Gas Hidrates (online)

LA ESTRUCTURA TIPO II

La estructura II o cristal diamante la obtuvo Mak y McMullan en 1965, al realizar un estudio de difracción de rayos X para el hidrato de sulfato de hidrogeno tetra-hidratado. Ellos confirmaron que el cristal tiene forma de diamante.

La estructura II se forma cuando gases naturales contienen moléculas más grandes (propano, i y n butano), con 136 moléculas de agua por 24 moléculas de gas, tienen una composición teórica de $24X \cdot 136H_2O$, de las 24 moléculas de gas 16 entran en las cavidades pequeñas de la estructura y 8 entran en las cavidades más grandes de la estructura. Como se puede ver en la Figura 3. Si sólo las cavidades grandes están ocupadas lo cual es típico, entonces la composición teórica es $8X \cdot 136H_2O$. Al mismo tiempo muestra la cavidad más grande de la estructura II, es un enrejado de diamante dentro de un armazón cúbico, formada por 12 pentágonos y 4 hexágonos.

Figura 3. Estructura tipo II



Fuente: Modification de, USDOE. Future Supply Potential of Natural Gas Hidrates (online).

Aunque moléculas superiores al butano no forman cristales, algunas i-parafinas y ciclo-alcanos superiores a pentano dan lugar a estas estructuras conocidas como TIPO H.

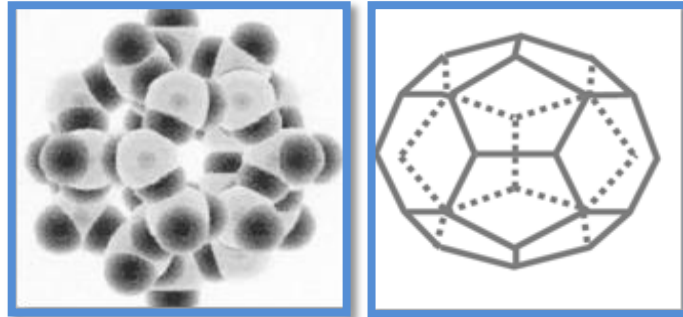
ESTRUCTURA H

Esta estructura se reportó en el año 1987 y fue el resultado de análisis realizados a los estudios basados en resonancia magnética nuclear y a los datos de refracción de energía.

Aunque moléculas superiores a butano no forman cristales, algunas i-parafinas y ciclo alcanos superiores a pentano dan lugar a estas estructuras conocidas como TIPO H. Constan de 34 moléculas de agua por 6 moléculas de gas, tienen una composición teórica de $S_3S'2L.34 H_2O$ donde S es la cavidad formada por 12 pentágonos y de las cuales se forman 3, S' es la cavidad más pequeña formada por 3 cuadrados con 6 pentágonos y 3 hexágonos para formar un dodecaedro, de éstas se forman 2 cavidades y por último L es la cavidad más grande formada por 12 pentágonos con 8 hexágonos de la cual se forma una cavidad por unidad. En cada una de estas cavidades sólo una molécula de gas adecuada va a entrar y estabilizar a la misma.

La Figura 4, muestra la cavidad más grande de la estructura H que se ha encontrado recientemente, formada por 12 pentágonos y 4 hexágonos.

Figura 4. Estructura tipo H



Fuente: Modification de, USDOE. Future Supply Potential of Natural Gas Hydrates (online).

1.3 PROPIEDADES DE LOS HIDRATOS DE GAS.

Las propiedades de los hidratos de gas natural son determinadas por su composición y estructura. Existen actualmente más de 100 tipos de moléculas que forman hidratos de varias estructuras.

1.3.1 Densidad de los hidratos de gas. Es una de las principales características de los hidratos de gas, el método para su cálculo fue desarrollado usando resonancia magnética.

La densidad de los hidratos de gas depende del tipo de estructura, composición, presión y temperatura. Makogon² obtuvo dos correlaciones para calcular la densidad de los hidratos, las cuales proporcionan buenos resultados para rangos de operación específicos; para utilizar las correlaciones es necesario conocer el tipo de estructura, la relación de llenado de las cavidades (estructura I y II), y el peso molecular del formador de hidratos, el volumen específico del agua en estado de hidratos, entre otros.

Estructura I:

$$\delta^I = \frac{(46H_2O + 6M\alpha_1)\left(\frac{1}{N}\right)}{a^3}$$

Estructura II:

$$\delta^{II} = \frac{(136H_2O + 8M\alpha_2)\left(\frac{1}{N}\right)}{a^3}$$

Dónde:

δ : densidad del hidrato en [lb. /pie³];

M: Es el peso molecular del formador de hidratos en [lb. / lbmol];

α_1, α_2 : son las relaciones de llenado de las cavidades en las estructuras I y II, respectivamente;

N: es el número de Avogadro (2,733 x 10²⁶ [moléculas / lbmol]);

a: es la constante de estructura de la unidad de hidratos.

1.3.2 Elasticidad de los hidratos de gas. La elasticidad de los hidratos de gas depende de:

- Las condiciones de formación
- Composición y estructura
- Grados de subenfriamiento
- Tiempo de estabilización

El conocimiento de la compresibilidad y los esfuerzos de los hidratos de gas natural toman importancia durante el diseño del método para inhibir los hidratos formados en pozos y gasoductos; durante las construcciones y operaciones de instalaciones en zonas de formación de hidratos de gas natural. A pesar de su

importancia en la industria de los hidrocarburos estas no han sido muy estudiadas.

1.3.3 Propiedades mecánicas de los hidratos. A pesar de su importancia las propiedades mecánicas de los hidratos de gas no han sido muy estudiadas. Los trabajos relacionados al estudio de los parámetros mecánicos y térmicos de la formación de hidratos y de sedimentos saturados de hidratos es limitado, algunas investigaciones han sido realizadas por: Parameswaran y Paradis (1985-1989); Cameron, Baker y Handa (1989); y Jeanjean y Briaud (1990). (IBID., P.96).

1.3.4 Propiedades termofísicas. Las propiedades termo-físicas deformación y descomposición de hidratos han sido investigadas inadecuadamente dentro de un rango muy estrecho de temperatura y para un número limitado de hidratos.

Algunas de las propiedades termo-físicas son:

1.3.4.1 Capacidad calorífica: la capacidad calorífica de los hidratos de gas es uno de los principales parámetros termodinámicos que determinan las aplicaciones tecnológicas de su formación, descomposición y características estructurales, entre otras. La capacidad calorífica de los hidratos depende de la composición, la estructura, la presión y la temperatura.

1.3.4.2 Conductividad térmica: la conductividad térmica es de gran importancia en los métodos de estimulación térmica para la producción de gas a partir de los yacimientos de hidratos de gas, y mecanismos de remoción en sistemas de producción, transporte y procesamiento de gas.

1.4 CONDICIONES DE FORMACION DE HIDRATOS DE GAS NATURAL EN LINEAS DE FLUJO

Los hidratos de gas generalmente se forman cuando un flujo de gas con presencia de agua se encuentra a condiciones de presión y temperatura dentro de la región de equilibrio termodinámico. Condiciones principales que favorecen la formación de hidratos son:

- La temperatura y presión de la corriente de gas: Los valores de temperatura y presión dependen de la composición del gas. Cabe resaltar que los hidratos pueden formarse incluso a temperaturas mayores al punto de congelación del agua (32 °F). (AYALA, M., -GARCIA, Y. 2011)
- Presencia de agua libre en el gas o cerca del punto rocío: la presencia de agua libre en el gas no es necesaria para la formación de los hidratos, pero favorece a su formación.
- Composición: En gases con alto contenido de compuestos intermedios (C_3, iC_4, nC_4) los hidratos se forman a temperaturas más altas y a presiones más bajas.

Condiciones secundarias de la formación de hidratos:

- Turbulencia:
 1. Alta Velocidad: la formación de hidratos es favorecida en zonas donde la velocidad de fluido es elevada. Esto hace que las válvulas estranguladoras sean susceptibles para la formación de hidratos⁵
 2. Agitación: la mezcla de corrientes y componentes detrás de los equipos de proceso, como lo son las líneas de recolección, los separadores entre otros promueven la formación de hidratos⁶

⁵<http://es.scribd.com/doc/59477491/Capitulo-2-2-4-Hidratos>

⁶ibid

- Pulsaciones: el flujo discontinuo o pulsante favorece la formación de hidratos.
- Agua libre: la presencia de agua libre no es necesaria para la formación de hidratos pero favorece a su formación. En adición la interface agua-gas resulta ser un buen lugar de nucleación para la formación de hidratos.⁷

1.5 FACTORES QUE AFECTAN LA FORMACION DE HIDRATOS

1.5.1 Composición de la fase gaseosa. Se ha demostrado que cuanto a mayor sea la densidad del gas más fácilmente se forman hidratos, es decir, en gases con alto contenido de compuestos intermedios (C₃, IC₄, nC₄) los hidratos se forman a temperaturas más altas y a presiones más bajas.

1.5.2 Salinidad del agua. A medida que la salinidad aumenta, se reduce la temperatura de formación a razón de 5 a 7 °F por cada cien mil partes de sales disueltas. Este fenómeno es similar al descenso del punto de congelación del agua pura ocasionado por la presencia de un soluto. Lo anterior implica que para una composición y temperatura dadas, un incremento en la salinidad aumenta las presiones de equilibrio de hidratos.

1.5.3 Presencia de una fase de hidrocarburo líquido. La presencia de hidrocarburos líquidos junto con la mezcla gaseosa y el agua produce una disminución en la temperatura de formación de hidratos. Esta disminución depende del peso molecular de la fase hidrocarburo líquida para compuesto isoalcanos, n alcanos, y aromáticos. Lo anterior puede explicarse por la solubilidad selectiva de los hidrocarburos gaseosos dentro de los hidrocarburos líquidos. En la medida en que los gases se disuelven en la fase hidrocarburo líquida sean

⁷Ibid

formadores de hidrato, como el propano, el equilibrio ocurrirá a temperaturas más bajas.

Existe un efecto de saturación a medida que aumenta el volumen de la fase hidrocarburo líquida, esta saturación depende de la sustancia líquida misma. La disminución en la temperatura de hidratos ocasionada por una fase hidrocarburo líquido es aproximadamente veinte veces menor que la producida por un inhibidor convencional. El valor de esta disminución aumenta cuando disminuye el peso molecular y aumenta el volumen del hidrocarburo líquido.

1.5.4 Contenido de Agua. La saturación de agua contenida en un gas depende de la presión, temperatura y composición. El efecto de la composición incrementa con la presión y es particularmente importante si el gas contiene CO_2 y/o H_2S .

Calculo del contenido de agua para gas dulce:

De manera específica, los gases dulces contienen más del 70% en metano y pequeñas cantidades de hidrocarburos pesados, lo que hace necesario que se trabajen con correlaciones que se ajustan según cada caso.

El método más usado en la industria del gas natural es el uso de la carta de contenido de agua de Mcketta y Wehe. Fue publicado hacia el año 1958 y está basado en datos experimentales. **La figura 5**, nos permite determinar el contenido de agua en el gas natural, se muestra en esta grafica la curva de formación de hidratos, la cual es función de la composición del gas. Como se puede apreciar, el contenido de agua en el gas natural aumenta con el aumento de temperatura y disminuye con el aumento de la presión. La grafica está limitada a gases dulces, no debe ser usada para composiciones de gases agrios mayores del 5% mol (H_2S y/o CO_2), y no es muy preciso al observar los efectos de los componentes hidrocarburos en la predicción de contenido de agua a presiones por encima de 1500 psi. Es necesario tener en cuenta que la línea de formación de

hidratos es solo una aproximación y no debe ser usada para definir las condiciones de formación de hidratos.

Calculo del contenido de agua para un gas ácido

Un gas natural ácido es un gas que contiene ácido sulfhídrico (hidrógeno sulfurado), dióxido de carbono (anhídrido carbónico, gas carbónico) u otros componentes corrosivos que contrario a los hidrocarburos tienden a retener cantidades apreciables de agua debido a su naturaleza polar.

Se deberían aplicar las correcciones para el H₂S y el CO₂ cuando la mezcla de gas contenga más del 5% de H₂S y/o CO₂ a presiones por encima de 700 psia. Estas correcciones llegan a ser incrementalmente significativas a mayores concentraciones y mayores presiones.

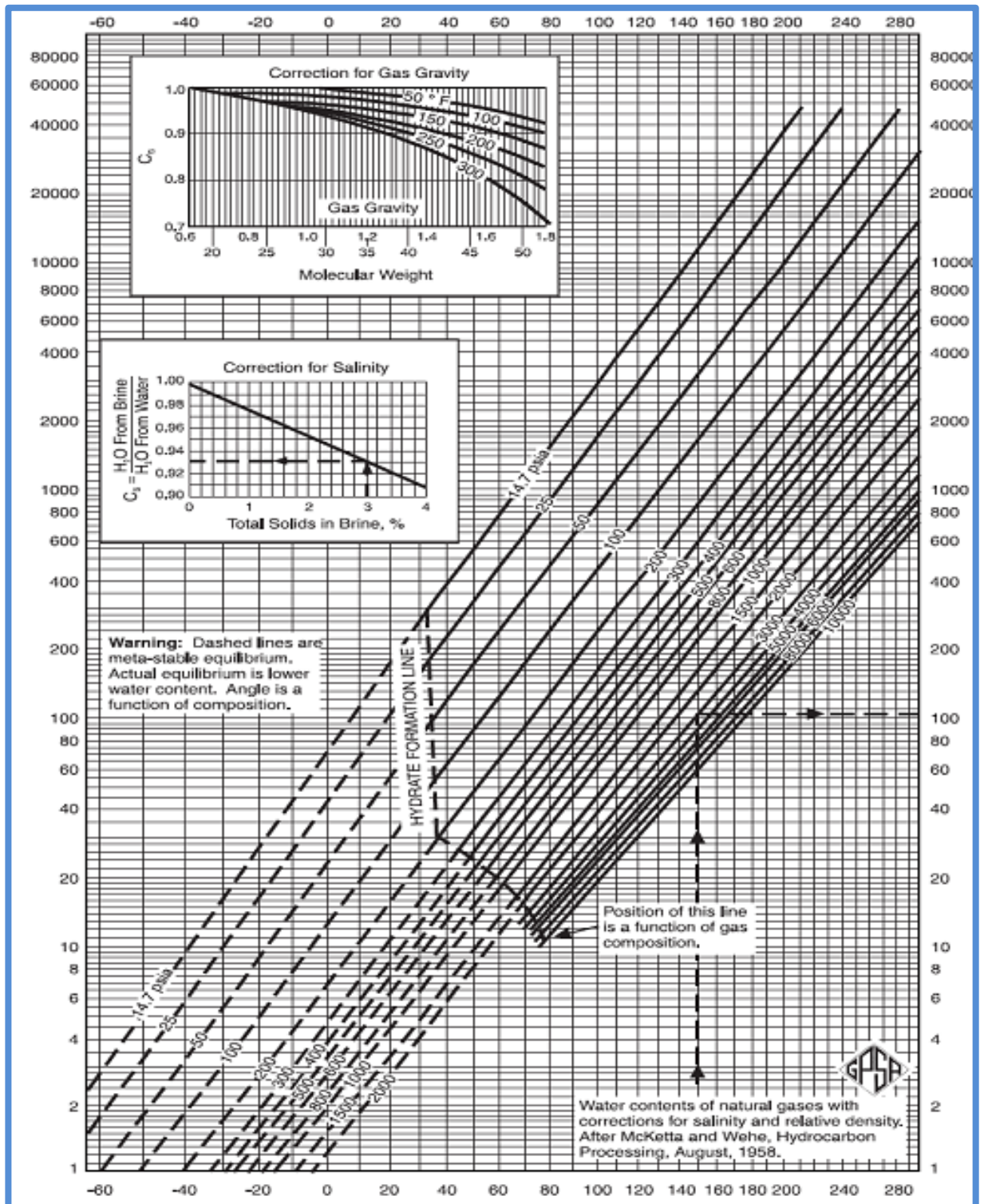
Método I (método de Campbell)

Es un método semi-empírico que se aplica cuando la concentración de compuestos ácidos esta entre 20% y 40% y se basa en el contenido de agua necesario para saturar el CO₂ y el H₂S puros. **La figuras 6, 7 y 8** suministra los valores de contenido de agua efectivo de H₂S y/o CO₂ los cuales deben utilizarse en la ecuación 1.1

$$W = Y_{HC} * W_{HC} + Y_{CO_2} * W_{CO_2} + Y_{H_2S} * W_{H_2S}$$

Ecuación 1.

Figura 5. Contenido de agua de gases pobres y dulces. McKetta y Wehe

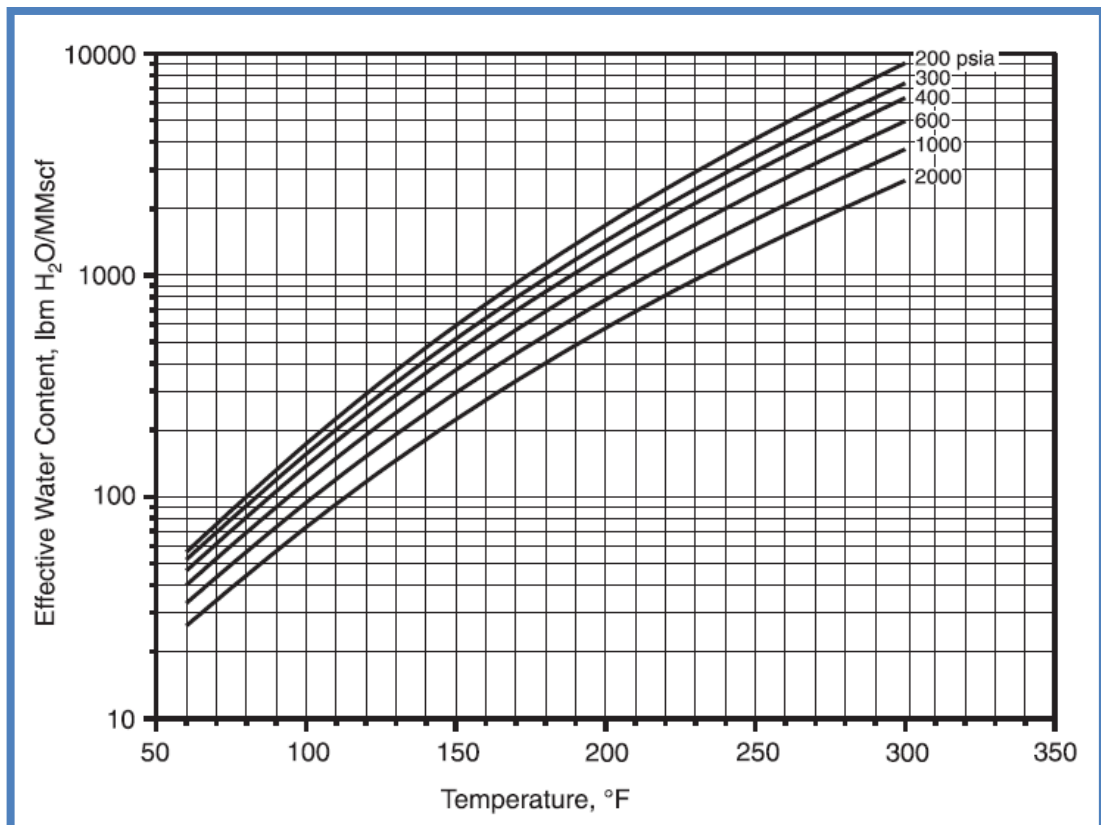


Fuente: GPSA Engineering Data Book, Gás Processors Suppliers Assoc., Tulsa, OK.(2004),p.20-
Método II: Utilizado para mezclas de gases ácidos hasta 10.000 psia.

Este descrito en las **Figuras 8, 9 y 10**. Para los gases que contienen CO_2 , el CO_2 debe ser convertido a una concentración de H_2S equivalente. A los efectos de este método, se supone el CO_2 contribuye el 75% de agua a la mezcla de gases, en base molar, como H_2O .

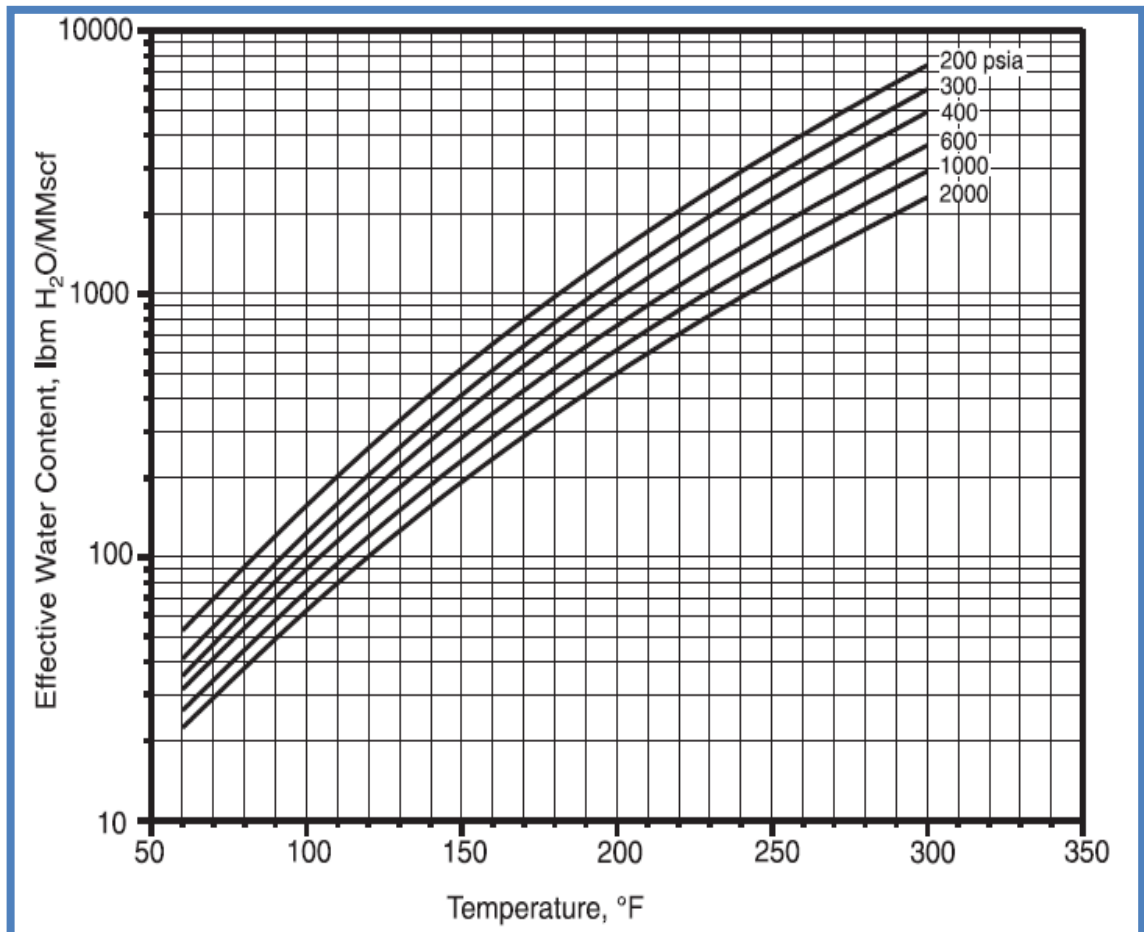
Método III: El procedimiento es similar al del método anterior pero se utiliza la **Figura 11** y el factor de conversión de CO_2 en H_2S equivalente es del 70% y no del 75% como en el caso anterior.

Figura 6. Contenido efectivo de agua de H_2S em una mezcla de Gás Natural



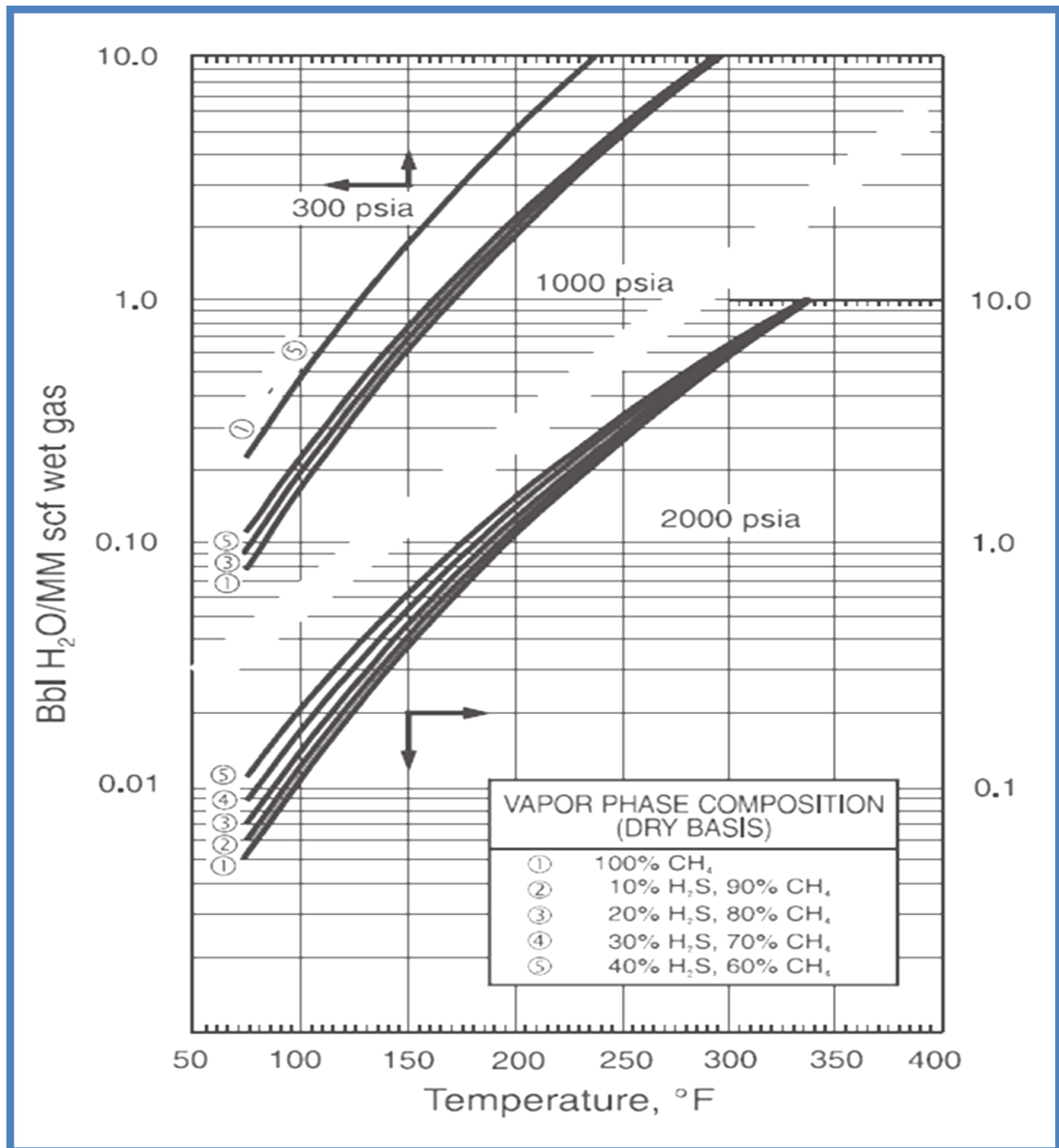
Fuente: GPSA Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Assoc., Tulsa, OK.(2004),p.20-8

Figura 7. Contenido efectivo de agua de CO₂ en una mezcla de Gas Natural



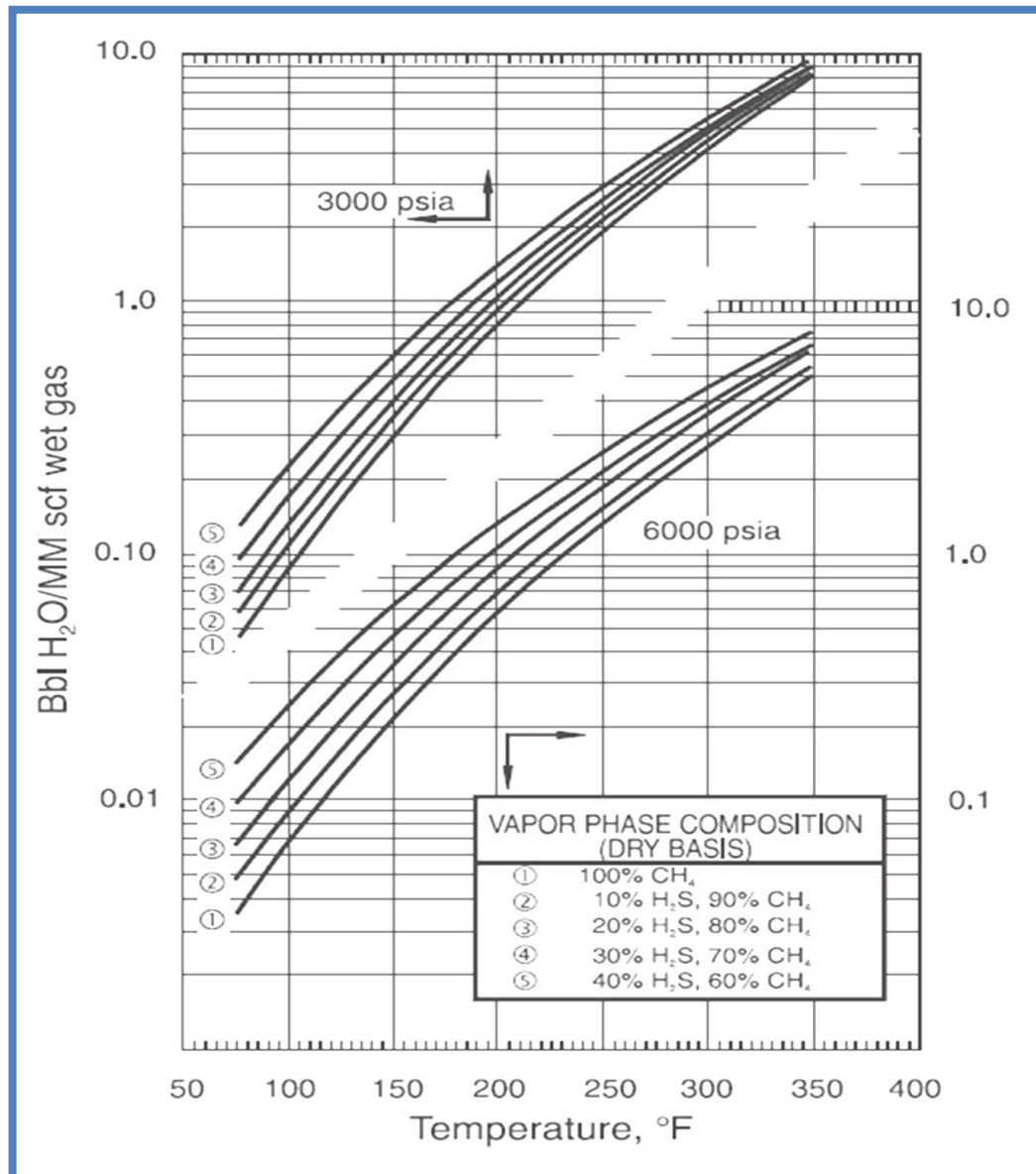
Fuente: GPSA Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Assoc., Tulsa, OK.(2004),p.20-4

Figura 8. Contenido de agua para gas ácido a 2000 psia



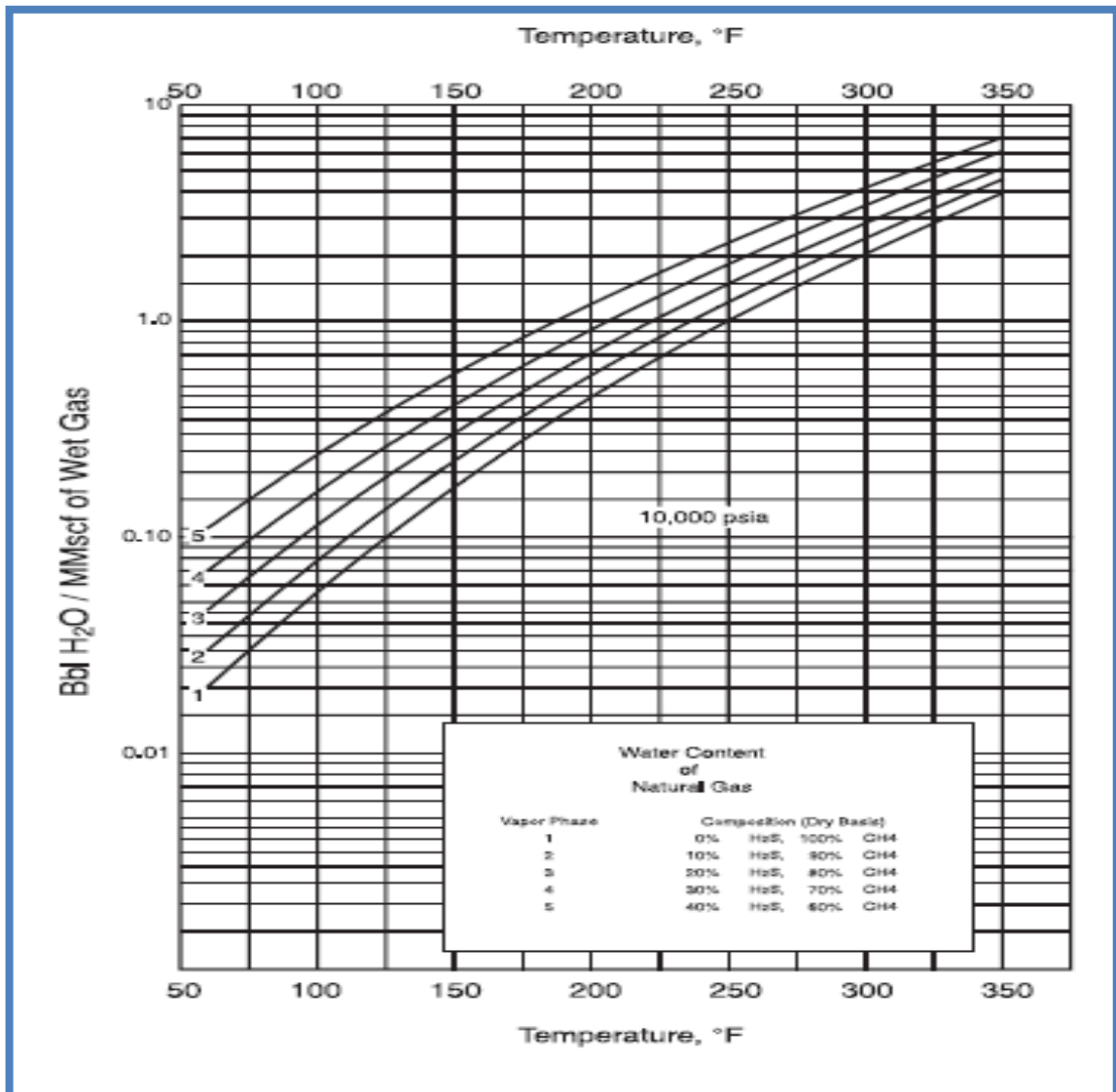
Fuente: GPSA Engineering Data Book, Gás Processors Suppliers Assoc., Tulsa, OK.(2004),p.20.

Figura 9. Contenido de agua para mezclas de gasacido a 6000 psia.



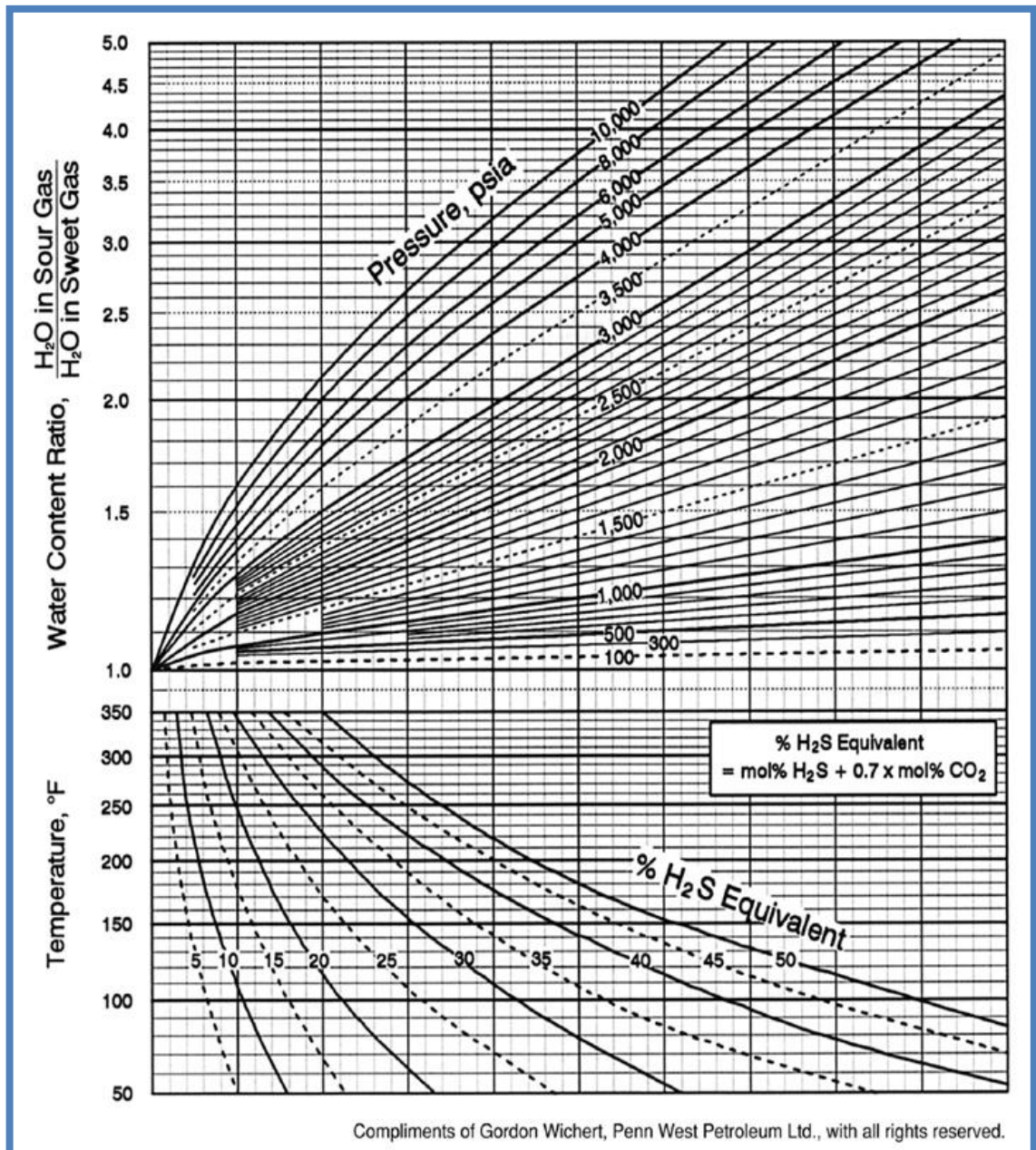
Fuente: GPSA Engineering Data Book, Gás Processors Suppliers Assoc., Tulsa, OK.(2004),p.20

Figura 10. Contenido de agua para mezclas de gas acido a 10000psia.



Fuente: GPSA Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Assoc., Tulsa, OK.(2004),p.20

Figura 11. Calculo del contenido de agua para mezclas de gases ácidos.



Fuente: GPSA Engineering Data Book, Gás Processors Suppliers Assoc., Tulsa, OK.(2004),p.20

2. MODELOS TERMODINÁMICOS EMPIRICOS PARA PREDECIR LAS CONDICIONES DE FORMACIÓN DE HIDRATOS DE GAS NATURAL

Los modelos empíricos se basan en correlaciones sencillas de manejar, permitiendo obtener estimados iniciales de las condiciones a las cuales se forman los hidratos de gas en diferentes escenarios.

Existen diferentes métodos empíricos para la predicción de hidratos de gas aplicables a gases dulces y gases ácidos, algunos de ellos son:

- Método de Hammerschmidt (1934).
- Método de K-valores (Carson &Katz, 1942).
- Método de McLeod-Campbell (1961).
- Método de Berge (1986).
- Método de Sloan (Kobayashi et al. 1987).
- Método de Motiee (1991).

Los métodos parten de la composición, condiciones de presión y gravedad específica del gas para verificar las condiciones de temperatura de formación de hidratos.

2.1 MODELOS EMPIRICOS COMPOSICIONAL

Como su nombre lo indica los modelos composicionales dependen directamente de la composición o mezcla del gas, y se conocen los dependientes e independientes de la gravedad específica⁸

⁸ VIRNAN.,MARIAM.,ALEXISB.,YAMILETS.,JENNYM.Evaluacióndemodelosempíricos paralapredicciónehidratosdegasnatural.Caracas,Venezuela:Universidad SimónBolívar. 2009.p 3y4

2.1.1 Modelos empíricos composicionales dependientes de la gravedad específica

2.1.1.1 Modelo de Berge(1986): “Se distinguen dos ecuaciones explícitas en temperatura según el rango de gravedades específicas de la mezcla gaseosa. Se recomienda la aplicación de ambas ecuaciones para temperaturas comprendidas entre 273,2 y 299,8 K (32y80°F) y presiones entre 276 y 30337Kpas (40y4400 psi).⁹

Para gravedades específicas entre 0,555y0,579:

$$T = -96,03 + 25,37 * \ln P - 0,64 * (\ln P)^2 + \left(\frac{\gamma_g^{-0,555}}{0,025}\right) * (80,61 * P + 96,03 - 25,37 * \ln P + 0,64 * (\ln P)^2) \text{Ecuación 2.}$$

Para gravedades específicas entre 0,580y1,000:

$$T = \left(80,61 * P - 2,1 * 10^4 - \left(\frac{1,22 * 10^3}{\gamma_g^{-0,535}}\right) - \left[1,23 * 10^4 + \left(\frac{1,71 * 10^3}{\gamma_g^{-0,509}}\right) \right] * \left(P + 260,42 + \left(\frac{15,18}{\gamma_g^{-0,535}}\right)^{-1} \right) \right) \text{Ecuación 3.}$$

2.1.1.2 ModelodeSloan(Kobayashietal.1987):“Se basa en la justificación de quince constantes determinadas por medio de una regresión de los datos experimentales. La ecuación aplicada varía con la presión, temperatura y composición de la mezcla a tratar. Los rangos de aplicación recomendados para este método son: temperaturas comprendidas entre 34y60°F, presiones entre 65y1500psi y gravedades específicas entre 0,552y0,900.”¹⁰

⁹Ibid. Pág. 4

¹⁰Ibid

$$T = 1/[C_1 + C_2 * \ln P + C_3 * \ln \gamma_g + C_4 * (\ln P)^2 + C_5 * \ln P * \ln \gamma_g + C_6 * (\ln \gamma_g)^2 + C_7 * (\ln P)^3 + C_8 * \ln \gamma_g * (\ln P)^2 + C_9 * (\ln \gamma_g)^2 * \ln P + C_{10} * (\ln \gamma_g)^3 + C_{11} * (\ln P)^4 + C_{12} * \ln P \gamma_g * (\ln P)^3 + C_{13} * (\ln \gamma_g)^2 * (\ln P)^2 + C_{14} * (\ln \gamma_g)^3 * \ln P + C_{15} * (\ln \gamma_g)^4]$$

Ecuación 5.

2.1.1.3 Modelode Motiee(1991): “Estemodelorequieredelajustedeseisconstantes a travésdeunaregresiónsimilaraladesarrolladaparaelmodelodeSloan”⁴ Su aplicación es recomendable para temperaturas mayores a 60 °F y presionesmayoresa2031psi. La ecuacióndel modelo es lasiguiente:¹¹

$$T = b_1 + b_2 * \log P + b_3 * (\log P)^2 + b_4 * \gamma_g + b_5 * \gamma_g^2 + b_6 * \gamma_g * \log P$$

Ecuación 6.

2.1.2 Modelos independientes de la gravedad especifica. Estas correlaciones dependen únicamente de la presión y la temperatura del gas.

2.1.2.1 Modelode K-valores(Carson&Katz, 1942): Estemodelofueunodelos primerosmodelosempíricos. “Suponequelaunidadbásicadelhidratoesuna soluciónsólida,porloqueemplealaconstantedeequilibriosolido-vaporpara predecirlascondicionesdepresión ytemperaturaalasqueelhidrato se forma.”¹²

Laconstantedeequilibriosolido-vapor parael componente yse define como:

$$\frac{y_i}{x_i} = K_{i(v-s)}$$

Ecuación 7.

Donde y_i y x_i son las fracciones molares del componente i en el hidrato, respectivamente. El método supone que el agua está presente en cantidades suficientes para formar hidratos.

¹¹Ibid

¹²Ibid

2.1.2.2 Modelo de McLeod-Campbell(1961): Se desarrolló un procedimiento empírico que puede ser utilizado para obtener estimados rápidos y exactos de temperaturas de formación de hidratos cuando las presiones se encuentran entre 5947 y 99931 psi.

A continuación se presentan las ecuaciones:

$$T = A * C^{10,5} \text{Ecuación 8.}$$

$$C^1 = \sum y_i * C_i \text{Ecuación 9.}$$

Las constantes dependientes de la composición fueron halladas mediante un ajuste de regresión al igual que para los modelos de Sloan (Kobayashi *et al.* 1987) y Motiee (1991).

2.2 MODELOS EMPÍRICOS NO COMPOSICIONALES

Los modelos no composicionales no dependen directamente de la composición del gas puro o mezcla de gases a tratar. A continuación se presenta el modelo propuesto por Hammerschmidt (1934):

2.2.1 Modelo de Hammerschmidt(1934): “Esta correlación es una de las más sencillas y puede ser empleada para obtener un primer estimado de las condiciones de formación de hidratos del gas natural. Se obtienen mejores resultados en sistemas con valores bajos de presión y temperatura, así como gravedades específicas menores a 0,555.”⁶

$$T = 8,9 * P^{0,285} \text{Ecuación 10}$$

3. MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES APLICADO A LA FORMACIÓN DE HIDRATOS DE GAS DURANTE EL TRASPORTE POR GASODUCTOS

3.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO

El objetivo de este capítulo es describir cada uno de los parámetros involucrado en el modelo conceptual usado como base para el análisis de sensibilidades aplicado al transporte de gas natural por tubería.

El modelo conceptual es el punto de partida para el análisis de resultados, teniendo en cuenta parámetros que no se han de modificar por carecer de sentido técnico y económico.

3.1.1 Modelo conceptual. Todos los conceptos descritos en el modelo conceptual constituyen el corazón de este trabajo y el desarrollo de los mismos conlleva al cumplimiento de los objetivos específicos que se han planteado inicialmente.

El primer paso es definir el modelo como tal, es decir, identificar los datos topográficos por donde se extiende el gasoducto el cual se realizó teniendo en cuenta la complejidad de la geografía y la variedad de condiciones en el entorno nacional.

Se trabajan los tres escenarios con respecto al trazo del gasoducto; para gasoducto sumergido, para gasoducto enterrado y gasoducto al aire libre con el fin de identificar el de mayor influencia con respecto a la formación de hidratos.

Para el gasoducto cuya tubería está enterrada se evalúan los parámetros de mayor incidencia en la formación de hidratos de gas: tipo de suelo en donde está enterrada la tubería, profundidad de enterramiento.

Para el gasoducto al aire libre se evalúa para tuberías con aislantes térmicos y tubería desnuda, el diámetro de la tubería no se modificara teniendo en cuenta que un cambio en diámetro de la tubería conllevaría a aumentar costos.

Los gasoductos sumergidos o costa afuera, usualmente, se colocan en el fondo del mar en aguas de hasta 350 o 450 m de profundidad, pero se han colocado gasoductos submarinos a profundidades mayores de hasta 1.500 m, en casos especiales.

El gasoducto puede transportar gas desde el cabezal del pozo hasta la planta de transferencia o procesamiento, durante el transporte del gas en gasoductos sumergidos los parámetros de mayor influencia y que favorecen la formación de hidratos son la velocidad del agua y la conductividad térmica de la misma.

Para la evaluación de cada parámetro se tomaron cuatro valores diferentes que obedecen a los rangos más frecuentes aplicados para una línea de transporte de gas, estos parámetros van variando de acuerdo a un modelo base como punto de partida para el análisis de resultados.

Las propiedades para el gasoducto base como diámetro, material y espesor, y las propiedades de los ambientes a modelar tales como tipo de suelo, profundidad de enterramiento para gasoducto enterrado; densidad, viscosidad, conductividad y velocidad del aire para gasoductos al aire libre, se encuentran en la tabla 1.

Tabla 1. Propiedades de la tubería y el medio para el gasoducto base

PROPIEDADES DE LA TUBERÍA		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Diámetro	8	Pulg
Conductividad térmica	28	BTU/h.ft °F
Material	Acero	-
Espesor	0,551181	Pulg
PROPIEDADES PARA GASODUCTO ENTERRADO		
Terreno	Arena húmeda	-
Conductividad térmica	0,55	BTU/h.ft °F
Profundidad de enterramiento	3,28	Ft
PROPIEDADES PARA GASODUCTO AL AIRE LIBRE		
Densidad del aire	0,072	lb/ft ³
Viscosidad dinámica	0,018	Cp
Conductividad	0,015	BTU/h.ft °F
Velocidad del aire	6,56	ft/s
GASODUCTO SUMERGIDO		
Densidad del agua	62,428	lb/ft ³
Conductividad del agua	0,335	BTU/hr ft °F
Capacidad Calorífica	0,999	BTU/lb F
Viscosidad del agua	1	Cp

Fuente: El Autor

La predicción de hidratos es evaluada desde el punto de entrada hasta el final del gasoducto, la cual será hallada directamente por el simulador dependiendo del parámetro a evaluar.

Para cada escenario se evalúa su impacto sobre los dos parámetros más importantes en el proceso de formación de hidratos: temperatura y presión del gas.

permitiéndonos examinar varias de las condiciones del sistema a diseñar. Sus resultados dependerán en gran parte de la calidad de datos que ingresan al diseño desde el inicio de la simulación.

Algunas de las ventajas del simulador ASPEN HYSYS son:

- La información es compartida entre las aplicaciones.
- Todas las aplicaciones usan modelos termodinámicos comunes.
- Todas las aplicaciones usan una interfaz de uso común.
- Se puede realizar intercambios entre las aplicaciones de modelamiento en cualquier momento.

Las aplicaciones de Aspen Hysys son variadas e importantes, tales como en los procesos de refinación de petróleo, procesos de endulzamiento de gas, procesos químicos, el transporte de fluidos por tubería entre otros.

ASPEN HYSYS es un programa en continuo desarrollo que permite, además, el uso de códigos y sub-rutinas de cálculo en el entorno del programa, esto se realiza a través del concepto de extensiones, que son ejecutables compilados en formato .dll que pueden ser incorporados al programa y ejecutados por HYSYS como si formara parte de su estructura básica.

Entre todas las extensiones de acceso que permite HYSYS se decidió utilizar PIPESYS, que permite modelar el comportamiento de un gasoducto con todos los componentes que poseen estas facilidades para su operación, con dicha extensión se puede simular los comportamientos del gas durante su transporte por gasoductos.

PYPESYS es un paquete de software para simular tubería hidráulica, totalmente compatible con los paquetes de fluidos en HYSYS, y permite calcular perfiles de presión y temperatura para ductos que atraviesan un terreno irregular, tanto en

tierra como costa afuera acorde con las propiedades de los fluidos, las características de la tubería y los equipos montados en la línea.

Además PIPESYS permite modelar de manera rigurosa flujo monofásico y multifase, realizar cálculos de avance y retroceso de presión, modelar los efectos de los equipos en línea, tales como compresores, bombas, calentadores, refrigeradores reguladores y equipamiento, incluyendo válvulas y codos.

3.2.2. Método termodinámico. La parte esencial de un simulador son sus modelos matemáticos, los modelos predictivos para la formación de hidratos se basan en principios termodinámicos fundamentales y el uso de la ecuación de estado. En cuanto a las ecuaciones de estado suministrados por HYSYS para la predicción de hidratos tenemos a Peng - Robinson y Soave – Redlich – Kwong.

La ecuación de Peng – Robinson (PR), es una modificación de la ecuación de estado Soave – Redlich – Kwong (SRK) y fue publicada por Peng y Robinson en 1976.

Para aplicaciones de gas como es el caso se utiliza la ecuación de Peng – Robinson. Esta ecuación consume menos tiempo de cómputo y puede ser aplicable en un amplio rango de condiciones de presión (0 a 5000psi) y temperatura (-60°F hasta 1200°F).

Para la simulación, las condiciones en gasoducto no varían con el tiempo pero si pueden variar con el espacio, es decir, el gasoducto puede trabajar diferentes tipos de ambiente, tipo de suelo y profundidad de enterramiento a lo largo de toda su trayectoria.

El valor de temperatura durante la simulación puede ingresarse como un valor constante para todo el gasoducto o en su defecto puede ser más específico y más

acorde con el perfil topográfico, a partir de datos característicos definidos para cada punto del sistema.

En el caso de que no se conozca algunos de los datos de la simulación, el simulador posee algunos valores que pondrá por defecto.

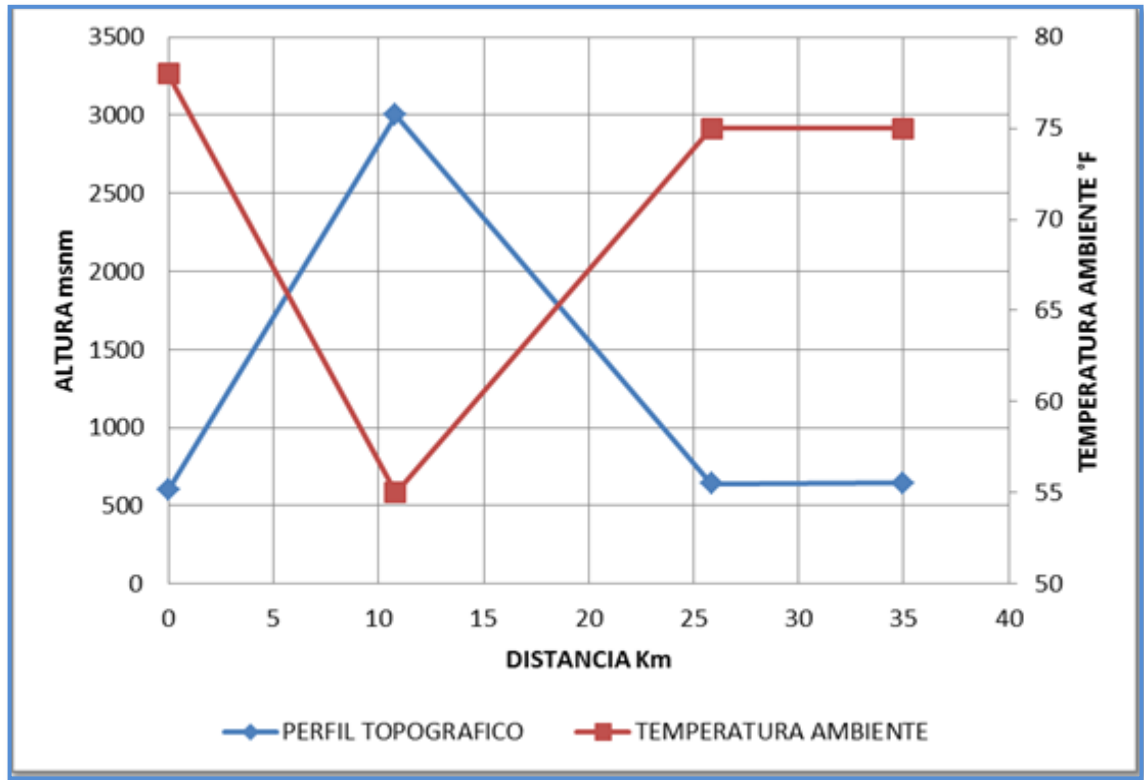
Dependiendo el ambiente en el cual se extiende la tubería se manejan diversos parámetros: por ejemplo para tuberías enterradas se debe especificar el tipo de suelo y la profundidad de enterramiento, igualmente para tuberías sumergidas y tuberías al aire libre se deben especificar según sea el caso propiedades tales como: densidad, viscosidad, conductividad, velocidad y capacidades caloríficas del agua o aire según el caso.

3.3 PERFIL TOPOGRÁFICO

El perfil topográfico se diseña teniendo en cuenta la alta complejidad del territorio Colombiano y la variación de condiciones climatológicas que se pueden presentar.

El gasoducto conceptual tiene una longitud total de 34,98 Km y están divididos de acuerdo a su elevación de la siguiente manera: La elevación inicial del gasoducto es de 600m.s.n.m (metros sobre el nivel del mar). La primera trayecto con una longitud de 10,8 Km. Correspondiente a un ascenso que alcanza una elevación de 3000 m.s.n.m; el segundo trayecto presenta un descenso que llega hasta los 640 m.s.n.m y corresponde a una longitud de 15,06 Km; y finalmente un tercer trayecto de 9,12 Km correspondiente a una parte relativamente plana terminando con una elevación de 645 m.s.n.m.

Figura 13. Perfil topográfico vs temperatura ambiente



Fuente: El Autor

3.4 COMPOSICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS A MODELAR

Los datos composicionales del gas pertenecen a un gas hipotético, la cual tiene una temperatura y presión inicial de 86 °F y 900 psia.

Tabla 2. Composición del gas a modelar

COMPONENTE	% MOLAR
Metano	85,74
Etano	6,886
Propano	4,758
i-butano	0,595
n-butano	0,685
i-pentano	0,472
n-pentano	0,32
Hexano	0,392
Agua	0,12
Nitrógeno	0,032
Dióxido de carbono	0
Ácido Sulfúrico	0

Fuente: El Autor

3.5 CONDICIONES OPERACIONALES DEL GAS

Las condiciones operacionales de entrada del gas al gasoducto como son la temperatura, la presión y el caudal de entrada, fueron tomados teniendo en cuenta los rangos comúnmente utilizados en las operaciones de gasoductos.

Presión 900 psia

Temperatura 86 °F

Caudal de entrada 35 MMSCFD

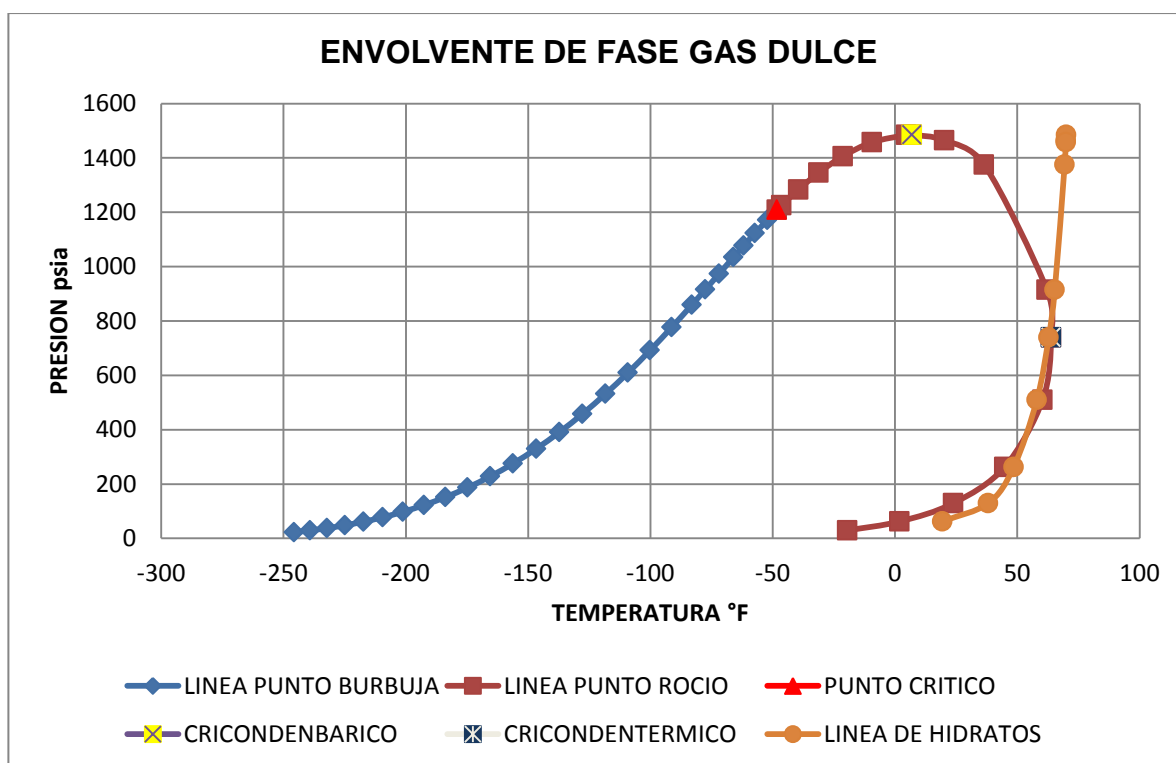
Tabla 3. Condiciones críticas del gas a modelar

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
TEMPERATURA CRITICA	-48,20	°F
PRESIÓN CRITICA	1209	Psia
TEMPERATURA CRICONDERTERMICA	63,87	°F
PRESIÓN CRICONDENBARICA	1485	Psia

Fuente: El Autor

Las propiedades del gas se evaluaron teniendo en cuenta la composición y las condiciones de presión y temperatura del gas a la entrada del gasoducto, propiedades calculadas directamente por el simulador Aspen hysys 7.2

Figura 14. Envoltente de fases para el gas base



Fuente: El Autor

3.6 PARAMETROS A EVALUAR

Como se describió anteriormente el análisis de sensibilidades se desarrolla para los diversos tipos de ambiente. Los parámetros que se tienen en cuenta durante la evaluación del problema de formación de hidratos en gasoductos en cada uno de los ambientes se describirán a continuación.

3.6.1 Escenario 1: Composición del gas.

a. Se partió de un gas dulce y se va realizando una variación de la composición de H₂S y CO₂ con respecto a la envolvente y la línea de formación de hidratos, con el fin de identificar la influencia que tendrá el contenido de CO₂ y H₂S en la formación de hidratos de gas natural durante el recorrido por el gasoducto.

Con la finalidad de analizar qué porcentaje me indicara una precipitación de hidratos y que ambiente lo favorece con mayor incidencia.

Tabla 4. Variación de la composición de H₂S y CO₂ para el gas

COMPONENT E	GAS DULCE %	CO ₂ (10%)	CO ₂ (20%)	H ₂ S (10%)	H ₂ S (20%)
N ₂	0,032	0,026	0,024	0,032	0,025
CO ₂	0	9,998	20,006	0	0
H ₂ S	0	0	0	10,005	20,006
C	85,74	76,987	68,2	77,52	69,13
C ₂	6,886	6,105	6,341	6,103	5,912
C ₃	4,758	4,422	3,405	3,758	3,205
iC ₄	0,595	0,578	0,525	0,63	0,425
nC ₄	0,685	0,765	0,614	0,748	0,528
iC ₅	0,472	0,398	0,352	0,372	0,252
nC ₅	0,32	0,312	0,245	0,32	0,245

Tabla 4. Continuación Variación de la composición de H2S y CO2 para el gas

COMPONENTE	GAS DULCE %	CO2 (10%)	CO2 (20%)	H2S (10%)	H2S (20%)
C ₆	0,392	0,272	0,162	0,392	0,146
H ₂ O	0,12	0,137	0,126	0,12	0,126
SUMA	100	100	100	100	100

Fuente: El Autor

b. En gases con alto contenido de compuestos intermedios (C₃, IC₄, nC₄) los hidratos se forman a temperaturas más altas y a presiones más bajas; por tal razón en este escenario cambiaremos la composición del gas aumentando el porcentaje molar de hidrocarburos intermedios para analizar el comportamiento del gas según la línea de punto rocío y la línea de formación de hidratos.

Tabla 5. Variación de la composición del gas

COMPONENTE	COMPOSICION 2	COMPOSICION 2	COMPOSICION 3
N ₂	0,032	0,032	0,032
CH ₄	85,74	76,08	68,42
C ₂	6,886	11,801	15,716
C ₃	4,758	9,51	12,588
IC ₄	0,595	0,673	1,425
NC ₄	0,685	0,6	0,515
IC ₅	0,472	0,472	0,472
NC ₅	0,32	0,32	0,32
C ₆	0,392	0,392	0,392
H ₂ O	0,12	0,12	0,12
SUMA	100	100	100

Fuente: El Autor

3.6.2 Escenario 2: Contenido de agua en el gas. La presencia de agua libre no es necesaria durante la formación de hidratos de gas, pero si lo favorece; motivó por el cual se plantea analizara un gas en estado de hidratación y deshidratación con la finalidad de observar, analizar y concluir si es o no necesaria la deshidratación del gas antes de su transporte por la línea de flujo.

Tabla 6. Gas en estado de hidratación y deshidratación

GAS HIDRATADO		GAS DESHIDRATADO	
COMPONENTE	%molar	COMPONENTE	%molar
N ₂	0,032	N ₂	0,03
CO ₂	0	CO ₂	0
H ₂ S	0	H ₂ S	0
C	85,74	C	88,44
C ₂	6,886	C ₂	6,52
C ₃	4,758	C ₃	3,75
iC ₄	0,595	iC ₄	0,37
nC ₄	0,685	nC ₄	0,37
iC ₅	0,472	iC ₅	0,17
nC ₅	0,32	nC ₅	0,10
C ₆	0,392	C ₆	0,25
H ₂ O	0,12	H ₂ O	0
SUMA	100	SUMA	100

Fuente: El Autor

Una vez deshidratado el gas, será enviado por la línea de flujo o gasoducto a las mismas condiciones de presión y temperatura que se envía el gas base.

3.6.3 Escenario 3: Transferencia de calor. En la transferencia de calor se evalúan diversos parámetros dependiendo el ambiente en el cual se va a realizar el análisis como lo son:

3.6.3.1 Para gasoducto enterrado

TIPO DE SUELO DE ENTERRAMIENTO DEL GASODUCTO

El tipo de suelo por el cual va el gasoducto tiene un gran impacto debido a la transferencia de calor el cual puede causar una cambio en las condiciones del fluido de fluye en el gasoducto. Estas propiedades se ven influenciadas por el contenido de agua en el suelo. El agua permite con mayor facilidad la conducción y almacenamiento de calor y por lo contrario, el aire es un efectivo aislante térmico. Por lo que se concluye que a mayor contenido de agua en el suelo, el calor puede trasmitirse a mayor velocidad. Otro parámetro que es importante mencionar es el tamaño y distribución del grano, la densidad, textura del suelo y composición mineral. Los valores de conductividad térmica de los tres tipos de suelo a modelar se presentan en la tabla 7.

Tabla 7. Conductividad térmica vs tipo de suelo

TIPO DE SUELO	CONDUCTIVIDAD TÉRMICA BTU/h ft °F
Arena seca	0,325
Arena mojada	1,125
Arcilla húmeda	0,450

Fuente: El Autor

Si se revisan los datos de conductividad térmica para otros tipos de suelo se puede concluir que: la conductividad térmica aumenta cuando hay mayor presencia de agua y Las condiciones climáticas como la presencia de lluvias es de cuidado ya que causa cambios en la conductividad del suelo, parámetro que debe tenerse en cuenta en el momento de realizar cualquier simulación.

PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO DEL GASODUCTO

La profundidad de enterramiento es medida desde la superficie del suelo hasta la línea del centro de la tubería. Los valores varían de 1.968 a 16.4 ft en terrenos donde se presenta alta erosión.

En el caso de estudio se utilizaron tres profundidades de enterramiento 1,968ft, 3,28ft, y 9,84ft

3.6.3.2 Para gasoducto al aire libre

ESPESOR Y TIPO DE AISLANTE DEL GASODUCTO

El aislante tiene como objetivo minimizar las pérdidas de calor en las líneas de transporte, El aislamiento de la tubería es un método utilizado en el transporte de gas, puesto que es una buena opción para prevenir la formación de hidratos y la condensación. Sin embargo este método es limitado debido a los altos costos que genera el aislamiento de una línea completa, los costos son menores si se utiliza aislante solo en los puntos críticos del sistema, como lugares donde la temperatura ambiente es demasiado baja, en regiones geográficas situadas en alturas muy elevadas sobre el nivel del mar.

Los materiales que comúnmente se usan en la industria del gas para el aislamiento de las tuberías, son Polipropileno, polietileno y poliuretano gracias a su baja conductividad térmica.

En la simulación se usa PVC espuma, polietileno y polipropileno como aislante y los espesores para ser evaluados de 0,5in, 1in y 1,75in. Los resultados obtenidos serán analizados con un sistema que no presenta aislante.

Tabla 8. Parámetros a analizar

PARÁMETRO	VARIACIÓN
GASODUCTO ENTERRADO	
Tipo de suelo	Arena húmeda Arena seca Arena mojada Arcilla húmeda
Profundidad de enterramiento	1,968 ft 3,28 ft 9,84 ft
GASODUCTO AL AIRE LIBRE	
Tipo de aislante	Espuma PVC Polietileno Polipropileno
Espesor del aislante	0,5 in 1 in 1,75 in

Fuente: El autor

En la tabla 7 se resumen los parámetros de variación para cada uno de los escenarios de simulación, partiendo del modelo base que se especificó al iniciar el capítulo.

3.7 PASOS DE LA SIMULACIÓN

Las etapas para realizar el análisis de estas sensibilidades son.

1. Recolección de información acerca de la composición, modelos termodinámicos, condiciones operacionales, manual de uso del simulador a través de revistas, libros, ensayos y sitios de internet.

2. Se construye un modelo conceptual base, que sirva de referencia para definir cuál es el parámetro que mayor incidencia tiene sobre la precipitación de hidratos durante el análisis de variables.
3. Definir el modelo termodinámico que nos brinda Aspen Hysys para el modelamiento y análisis del gasoducto.
4. Entrada de los datos al simulador Aspen Hysys del modelo termodinámico de ecuación de estado Peng- Robinson, teniendo en cuenta las condiciones operacionales.
5. Se realiza la primera simulación para verificar si el modelo cumple el objetivo planteado, debido a los resultados obtenidos se hacen las correspondientes mejoras al modelo conceptual.
6. Se procede a la simulación de los parámetros para la realización del análisis de sensibilidades de predicción de hidratos.
7. Con los datos obtenidos se construyen las gráficas de Presión vs Temperatura para cada uno de los escenarios con la finalidad de determinar las condiciones a las cuales se forman los hidratos de gas.
8. Se describen las respectivas conclusiones y recomendaciones.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en cada una de las corridas realizadas en el simulador para cada escenario evaluado en el modelo conceptual, con el fin de analizar el impacto de estos en la precipitación de hidratos de gas durante el transporte por gasoducto.

El perfil topográfico del modelo conceptual fue implementado para los tres tipos de ambiente utilizados en el transporte de gas: gasoducto enterrado, gasoducto al aire libre y gasoducto sumergido.

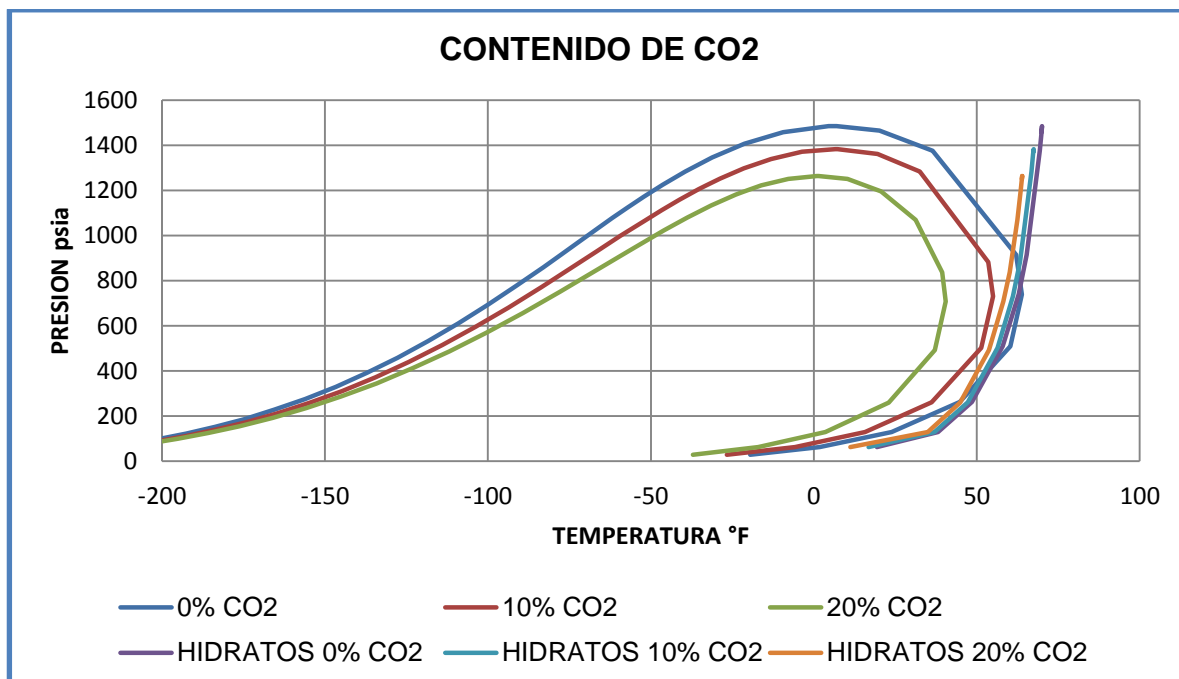
4.1 RESULTADOS ESCENARIO 1: COMPOSICION DEL GAS

4.1.1 CAMBIO DE COMPOSICIÓN H₂S Y CO₂

En este escenario se propuso el cambio de la composición del gas, el aumento del contenido de CO₂ Y H₂S fue el principal enfoque, en la figura # 15 se muestran las envolventes del gas natural dulce (línea de color azul), más la curva calculada para la formación de hidratos (curva color lila). De igual manera se presentan las envolventes de fase y las curvas de formación de hidratos para el gas con contenido de 10 y 20% de CO₂. La figura indica que a medida que aumentamos el porcentaje molar de CO₂ de 0 a 20%, la curva de formación de hidratos de gas se desplaza ligeramente hacia la izquierda de la envolvente de fases, disminuyendo la temperatura de formación de hidratos.

En la figura 15 también se puede observar que, a medida que el % molar de CO₂ aumenta, la cricondenbara disminuye, y se hace más pequeño el diagrama de fases.

Figura 15. Gas con contenido de CO_2

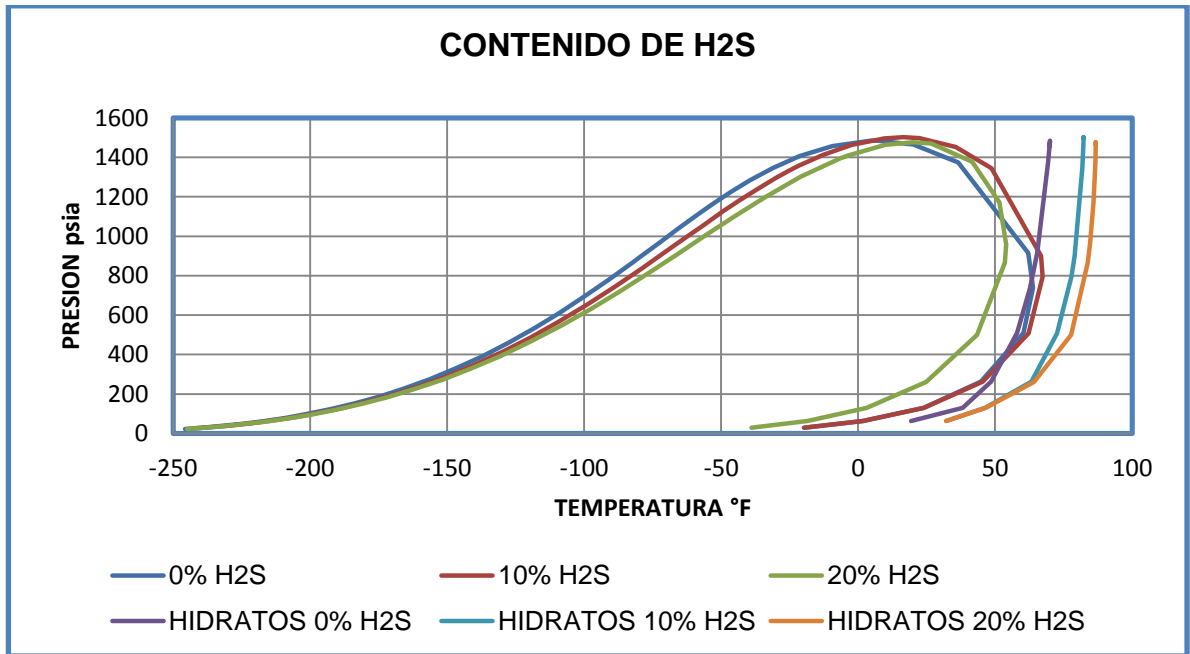


Fuente: El Autor

De manera similar la figura 16 presenta las envolventes del gas natural dulce (línea de color azul), más la curva de formación de hidratos (curva color lila) junto con las envolventes de fase y las curvas de formación de hidratos para el gas con contenido de 10 y 20% de H_2S . La figura 16 indica que a medida que aumentamos el porcentaje molar de H_2S de 0 a 20%, la curva de formación de hidratos de gas se desplaza ligeramente hacia la derecha de la envolvente de fases, aumentando la temperatura de formación de hidratos, lo que permite que se formen hidratos de gas a temperatura más elevadas que en gases que contienen menor % molar de H_2S , caso opuesto a lo que nos presenta el CO_2 .

Se podría concluir a forma generar que el impacto causado por el H_2S es mucho mayor que el causado por el CO_2 ; ya que mientras el CO_2 deprime la temperatura de formación de hidratos el H_2S aumenta esta condición de una manera considerable.

Figura 16. Envoltorio del gas con contenido de H₂S



Fuente: El Autor

De acuerdo con los resultados obtenidos de la simulación del gas dulce y el gas agrio con sus variables correspondientes, se procedió a realizar una tabla comparativo para cada uno de los escenarios (tabla 8, 9, 10) en el cual podemos leer los resultados de presión, temperatura y distancia a la cual se pueden presentar la formación de hidratos, logrando establecer cuál es el escenario de mayor influencia.

Tabla 9. Gasoducto enterrado

TIPO DE GAS	TEMPERATURA(°F)	PRESION(psia)	DISTANCIA(km)
Gas dulce	62,3	717	6,7
Gas con 10% CO2	60,6	704	6,85
Gas con 20% CO2	57,7	682	6,56
Gas con 10% H2S	78,2	843	3,8
Gas con 20% H2S	84	886	8

Fuente: El autor (son datos aproximados leídos con la presión de los autores)

Tabla 10. Gasoducto al aire libre

TIPO DE GAS	TEMPERATURA(°F)	PRESION(psia)	DISTANCIA(km)
Gas dulce	62,6	730	6,2
Gas con 10% CO2	60,5	704	6,7
Gas con 20% CO2	57,4	665	7,1
Gas con 10% H2S	78,3	856	1,5
Gas con 20% H2S	83,4	889	0,44

Fuente: El autor (son datos aproximados leídos con la presión de los autores)

Tabla 11. Gasoducto sumergido

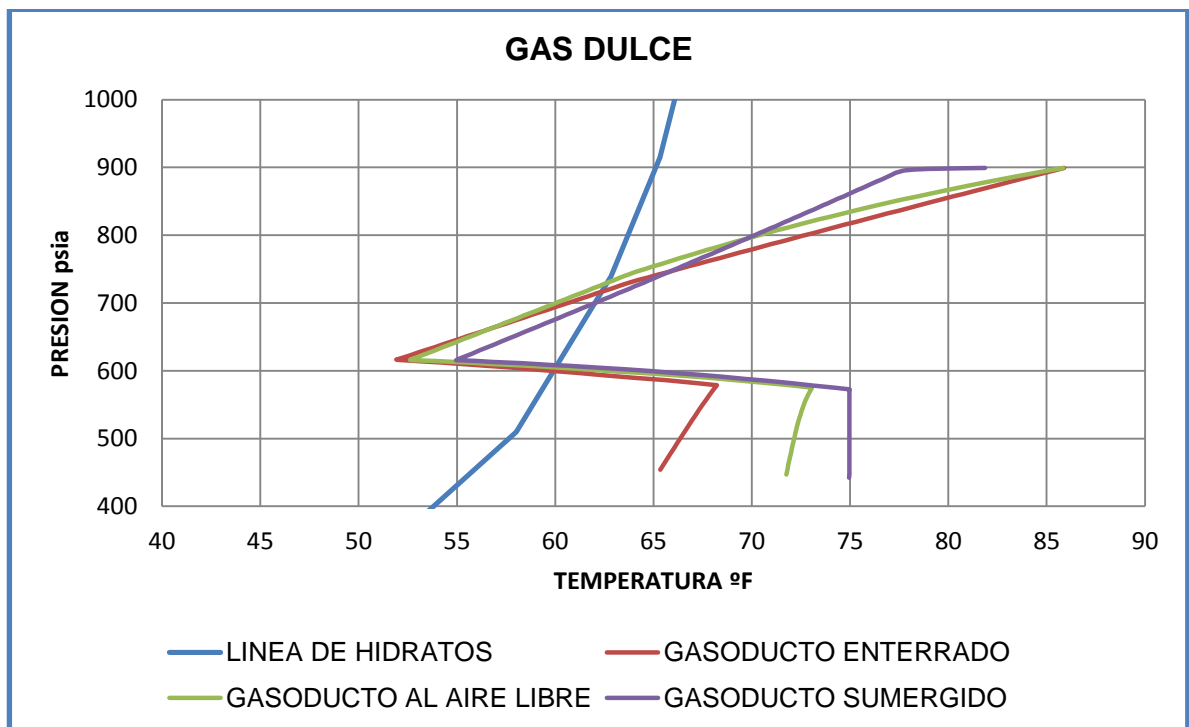
TIPO DE GAS	TEMPERATURA(°F)	PRESION(psia)	DISTANCIA(km)
Gas dulce	62	700	7,8
Gas con 10% CO2	59,3	640	8,6
Gas con 20% CO2	55	553	10,8
Gas con 10% H2S	79	897	--
Gas con 20% H2S	--	--	0

Fuente: El autor (son datos aproximados leídos con la presión de los autores)

Las siguientes figuras muestran la tendencia del gas dulce, gas con presencia de H₂S y CO₂ con respecto a la trazada de la tubería.

La figura 17 presenta el recorrido del gas dulce por el gasoducto a las condiciones topográficas descritas en el capítulo 3. Se logra observar que de los tres escenarios descritos en la figura, el de menor impacto en la formación de los hidratos de gas es el de gasoducto sumergido; puesto que la temperatura y presión de precipitación es de 62 °F y 700psia, lo que corresponde a la distancia de 7,8 km; siendo esta la mayor distancia recorrida por el gas dulce antes de la formación de hidratos.

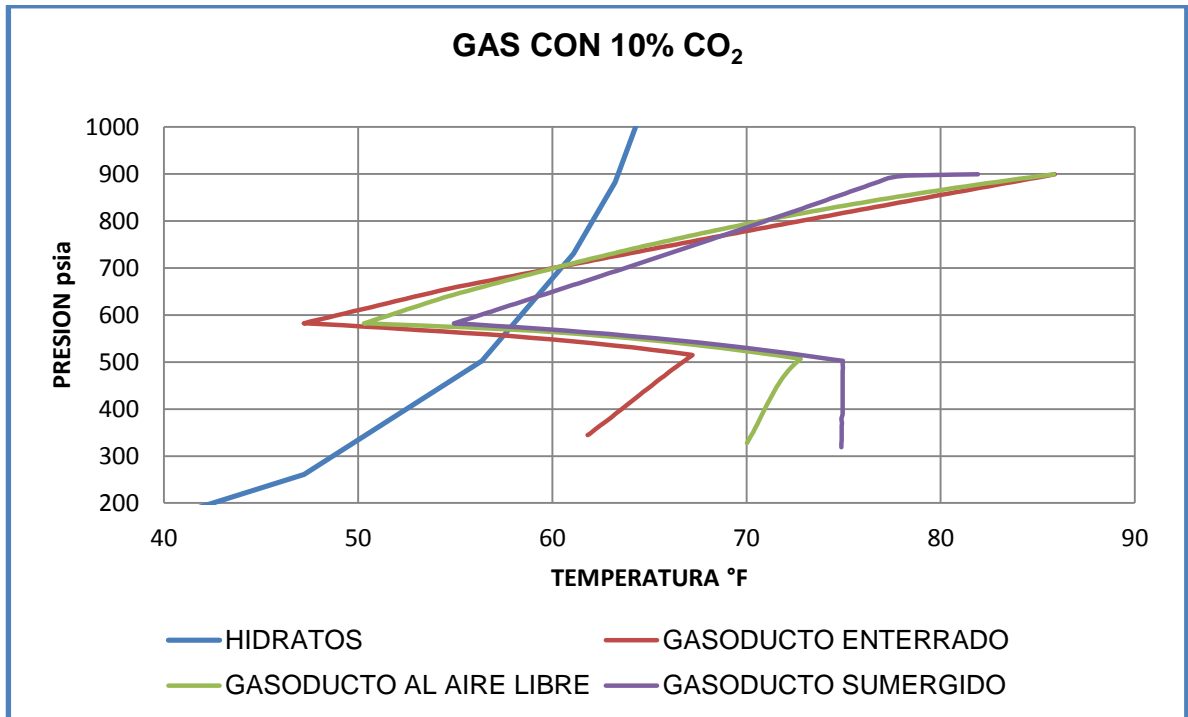
Figura 17. Flujo del gas dulce



Fuente: El Autor

En la figura 18 correspondiente al gas con un contenido molar de 10% CO₂ se presenta condiciones de temperatura de formación de hidratos a una distancias mayores que las descritas para el gas dulce pero del mismo modo el escenario que presenta menor influencia en la precipitación de hidratos es el descrito para gasoducto sumergido con una presión de 640psia, temperatura de 59,3°F y a una distancia que alcanza los 8,6 km aproximadamente.

Figura 18. Flujo del gas con 10% molar de CO_2

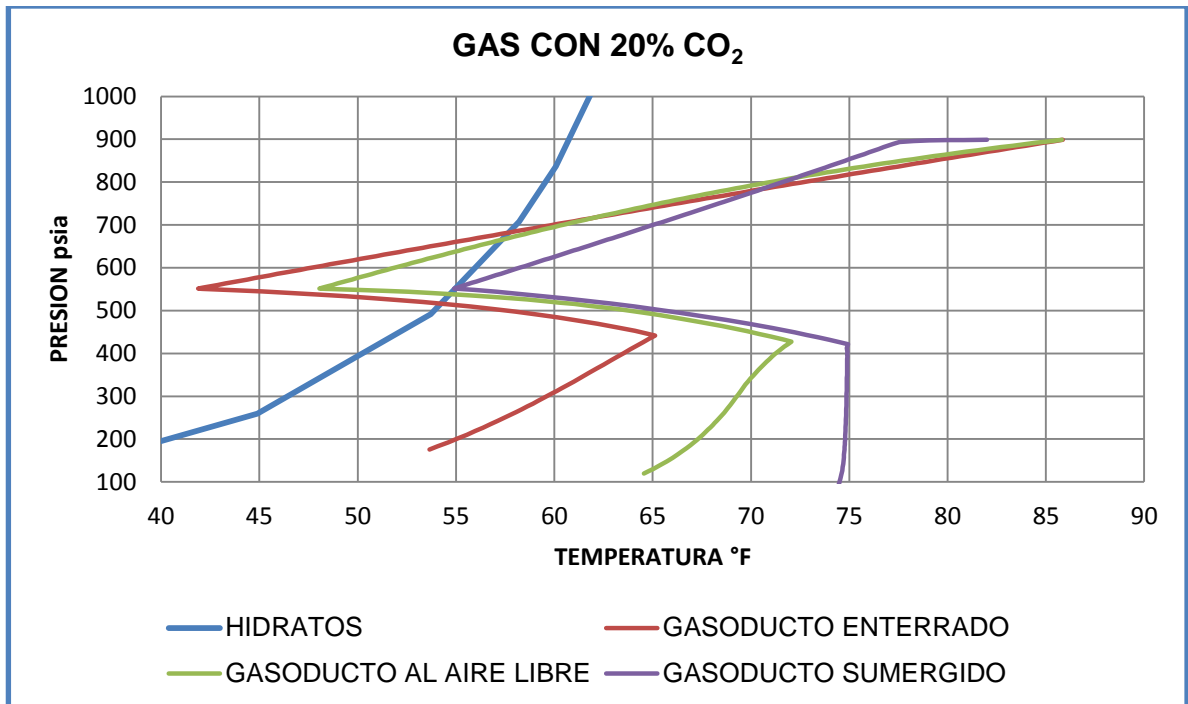


Fuente: El Autor

Otro de los análisis correspondientes al gas con contenido de CO_2 se da en la figura 19 en la cual se puede observar que al aumentar el contenido de % molar de CO_2 de 10 a 20%, la línea de formación de hidratos se me desplaza más hacia la izquierda, haciendo que la precipitación de hidratos para cada uno de los escenarios se dan a temperaturas más bajas y pueda transportar el gas a mayor distancia antes de aplicar un inhibidor o cualquier otro método térmico para evitar su formación.

La figura también nos permite corroborar que el gasoducto sumergido a las mismas condiciones descritas en el capítulo 3 es el de menor influencia, ya que para este caso es el escenario por el cual podríamos transportar la composición de gas con contenido de CO_2 de 20% molar y la probabilidad de que se formen hidratos sería mínima.

Figura 19. Flujo del gas con 20% molar de CO_2



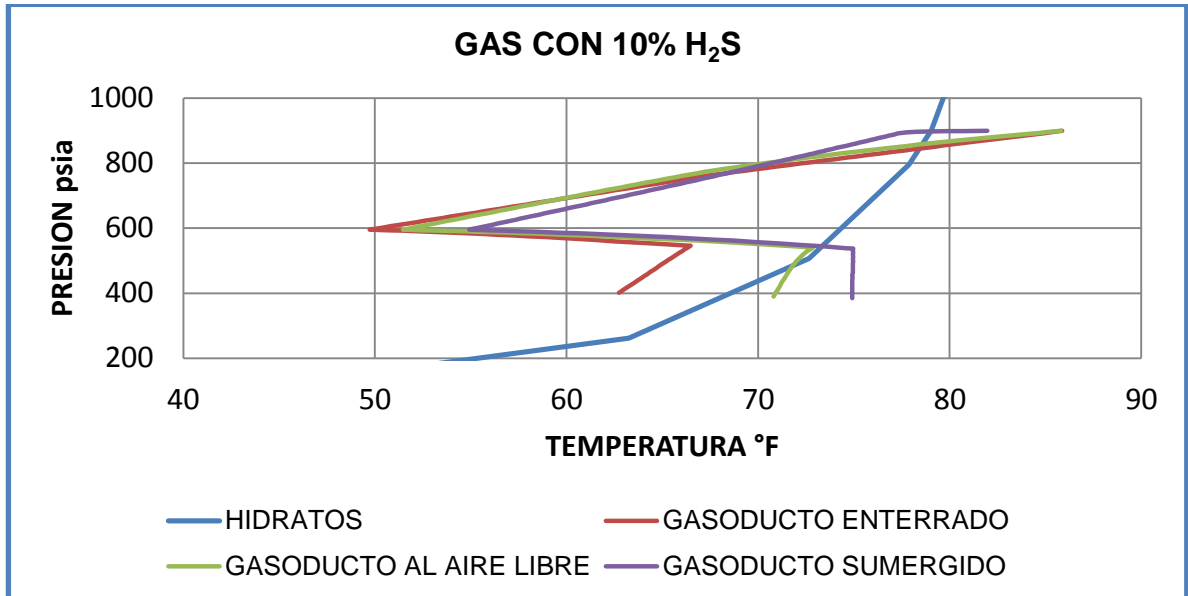
Fuente: El Autor

Para el contenido de H_2S las cosas son inversas a lo descrito en los gases con contenido de CO_2 , mientras el escenario de menor impacto para un gas con un % molar de CO_2 era el gasoducto sumergido para esta condición es el de mayor impacto, de tal manera que para transportar cualquiera de los dos gases sea el de contenido molar de 10 o 20% molar de H_2S (figuras 20 y 21) requiero la aplicación de algún tipo de inhibidor o método térmico.

Para el caso en el cual hay presencia de H_2S el escenario según los descritos que presentan menor influencia en la formación de hidratos es el de gasoducto enterrado que para un contenido de 10% molar de H_2S se presentan a temperaturas de $78,2^\circ\text{F}$ y presión de 843 psia lo que corresponde a una distancia de 3,8Km, y para un contenido de H_2S de 20% molar la condiciones se dan a presión de 886psia y temperatura menores de 84°F a una distancia de 0,8Km, cabe resaltar que la influencia no es muy notoria con respecto a el gasoducto al

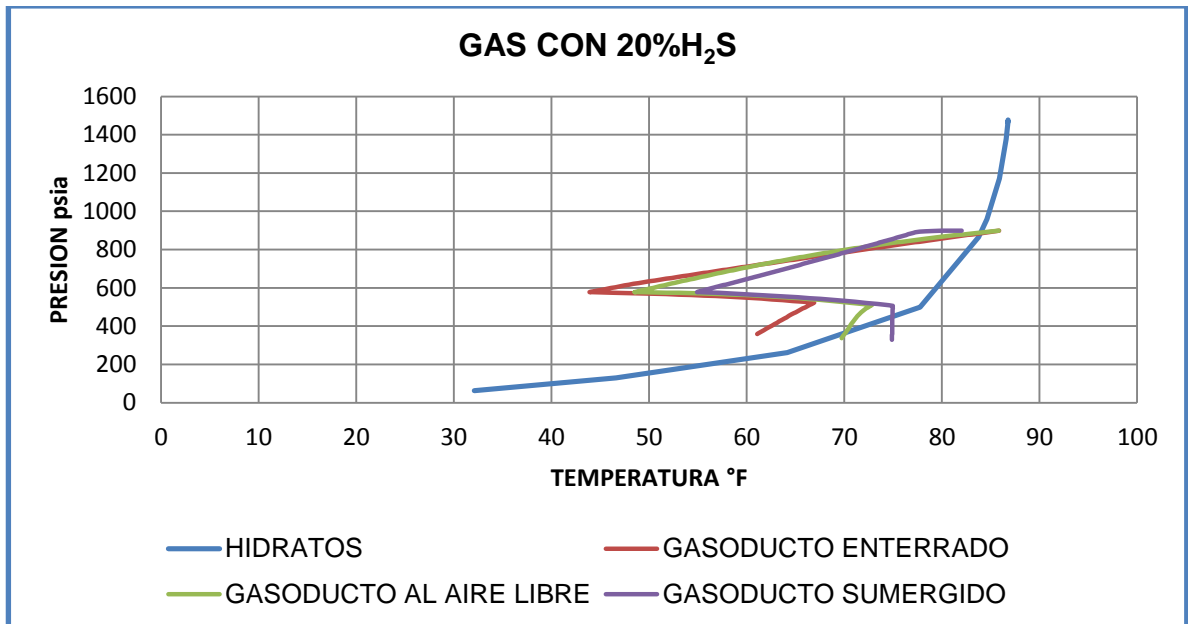
aire libre y el gasoducto sumergido como en el caso anterior para contenido de CO_2 .

Figura 20. Flujo del gas con 10% molar de H_2S



Fuente: El Autor

Figura 21. Flujo del gas con 10% molar de H_2S

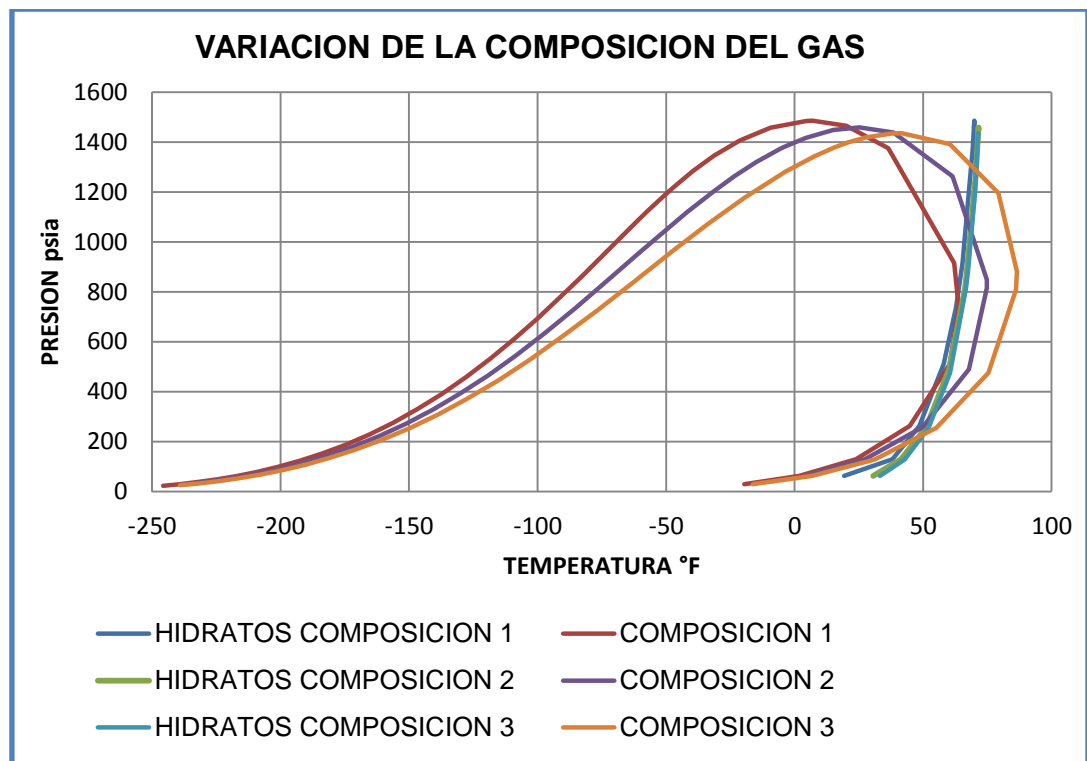


Fuente: El Autor

4.1.2 CAMBIO DE COMPOSICIÓN GASES INTERMEDIOS

La composición química de los gases juegan un papel importante en la estabilidad de los hidratos de gas, un ejemplo es el que se ve en las envolventes de la figura 22 a mayor % molar de intermedios como el etano, en propano e i-butano se da la precipitación de hidratos a más baja presión y a mayor temperatura.

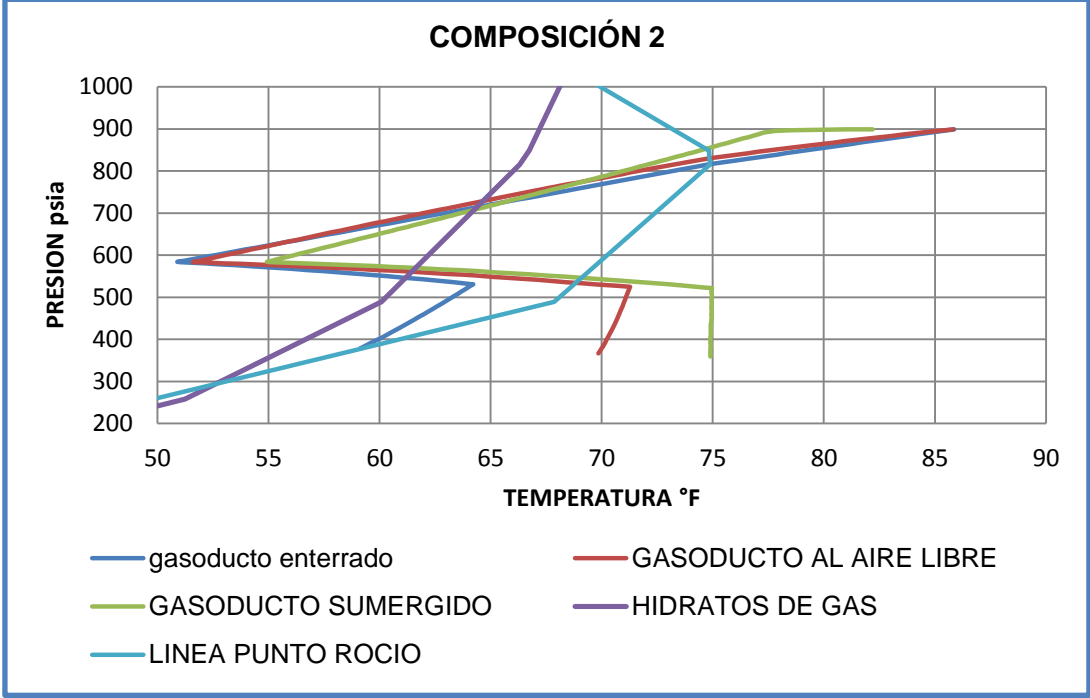
Figura 22. Variación de la composición del gas



Fuente. El Autor

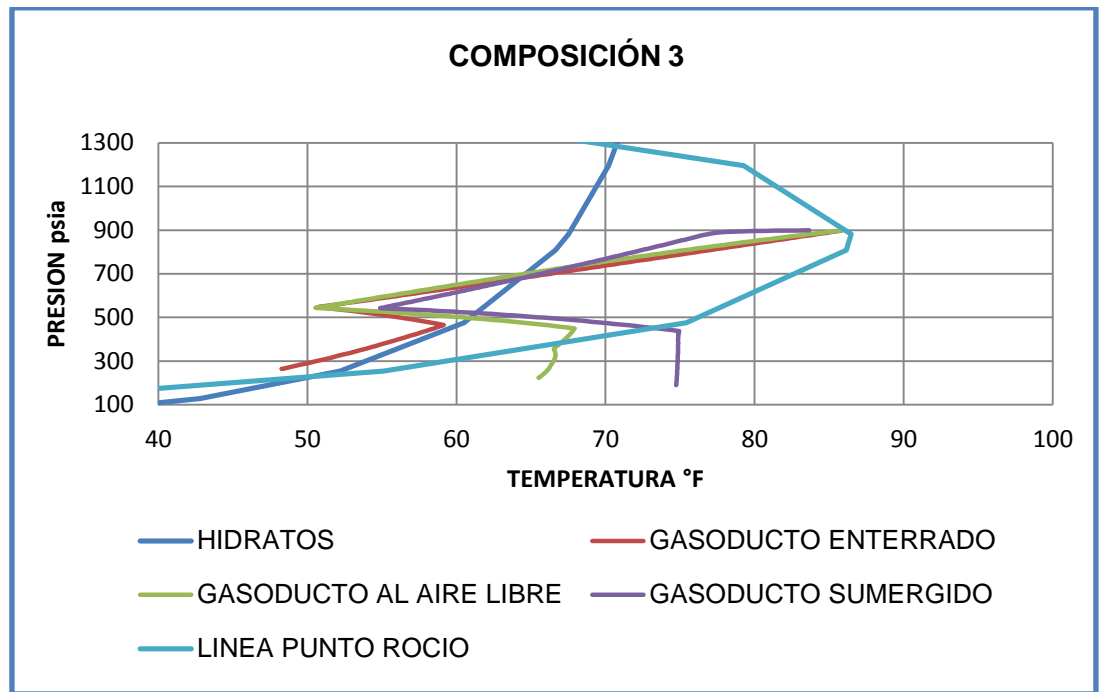
En la figura 23 y 24 podemos ver las temperaturas y presiones que alcanza el gas que fluye por el gasoducto, de la cual podemos concluir que a mayor contenido de intermedios encontramos el punto de rocío a menor distancia recorrida del gas por el gasoducto, lo que indicara que la presencia de compuestos intermedios a mayor porcentaje favorece la formación de hidratos a unas presiones bajas y temperaturas altas comparado con un gas con mayor contenido de metano.

Figura 23. Composición del gas con % molar 76,08 de metano



Fuente. El Autor

Figura 24. Composición del gas con % molar 68,42 de metano



Fuente. El Autor

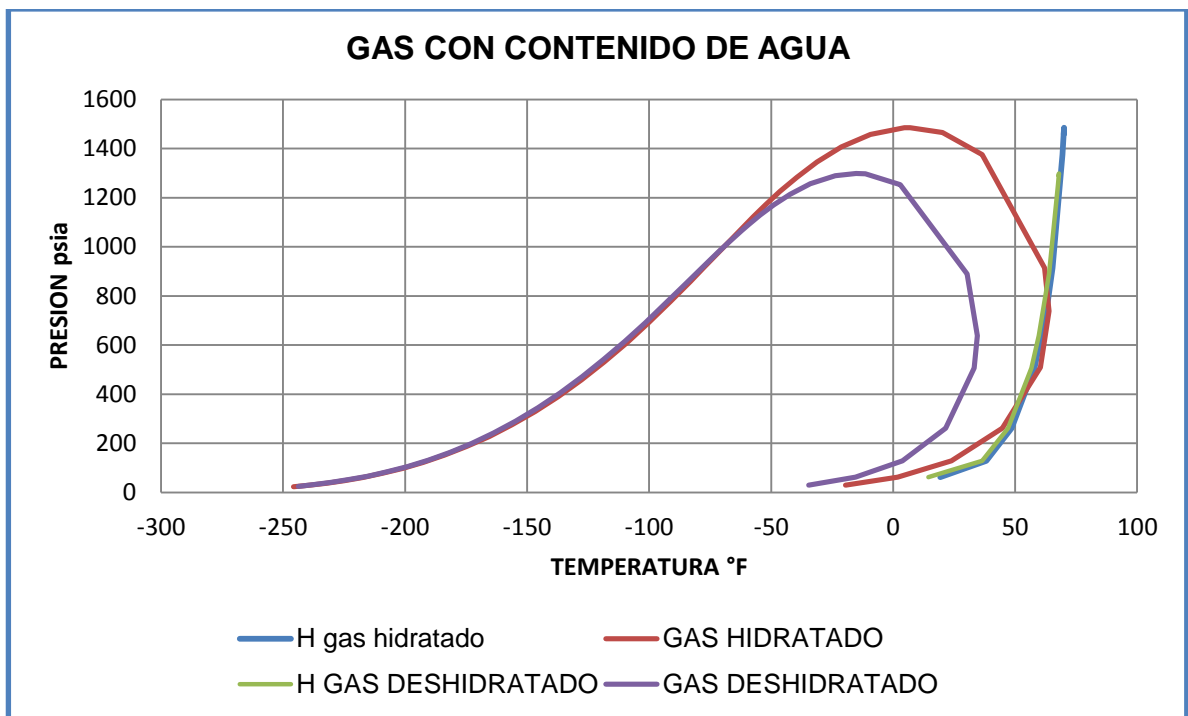
Se ha demostrado el impacto del contenido de hidrocarburos intermedios sobre el comportamiento de fases de un gas natural. El énfasis fue colocado en la interacción de las curvas del punto de rocío, y la de hidratación. Fue demostrado que la ubicación relativa de las curvas del punto de rocío, y la de formación de hidratos con respecto de una con la otra es una función importante del contenido de hidrocarburos intermedios. También fue demostrado para los casos donde el contenido de hidrocarburos intermedios es mayor que el punto de saturación, la curva del punto de rocío se ubica a la derecha de la curva de hidratación. Bajo estas condiciones se condensan hidrocarburos libre y los hidratos pueden formarse si las condiciones son las precisas. Sin embargo, si el contenido de hidrocarburos es sub saturado, la curva del punto de rocío se ubica a la izquierda de la de hidratación, y el estado de equilibrio es inestable en términos termodinámicos (meta-estable), y formará una fase libre acuosa.

4.2 RESULTADOS ESCENARIO 2: CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS

De acuerdo Con los resultados de la gráfica se puedo analizar que en la envolvente del gas deshidratado la línea de saturación de hidratos se lee a presión baja en comparación con la envolvente del gas hidratado, y la línea de hidratos en la cual se lee una presión alta.

De manera tal que el gas deshidratado formara hidratos a presión altas y temperatura bajas, siendo a condiciones más retardadas en comparación con el gas hidratado, lo cual se verifica en la figura 25.

Figura 25. Variación contenido de agua



Fuente: El Autor

La tabla 12 se realizó con un fin comparativo para cada uno de los escenarios en el cual podemos leer los resultados de presión, temperatura y distancia a la cual

se pueden presentar la formación de hidratos, logrando establecer cuál es el escenario de mayor influencia.

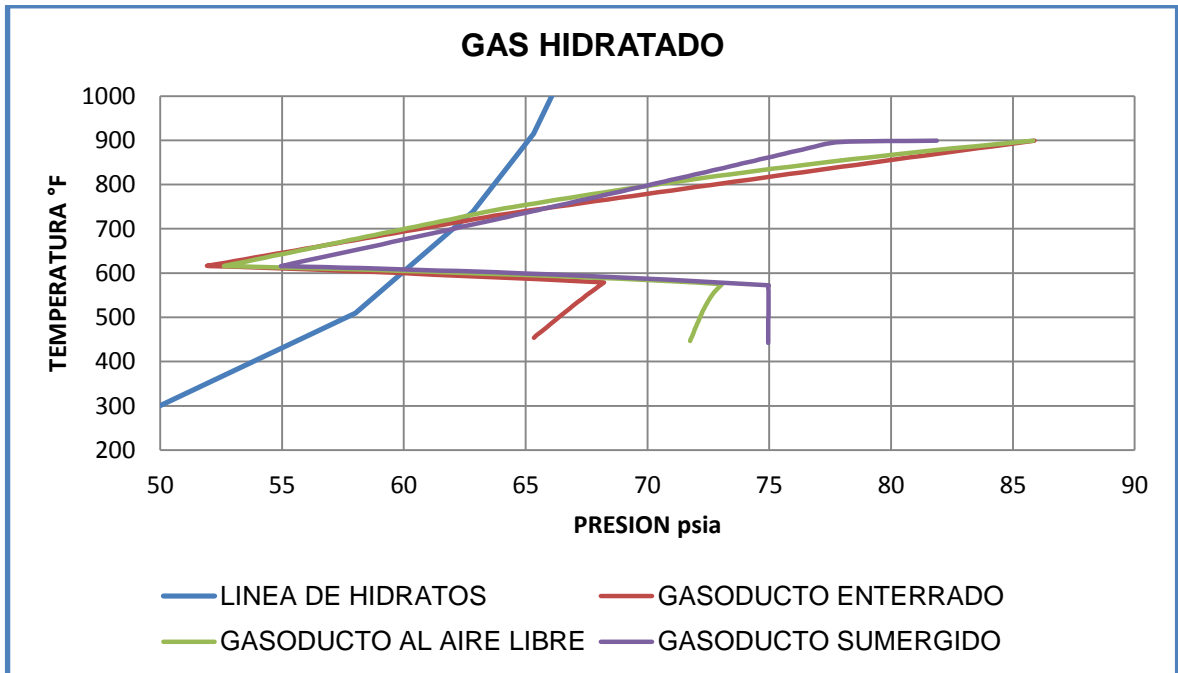
Tabla 12. Tipo de gas vs escenario modelado

TIPO DE GAS	TEMPERATURA(°F)	PRESION(psia)	DISTANCIA(km)
GASODUCTO ENTERRADO			
Gas Hidratado	62,3	717	6,7
Gas Deshidratado	60,8	718	7,6
GASODUCTO AL AIRE LIBRE			
Gas Hidratado	62,6	730	6,2
Gas Deshidratado	61,3	732	6,9
GASODUCTO SUMERGIDO			
Gas Hidratado	62	700	7,8
Gas Deshidratado	60,7	707	8

Fuente: El Autor

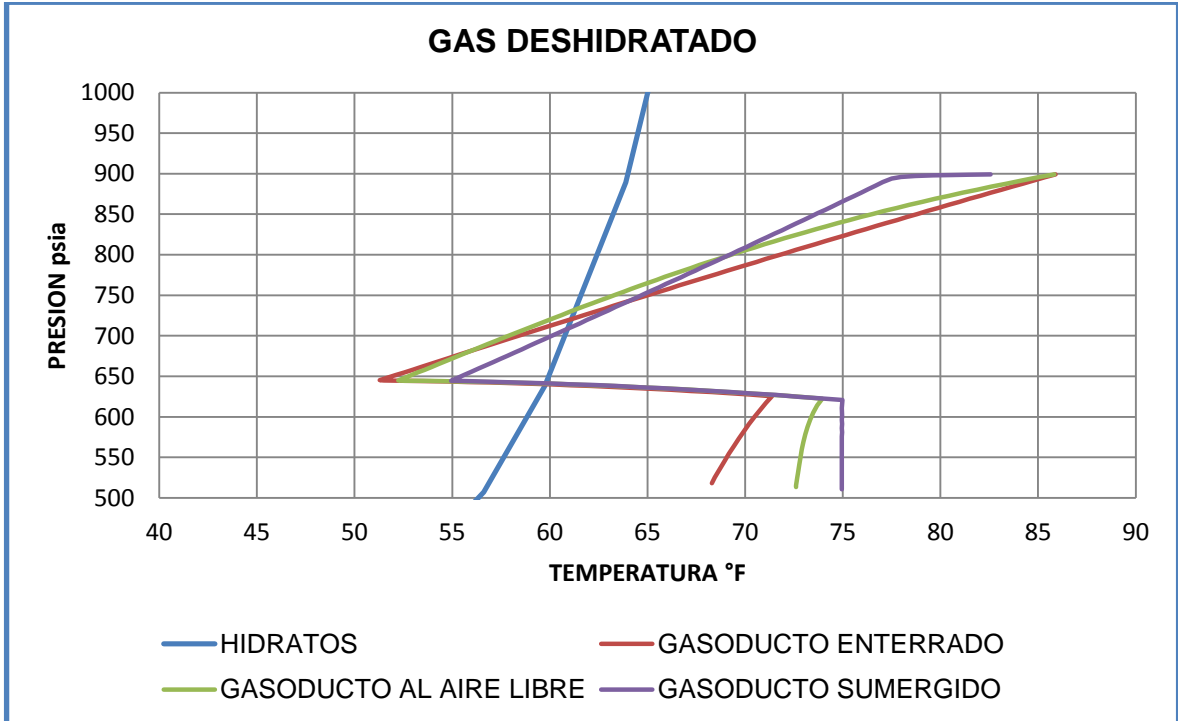
Los datos de las tablas se pueden corroborar en las figura 26 y 27 para cada uno de los escenarios que se analizaron durante el desarrollo del escenario de contenido de agua.

Figura 26. Flujo del gas con contenido de agua



Fuente: El Autor

Figura 27. Flujo de gas deshidratado



Fuente: El Autor

Cuando se realiza una deshidratación de un gas la temperatura de formación de hidratos va hacer menor, no quiere decir que estemos exceptos de su formación como se señala la en la tabla 12 y en las figura 26 y 27. Tomando en cuenta las condiciones bases de cada uno de los gasoductos el que tiene mayor influencia para la formación de hidratos es el escenario al aire libre pues que estos se forman a menor distancia; 6,9(km) para gas deshidratado y de 6,7(km) para el gas hidratado aproximadamente.

4.3 RESULTADOS ESCENARIO 3: TRANSFERENCIA DE CALOR

4.3.1 GASODUCTO ENTERRADO

Inicialmente para la trasferencia de calor en gasoductos se analizó el tipo de suelo y la profundidad de enterramiento de la tubería. De los cuales los valores de presión y temperatura son evaluados en la curva de formación de hidratos para conocer si existe probabilidad de que se presenten condensados en la línea. Los resultados obtenidos se presentan en la figura 28 y 29 posteriormente, en la tabla12 se presentan los resultados obtenidos más detalladamente.

La figura 28 muestra el tipo de suelo en el que se encuentra la tubería no presenta una influencia tan marcada en cuanto se refiere a caídas de presión y temperatura. Pero se puede notar que en la arena mojada los valores de presión y temperatura se dan a un recorrido del gas más corto que el de la arena seca.

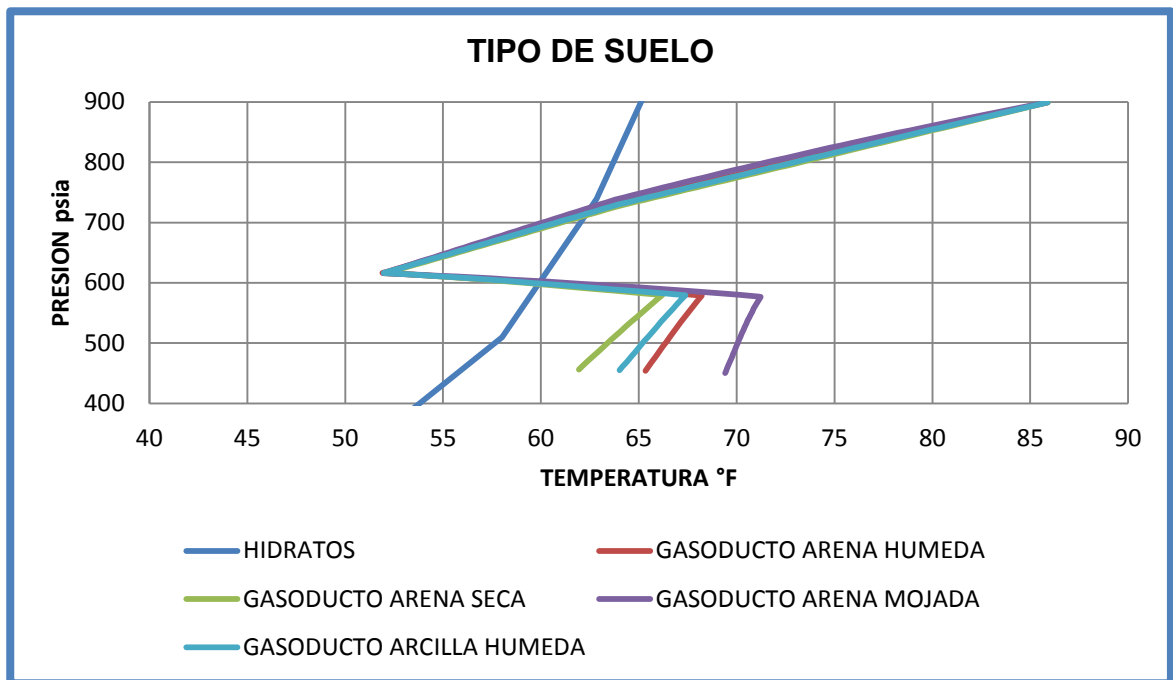
En cuanto a la profundidad de enterramiento se evidencia que el calor en el gasoducto se conserva a mayor profundidad, lo que indica que a menor profundidad y debido a las pérdidas de temperatura se presentaran mayor influencia para la formación de hidratos.

Tabla 13: gasoducto enterrado tipo de suelo y profundidad de enterramiento

TIPO DE SUELO			
	Temperatura (°F)	Presión (psia)	Distancia
ARENA HUMEDA	62,45	717,4	6,7
ARENA MOJADA	62,6	725,5	7
ARENA SECA	62,35	712	6,2
ARCILLA HUMEDA	62,41	715	6,7
PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO			
1,968ft	62,42	719	6,4
3,28 ft	62,37	716,5	6,7
9,84ft	62,29	713,2	7

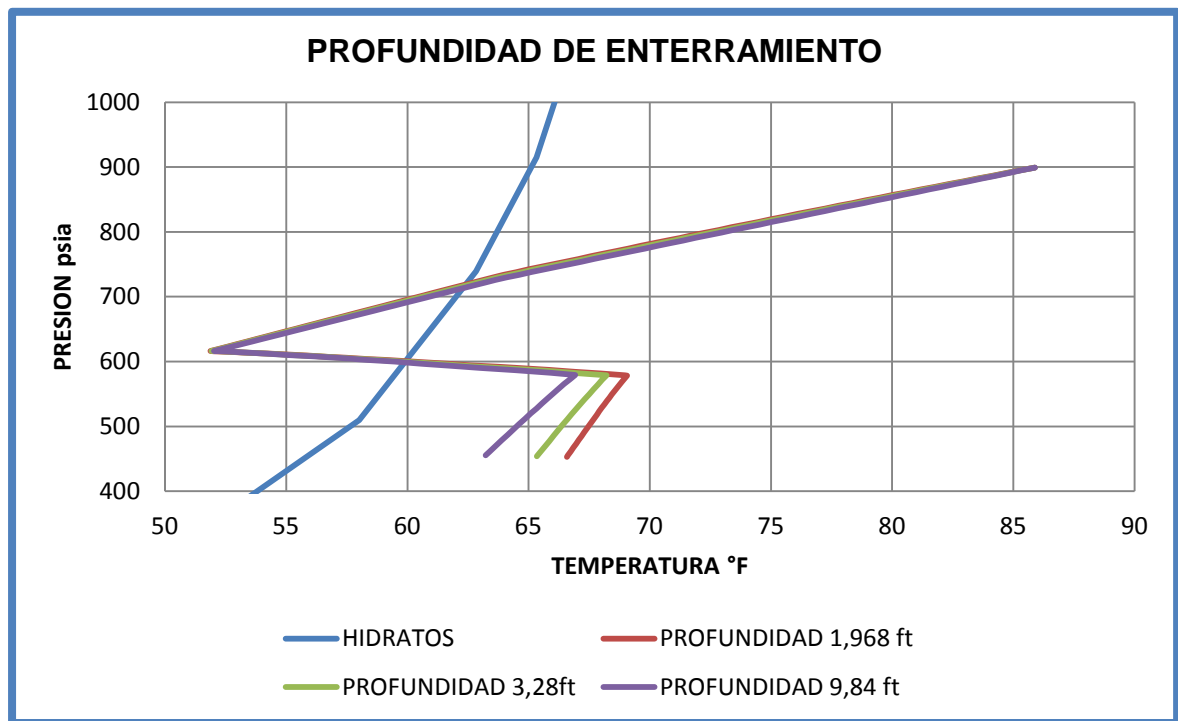
Fuente: El Autor

Figura 28: tipo de suelo por donde pasa el gasoducto



Fuente: El Autor

Figura 29. Profundidad de enterramiento del gasoducto



Fuente: El Autor

4.3.2 GASODUCTO AL AIRE LIBRE

Para este tipo de aislante se realizó un análisis similar al hecho en el gasoducto enterrado. Las variables analizadas aquí fueron tipo de aislante y espesor del aislante, el espesor del aislante se analizó tomando como tipo de aislante el polipropileno el cual presenta una conductividad de 0,130 BTU/hr.ft.F.

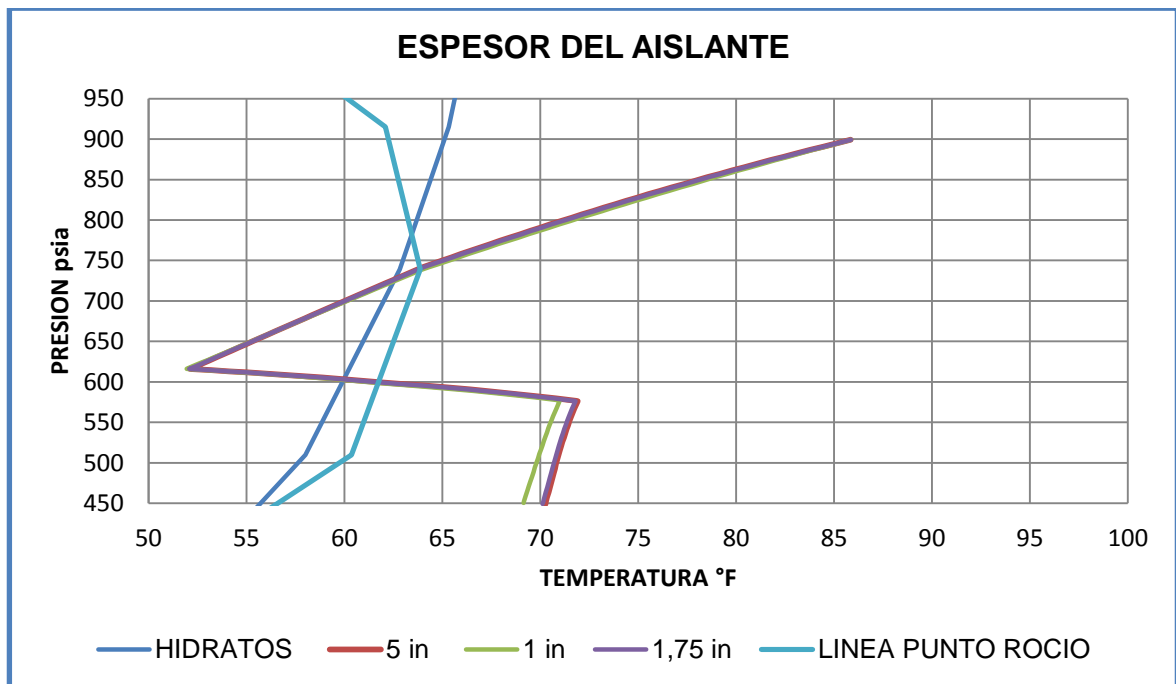
De acuerdo a los datos obtenidos en la tabla 14, para este caso el uso de aislante y su espesor son de gran importancia porque retardan la formación de hidratos, esto debido a la transferencia de calor que tiene el gasoducto con el medio.

El efecto de aislamiento térmico y su espesor es más relevante en este tipo de gasoductos (gasoducto al aire libre) pues en gasoductos enterrados el tipo de terreno ayuda a disminuir las pérdidas de calor y temperatura actuando por decirlo de una manera como aislante. En la tabla 14, se observa que a mayor espesor

del aislante menor serán las pérdidas de temperatura, pero para una toma de decisión de un tipo y espesor de aislante se deben tener en cuenta aparte de la calidad del proceso los costos que estos requieran para su aplicación.

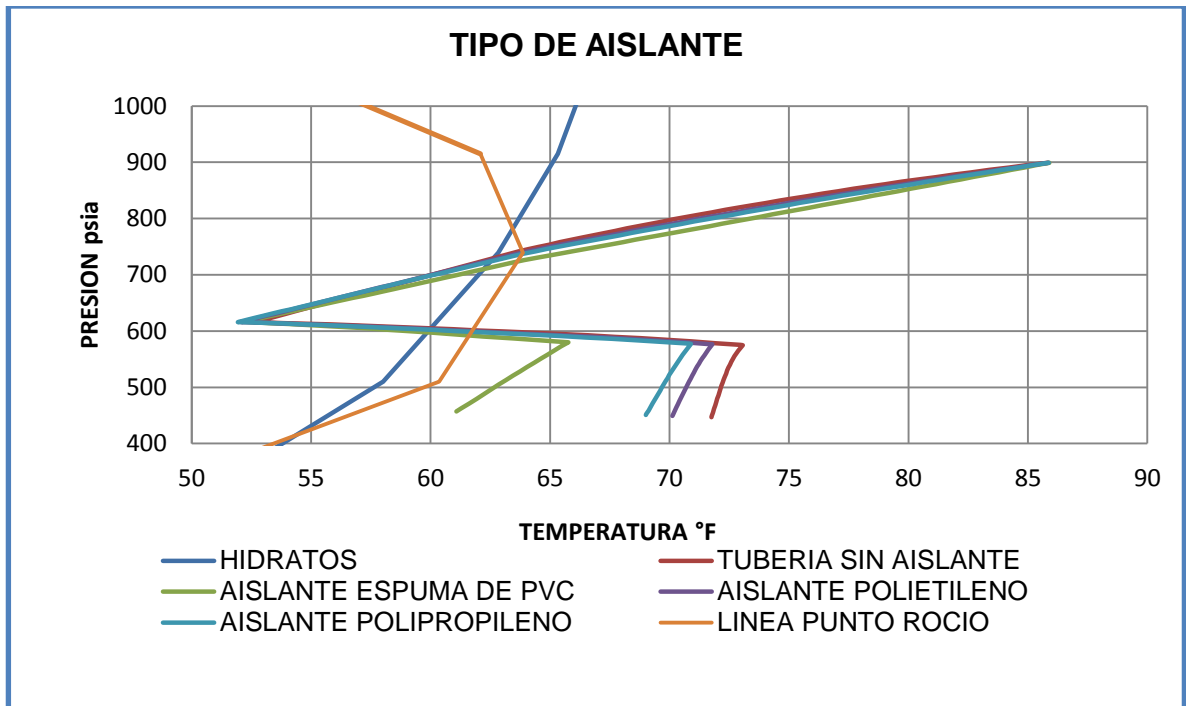
Los datos de la tabla pueden ser corroborados en las figuras 30 y 31 ya que los datos aquí expuestos dependen de la precisión del lector.

Figura 30. Espesor del aislante para un gasoducto al aire libre



Fuente: El Autor

Figura 31. Tipo de aislante para un gasoducto al aire libre



Fuente: El Autor

Tabla 14. Especificaciones gasoducto al aire libre

TIPO DE AISLANTE			
	Temperatura (°F)	Presión (psia)	Distancia
SIN AISLANTE	62,7	730	6,3
ESPUMA DE PVC	62,6	727	6,9
POLIETILENO	62,5	724	6,5
POLIPROPILENO	62,3	710	6,6
ESPESOR DEL AISLANTE			
0,5 in	62,59	727	6,3
1 in	62,58	726,9	6,5
1,75 in	62,52	724,2	6,6

Fuente: El Autor

5. CONCLUSIONES

- El análisis realizado a los escenarios estudiados en el proyecto, se determinó que el porcentaje H_2S en la composición del gas de entrada favorece la formación de hidratos en comparación con el porcentaje del CO_2 .
- Las condiciones climáticas especialmente la presencia de lluvias deben ser consideradas para el gasoducto enterrado, ya que aumenta la transferencia de calor que a su vez intervienen con las condiciones de presión y temperatura de la precipitación de hidratos.
- Al deshidratar el gas la temperatura de formación de hidratos será menor, sin excluir posibles formaciones al alcanzar las temperaturas bajas y altas presiones requeridas por el gas.
- El gasoducto al aire libre presenta un cambio en la temperatura debido a su transferencia de calor con el ambiente, según el análisis lo ideal será que el gasoducto se localice enterrado logrando disminuir las pérdidas en tubería.
- El estudio de la implementación del aislante térmico se hace necesario para disminuir las pérdidas de calor en tuberías, ya que dependiendo el tipo y diámetro del aislante logramos disminuir las pérdidas de temperatura, lo que desfavorece la formación de hidratos de gas en las líneas de flujo.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda un análisis económico de factibilidad del aislamiento que se debería instalar en ciertos puntos críticos del sistema en las líneas de flujo.
- Realizar un estudio posterior a la viabilidad de la instalación de ciertos aislantes al sistema de gasoductos en líneas de flujo.
- Estudiar nuevas trazadas de gasoducto ya que en Colombia presenta una diversidad de topografía y reservorios de gas en aguas costa afuera. Se sugiere un análisis de tuberías sumergidas en ambientes marinos más detallada.

BIBLIOGRAFIA

A.BAHADORI, NATIONAL IRANIAN SOUTH OIL CO., a new approach for multicomponent vapor solid equilibrium calculations in gas hydrate formation. Canadian International Petroleum Conference. 2007.

A.H. MOHAMMADI, SPE, HERIOT-WATT U.; V. SAMIEYAN, NIOC; AND B. TOHIDI, SPE, HERIOT-WATT U., Estimation of water content in sour gases. Speuropec/eage annual conference. 2005.

ARNOLD, K. & STEWART, M., Surface production operations. Volume 2, 1999.

AYALAMARIN, Carlos A., GARCIA YELA Christiann C., Determinación de la temperatura de formación de hidratos del gas natural utilizando redes neuronales artificiales. Bucaramanga, Santander: UIS. 2011 p

BEHAR, E., - DELION, A.S., - HERRI, J. M., - SUGIER, A., & THOMAS, M., Hydrates Problems within the framework of multiphase production and transport of crude oils and natural gases. revue de l'Institut français de pétrole, vol. 49, N°003, 1994.

Br. PONCE V., & ELIO M., Prevención de la formación de hidratos de gas en gasoductos. Tesis de grado. Universidad central de Venezuela, Venezuela. 2002

CARRILLO, J.D., - PASCASIO, G.G., - RAMON, F.C., - GOMEZ, C.A., Análisis de variables operacionales y opciones de inhibición que minimicen la formación de hidratos para asegurar el flujo en un gasoducto. Instituto Mexicano de Ingeniería Química, Vol. 20, N°002, 2005; p 63-72.

CARROL, J., Natural gas Hydrates Second Edition, 2009.

Disponible en: <http://books.google.com.co/books?id=J7iFUKcGoQC&pg=PA168&lpg=PA168&dq=modelos+termodinamicos+en+la+formacion+de+hidratos+de+gas&source=bl&ots=IP007mP5V&sig=CFhp7gRJIJ2ree0jGSwZ9tnWeD8&hl=es&sa=X&ei=KnGBUJawH4va9ASo1YCIDw&ved=0CC0Q6AEwAg#v=onepage&q=modelos%20termodinamicos%20en%20la%20formacion%20de%20hidratos%20de%20gas&f=false>.

Disponible en: http://books.google.com.co/books?id=WPLrWIW7CJAC&pg=PA110&lpg=PA110&dq=modelo+de+van+der+waals+prediccion+de+hidratos&source=bl&ots=p0rEDtneb&sig=_sd2xfJPVoOrWbTWQUUaR6acHI&hl=es&sa=X&ei=3HWBUljAEI49QSDoFo&ved=0CCAQ6AEwAA#v=onepage&q=modelo%20de%20van%20der%20waals%20prediccion%20de%20hidratos&f=false.

Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/59477491/Capitulo-2-2-4-Hidratos>.

Disponible en: <http://redalyc.uaemex.mx/pdf/620/62020302.pdf>.

Disponible en: http://www.mdswater.com/GasHy_6_pipelines_sp.htm.

Disponible en: <http://www.oilproduction.net/fdfd> Nota técnica nº 76

Disponible en: <http://www.slideshare.net/engenheiroalanferreira/tcc-hidrato-alan-emarcelle-9193567>.

EMMANUEL O. OBANIJESU, VISHNU PAREEK, AND MOSES O. TADE, CURTIN UNIVERSITY OF TECHNOLOGY., hydrate formation and its influence on natural gas pipeline internal corrosion rate. Spe oil and gas India conference and exhibition. 2010.

GPSA, Engineering data book.,Gás Processors Suppliers Assoc.,Tulsa, OK.(2004),p.20-5

HYPROTECH Ltda. Hysys Process simulator program, HYSYS and PIPESYS Reference manual and Technical description.Hyprotechcentre, Calgary, Canada. 2002.

KALOGERAKIS, NICOLAS, U. OF CALGARY; JAMALUDDIN, A.K.M., NORANDA TECHNOLOGY CENTRE; DHOLABHAI, P.D., BISHNOI,P.R., U. OF CALGARY, Effect of surfactants on hydrate formation kinetics. Spe international symposium on oilfield chemistry.Marzo. 1993.

Kelland, M.A., Svartaas, T.M., Dybvik, L., RF - Rogaland Research, A new generation of gas hydrate inhibitors.Speannualtechnicalconference and exhibition.October. 1995.

LARA, H.S., & LUQUE, O.I., Selección de los elementos básicos de un simulador a nivel de laboratorio para la evaluación y predicción de la precipitación de hidratos bajo condiciones dinámicas. Tesis de grado. UIS, Bucaramanga.1999
Mc. CAIN, WILLIAM D., The properties of petroleum. Thirdedition. 1990.

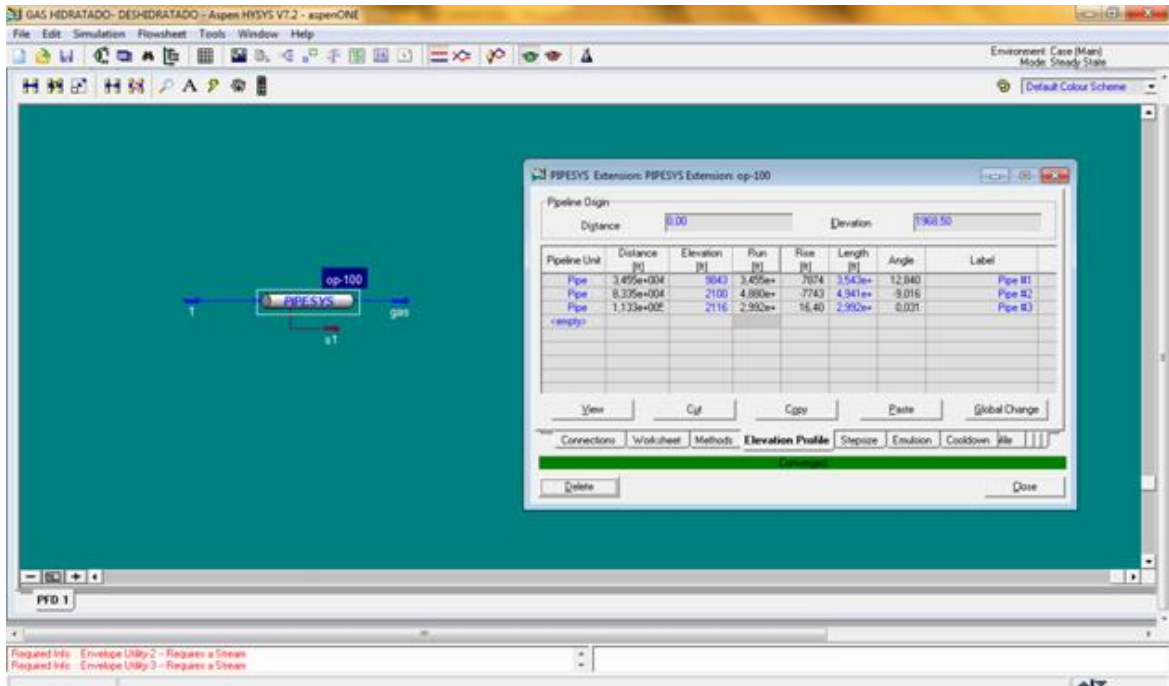
NARDONE, V.-MÜLLER, M. - BOUZA, A.-SÁNCHEZ, Y.-MONTBRUN, J., Evaluación de modelos empíricos para la predicción de hidratos de gas natural. Revista de la facultad de ingeniería U.C.V., vol. 24, N°003,2009; p, 21–31.

PINEDA, Cesar A., Análisis de sensibilidad de los parámetros que influyen en la transferencia de calor en gasoductos. Tesis de Grado. UIS, Bucaramanga. 2006.
SLOAN, E.D. & KOH, C.A., Clathratehydrates of natural gases.Thirdedition, 2007.

TIMOTHY,S.C.,- COLLETT,R.L.,-TAKASHI, U., El creciente interés en los hidratos de gas. Otoño 2000. p 59.

ANEXOS

Anexo A. Entorno de la simulación para un gasoducto mediante el simulador HYSYS y su extensiónPIPESYS



The screenshot shows the Aspen HYSYS V7.2 interface with the PIPESYS Extension dialog box open. The dialog box is titled "PIPESYS Extension: PIPESYS Extension: op-100". It contains a "Pipeline Data" table and several configuration options.

Pipeline Unit	Distance [ft]	Elevation [ft]	Run [ft]	Rise [ft]	Length [ft]	Angle	Label
Pipe	3.495e+004	9043	3.495e+	-7074	3.543e+	12.840	Pipe 01
Pipe	8.335e+004	2100	4.880e+	-7743	4.941e+	-9.016	Pipe 02
Pipe	1.133e+005	2116	2.950e+	16.40	2.950e+	0.031	Pipe 03
empty							

Configuration options in the dialog box include:

- Distance: 0.00
- Elevation: 1968.50
- Buttons: View, Cut, Copy, Paste, Global Change
- Methods: Connections, Worksheet, Methods, Elevation Profile, Stepize, Enulsion, Cooldown, etc.
- Buttons: Delete, Done

The main window shows a process flow diagram (PFD) with a unit labeled "PIPESYS" and a stream labeled "gas". The status bar at the bottom indicates "Required Info: Envelope UBy 2 - Requires a Stream" and "Required Info: Envelope UBy 3 - Requires a Stream".