

Evaluación de alternativas para la prevención y eliminación de hidratos en gasoductos de  
transporte de gas natural

Jesús Miguel Ospino Mojica

Monografía para optar al título de especialista en ingeniería del gas

Director

Emiliano Ariza León

Ingeniero de Petróleos

Doctor en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleo

Especialización en ingeniería del gas

Bucaramanga

2025

## **Agradecimientos**

Agradezco a Dios por la fortaleza y sabiduría, a mi familia por su apoyo incondicional y motivación constante, y a mis docentes y tutores por su valiosa guía durante este proceso.

Extiendo mi gratitud a mis compañeros por su compañerismo y a la Universidad Industrial de Santander, mi alma mater, por las herramientas brindadas para mi formación en toda mi carrera. Este logro es reflejo del esfuerzo compartido de todos ustedes.

## Contenido

Introducción .....	12
Objetivos .....	13
Objetivo general .....	13
Objetivos específicos .....	13
1. Generalidades de hidratos de gas .....	14
1.1 Problemas asociados a la formación de hidratos. ....	15
1.2 Formación de hidratos.....	15
1.3 Estructura cristalina de los hidratos .....	17
1.3.1 Estructura Tipo I. ....	18
1.3.2 Estructura Tipo II.....	18
1.3.3 Estructura Tipo H.....	19
1.4 Naturaleza química de las moléculas huésped de los hidratos. ....	20
1.5 Presión y temperatura .....	21
1.6 Contenido de agua en el gas.....	22
1.7 Mecanismo de formación de hidratos en redes de transporte de gas natural.....	22
1.8 Condiciones operacionales en la que se puede presentar la formación de hidratos.....	23
1.8.1 Presencia de fase acuosa desinhibida:.....	23
1.8.2 Reinicio tras paradas de emergencia.....	24
1.9 Métodos de prevención de hidratos. ....	25

1.9.1	Métodos de adición de productos químicos.....	27
1.9.1.1	Adición de inhibidores termodinámicos THI. ....	27
1.9.1.2	Adición Inhibidores de hidratos de baja dosis (LDHI).....	31
1.9.1.2.1	Adición de inhibidores cinéticos KHI.....	33
1.9.1.2.2	Método de prevención por adición de antiaglomerantes AA.....	35
1.9.2	Método de prevención por calentamiento del sistema.....	38
1.9.2.1	Mecanismos pasivos de calentamiento .....	39
1.9.2.2	Mecanismos activos de calentamiento.....	41
1.9.2.2.1	Calentamiento eléctrico directo (DEH Direct Electrical Heating). ....	41
1.9.2.2.2	Circulación de Fluido Caliente .....	44
1.10	Eliminación de hidratos .....	45
1.10.1	Métodos hidráulicos de eliminación (despresurización).....	46
1.10.2	Métodos químicos de eliminación. ....	49
1.10.3	Métodos térmicos de eliminación. ....	50
1.10.4	Métodos mecánicos de eliminación.....	51
1.11	Selección y uso combinado de técnicas para la eliminación de hidratos.....	51
2.	Evaluación comparativa de tecnologías mediante matriz de selección .....	53
2.1	Selección del tipo de matriz empleada.....	53
2.2	Definición de criterios de evaluación .....	54

2.3	Comparación técnico-económica de las metodologías para la prevención y eliminación de hidratos.....	54
2.4	Asignación de valores ponderados.....	58
2.5	Matriz de selección de tecnologías de prevención de hidratos.....	59
2.6	Matriz de selección de tecnologías de eliminación de hidratos.....	60
3	Análisis del comportamiento de hidratos en gasoductos bajo condiciones operativas representativas.....	62
3.1	Selección del caso representativo o condiciones operativas.....	62
3.2	Procedimiento de Simulación en HYSYS .....	64
3.2.1	Corriente de gas seco saturado con agua .....	64
3.2.2	Configuración del gasoducto .....	66
3.2.3	Condiciones térmicas .....	66
3.2.4	Ejecución.....	67
3.3	Resultados de la simulación.....	69
3.4	Parámetros críticos de formación de hidratos para obtener condiciones operativas optimas.....	80
3.5	Metodología de cálculo manual de condiciones de formación de hidratos.....	81
3.5.1	Método de la gravedad específica del gas.....	81
4	Conclusiones.....	89
5	Recomendaciones .....	92

### Lista de figuras

<b>Figura 1.</b> Celda 512 y 51262. Fuente: Sloan, E. D., & Koh, C. A. (2007). Clathrate hydrates of natural gases (3rd ed.). CRC Press.....	18
<b>Figura 2.</b> Celda 512 y 51264. Fuente: Sloan, E. D., & Koh, C. A. (2007). Clathrate hydrates of natural gases (3rd ed.). CRC Press.....	19
<b>Figura 3.</b> Celdas 512 y 51268. Fuente: Sloan, E. D., & Koh, C. A. (2007). Clathrate hydrates of natural gases (3rd ed.). CRC Press.....	19
<b>Figura 4.</b> Estructuras de los hidratos. Fuente: Fuente: SLOAN, Dendy E. Jr. Fundamental Principles and applications of Natural Gas Hydrates. Center for Hydrate Research, Colorado School of Mines. Nature Publishing Group. Estados Unidos. 2003. Artículo electrónico. Modificada por Hermes Peña Velasquez en Diseño y Operación de plantas de Tratamiento de Gas. ....	20
<b>Figura 5.</b> Modelo conceptual de la formación y taponamiento por hidratos en un sistema de flujo multifásico dominado por gas. Tomado de (Zerpa et al., 2012).....	23
<b>Figura 6.</b> Eficacia de supresión del inhibidor de hidratos. Tomado de (Campbell & Company, 2020). ....	29
<b>Figura 7.</b> Mecanismos de formación de hidratos bajo la influencia de THI, KHI y AA (Frostman, 2000) tomado y modificado de (Chin & Srivastava, 2018).....	38
<b>Figura 8.</b> Diferentes tipos de sistemas aislados de tubería dentro de tubería (Rubel y Broussard, 1994). Tomado de (Thant et al., 2011) .....	40

<b>Figura 9.</b> Sistema de calentamiento eléctrico directo. (a) El cable de alimentación sujeto a la tubería en una configuración piggyback. (b) Disposición del sistema DEH con ánodos unidos a la tubería en las terminaciones de los cables de alimentación. Tomado de (Urdahl et al., 2003). ...	42
<b>Figura 10.</b> Métodos de calentamiento directo e indirecto. Tomado de (McDermott & Sathananthan, 2014).....	45
<b>Figura 11.</b> El perfil batimétrico del caso de estudio (Modificado del ejercicio propuesto). .....	63
<b>Figura 12.</b> Creación y especificación de la corriente de gas seco.....	65
<b>Figura 13.</b> Creación y especificación de la corriente de agua. ....	65
<b>Figura 14.</b> Construcción del sistema de transporte .....	66
<b>Figura 15.</b> Especificación de las condiciones térmicas del gasoducto .....	67
<b>Figura 16.</b> Simulación del sistema. ....	67
<b>Figura 17.</b> Simulación del sistema para cada escenario.....	68
<b>Figura 18.</b> Alerta de presencia de hidratos. ....	68
<b>Figura 19.</b> Perfil de temperatura del gasoducto con gas seco.....	70
<b>Figura 20.</b> Envoltorio de fases del Gas seco, curva de formación de hidratos, perfil termo-hidráulico del gasoducto y zonas de formación y no formación de hidratos.....	72
<b>Figura 21.</b> Perfil de temperatura del gasoducto con gas húmedo. ....	74
<b>Figura 22.</b> Envoltorio de fases del gas húmedo, curva de formación de hidratos, perfil termo-hidráulico del gasoducto y zonas de formación y no formación de hidratos.....	75
<b>Figura 23.</b> Perfil de temperatura del gasoducto con gas condensado. ....	77
<b>Figura 24.</b> Envoltorio de fases del gas condensado, curva de formación de hidratos, perfil termo-hidráulico del gasoducto y zonas de formación y no formación de hidratos. ....	79

<b>Figura 25.</b> Curva de formación de hidratos para gas natural dulce utilizando el método de la gravedad del gas. Unidades de ingeniería americanas. Tomado de (John Carroll, 2014). .....	82
<b>Figura 26.</b> Lectura de las condiciones de formación de hidratos en el gas seco mediante el método de gravedad específica. Adaptado de Carroll (2014).....	86
<b>Figura 27.</b> Lectura de las condiciones de formación de hidratos en el gas húmedo mediante el método de gravedad específica. Adaptado de Carroll (2014).....	87
<b>Figura 28.</b> Lectura de las condiciones de formación de hidratos en el gas condensado mediante el método de gravedad específica. Adaptado de Carroll (2014). .....	88

### Lista de tablas

<b>Tabla 1.</b> Valores calculados de la disminución del punto de hidrato (°C) para varios inhibidores termodinámicos (Kelland 2000/7). Modificado de (Brustad et al., 2005). .....	28
<b>Tabla 2.</b> Costos estimados de inhibidores termodinámicos (USD por tonelada métrica en Latinoamérica o EE.UU en 2025) y comparación de pesos moleculares. ....	28
<b>Tabla 3.</b> Definición de criterios de selección. ....	54
<b>Tabla 4.</b> Análisis técnico-económico de los métodos de prevención de hidratos. ....	56
<b>Tabla 5.</b> Análisis técnico-económico de los métodos de eliminación de hidratos. ....	57
<b>Tabla 6.</b> Valores ponderados de cada criterio. ....	58
<b>Tabla 7.</b> Matriz de selección de tecnologías de prevención de hidratos. ....	59
<b>Tabla 8.</b> Matriz de selección de tecnologías de eliminación de hidratos. ....	60
<b>Tabla 9.</b> Composiciones de los gases. ....	63
<b>Tabla 10.</b> Propiedades de la fracción pesada de cada uno de los gases. ....	64
<b>Tabla 11.</b> Comportamiento de presión y temperatura a lo largo del gasoducto con gas seco. ....	70

<b>Tabla 12.</b> Condiciones P–T de la envolvente de fases y línea de hidratos del gas seco. ....	71
<b>Tabla 13.</b> Comportamiento de presión y temperatura a lo largo del gasoducto con gas húmedo. ....	74
<b>Tabla 14.</b> Condiciones P–T de la envolvente de fases y línea de hidratos del gas húmedo. ....	75
<b>Tabla 15.</b> Comportamiento de presión y temperatura a lo largo del gasoducto con gas condensado.....	77
<b>Tabla 16.</b> Condiciones P–T de la envolvente de fases y línea de hidratos del gas condensado. .	78
<b>Tabla 17.</b> Rangos de operación para evitar la formación de hidratos. ....	81
<b>Tabla 18.</b> Composición molar y pesos moleculares de los componentes del gas seco, gas húmedo y gas condensado. ....	84
<b>Tabla 19.</b> Comparación de los resultados obtenidos en Aspen HYSYS con el método de gravedad específica para el gas seco.....	85
<b>Tabla 20.</b> Comparación de los resultados obtenidos en Aspen HYSYS con el método de gravedad específica para el gas húmedo. ....	86
<b>Tabla 21.</b> Comparación de los resultados obtenidos en Aspen HYSYS con el método de gravedad específica para el gas condensado. ....	87

## Resumen

**Título:** Evaluación de alternativas para la prevención y eliminación de hidratos en gasoductos de transporte de gas natural.

El proceso de producción y transporte de gas natural puede verse afectado por la formación de hidratos de gas, compuestos sólidos que se generan bajo ciertas condiciones de temperatura y presión. Estos hidratos pueden causar obstrucciones, cambios de presión, fallos en equipos de medición y daño a las tuberías en los gasoductos. La prevención y eliminación de los hidratos es esencial para asegurar el funcionamiento eficiente y seguro del sistema de transporte. Este fenómeno es de gran importancia para la industria energética, ya que su formación afecta la eficiencia de los gasoductos, genera pérdidas económicas y puede interrumpir el abastecimiento de gas natural.

Este trabajo de grado presenta una evaluación técnico–económica de alternativas para la prevención y eliminación de hidratos en gasoductos de transporte de gas natural. El estudio comprendió una revisión bibliográfica de los métodos disponibles, la aplicación de una matriz comparativa de selección de tecnologías, y la realización de simulaciones en Aspen HYSYS bajo condiciones operativas representativas, corroborando sus resultados mediante cálculos manuales.

**Palabras clave:** Gas natural, hidratos de gas, formación de hidratos, gasoductos, Transporte de hidrocarburos, obstrucciones en gasoductos, prevención de hidratos, eficiencia operativa, seguridad en transporte, impacto económico.

## Abstract

**Title:** Evaluation of Alternatives for the Prevention and Elimination of Hydrates in Natural Gas Transportation Pipelines.

The process of natural gas production and transportation can be affected by the formation of gas hydrates, solid compounds that form under specific temperature and pressure conditions. These hydrates can cause blockages in transportation lines, pressure changes, failures in measurement equipment, and damage to pipeline infrastructure. Preventing and eliminating hydrates is essential to ensure the efficient and safe operation of the transportation system. This phenomenon is of great importance to the energy industry, as its presence reduces the operational efficiency of pipelines, generates economic losses, and can interrupt the supply of natural gas.

This work presents a techno-economic evaluation of alternatives for the prevention and removal of hydrates in natural gas pipelines. The study included a literature review of the available methods, the application of a comparative technology selection matrix, and simulations in Aspen HYSYS under representative operating conditions, with the results corroborated through manual calculations.

**Keywords:** Natural gas, gas hydrates, hydrate formation, pipelines, hydrocarbon transportation, pipeline blockages, hydrate prevention, operational efficiency, transportation safety, economic impact.

## Introducción

En el proceso de producción de gas natural existen diversos problemas que pueden afectar en gran medida la producción y transporte de este hidrocarburo. Uno de estos problemas operacionales es la formación de hidratos de gas natural. Los hidratos de gas natural son compuestos sólidos que se pueden formar bajo ciertas condiciones específicas, como bajas temperaturas y altas presiones, en las que el agua se combina con gases como metano, etano y otros hidrocarburos. La presencia de estos compuestos en las líneas de conducción de gas puede generar una variedad de situaciones indeseadas. En gasoductos, la formación de hidratos puede causar obstrucciones en las líneas, cambios inesperados de presión, fallos en los equipos de medición, vibraciones y daño a las tuberías. Por esta razón, la prevención de la formación de hidratos y la eliminación de estos una vez se hayan formado son cruciales para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos y el transporte seguro del hidrocarburo.

El estudio de este fenómeno es de gran relevancia para la industria de la energía, ya que su impacto no solo afecta la operación diaria de los sistemas de transporte, sino que también tiene implicaciones económicas significativas. La formación de hidratos representa uno de los inconvenientes operativos más relevantes en el transporte de hidrocarburos, pues estos afectan directamente la eficiencia de los gasoductos. La obstrucción de las líneas, la necesidad de realizar costosos mantenimientos y la interrupción del flujo de gas pueden generar pérdidas económicas sustanciales, además de afectar el abastecimiento final a los usuarios de gas natural, lo cual puede tener consecuencias a nivel industrial y social. Por tanto, la investigación de métodos efectivos para prevenir y controlar la formación de hidratos es fundamental para mejorar la seguridad, eficiencia y rentabilidad de la industria del gas natural.

## **Objetivos**

### **Objetivo general**

Evaluar alternativas para la prevención y eliminación de hidratos en gasoductos de transporte de gas natural, mejorando la continuidad y eficiencia del flujo.

### **Objetivos específicos**

1. Realizar una revisión bibliográfica sobre formación de hidratos en gasoductos y tecnologías de prevención y eliminación.
2. Evaluar tecnologías alternativas mediante una matriz de selección basada en eficiencia, costos y facilidad de implementación.
3. Analizar el comportamiento de hidratos en gasoductos bajo condiciones operativas representativas utilizando cálculos o datos de la literatura.
4. Realizar un análisis centrado en los parámetros críticos de formación de hidratos para obtener condiciones operativas optimas.

## CAPITULO 1

### 1. Generalidades de hidratos de gas

En los yacimientos de petróleo y gas es normal encontrar estos hidrocarburos coexistiendo con agua y otros compuestos en el mismo medio. El agua que podemos encontrar en las líneas de producción es agua que proviene del yacimiento y es denominada agua de formación, esta se puede manifestar en las líneas de producción en fase líquida y en estado vapor. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos conformada principalmente por metano, etano, propano, butano y en menor porcentaje por otros alcanos como C5, y además, componentes no hidrocarburos como el sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, nitrógeno y agua. En combinación con el agua, muchos de estos componentes encontrados en el gas natural, forman hidratos (Carroll, John. 2014) bajo ciertas condiciones de presión y temperatura.

Los hidratos de gas son un compuesto sólido cristalino formado a partir del agua y algunas pequeñas moléculas (Carroll, John. 2014). Tiene una apariencia similar al hielo y se puede generar bajo ciertas condiciones en las tuberías de transporte de gas desde el yacimiento hasta una planta de tratamiento del gas. La formación de estos hidratos representa un problema para la industria ya que puede generar diversos inconvenientes en toda la cadena de producción del gas generando costos de millones de dólares anuales e incluso pérdidas humanas.

En los campos de aguas profundas de África Occidental, la temperatura a la que los hidratos comienzan a disociarse —es decir, a romperse y liberar el gas atrapado— suele encontrarse entre 18 °C y 25 °C, tanto en condiciones operativas normales (cuando el pozo está en producción), como en condiciones de cierre (cuando el flujo se detiene, por ejemplo, por mantenimiento o una emergencia). Esta temperatura es mucho mayor que la temperatura ambiente del agua de mar de 3

°C a 4 °C, lo que significa que los fluidos se convertirán en hidratos y potencialmente crearán bloqueos. (Alborzi et al., 2024)

### **1.1 Problemas asociados a la formación de hidratos.**

La presencia y formación de hidratos en las instalaciones de procesamiento y transporte de gas natural, genera condiciones problemáticas en el funcionamiento de dichas instalaciones. Se pueden presentar problemas de paradas de planta por obstrucciones no controladas lo cual puede llevar a grandes pérdidas económicas por la disminución en los índices de producción de las plantas, además, también problemas de seguridad del personal e integridad de equipos que a su vez también se traducen en costos para una empresa.

### **1.2 Formación de hidratos.**

La formación de los hidratos requiere de 3 condiciones principales, estas condiciones están interconectadas y no existe la formación de hidratos si no se cumplen:

- Una combinación exacta de presión y temperatura. La formación de hidratos se ve favorecida por bajas temperaturas y altas presiones. La temperatura y la presión exactas para que se formen los hidratos depende de la composición del gas. Sin embargo, los hidratos pueden formarse a temperaturas superiores a 0 °C (32 F), que es punto de congelación del agua.
- Un componente formador de hidratos el cual puede ser metano, etano o dióxido de carbono.
- Una cantidad suficiente de agua. (Carroll, John. 2014)

Otras condiciones que favorece la formación de hidratos es la turbulencia, la cual se ve afectada por la velocidad y la agitación del sistema, los sitios de nucleación y la salinidad.

- **Velocidades altas:** Las regiones en la tubería donde la velocidad de flujo es alta son mas susceptibles a la formación de hidratos, por ejemplo, se puede presentar formación de hidratos en zonas donde hay válvulas choque debido a la caída de la temperatura que se genera por el efecto Joule Thompson. Dicha caída de temperatura puede ocasionar que el gas entre en la zona de formación de hidratos en una envolvente de fases.
- **Agitación:** las mezclas en cualquier parte del proceso pueden favorecer la formación de hidratos.
- **Sitios de nucleación:** Los sitios de nucleación son los puntos donde comienza la cristalización de los hidratos. Estos sitios pueden encontrarse en diversas superficies o condiciones dentro un sistema de producción o transporte de gas. La identificación y control de estos sitios de nucleación es clave en la prevención de bloqueos en tuberías y equipos de producción de gas.
- **Salinidad:** La salinidad del agua presente en los sistemas de producción y transporte de gas natural tiene un efecto inhibitor sobre la formación de hidratos. La presencia de sales disueltas, como cloruro de sodio (NaCl), cloruro de calcio (CaCl<sub>2</sub>) o cloruro de potasio (KCl), interfiere con la estructura de enlaces de hidrógeno entre moléculas de agua, necesaria para la formación de las jaulas de hidrato. Este fenómeno reduce la cantidad de agua disponible para la formación de hidratos y, además, desplaza la curva de equilibrio hacia temperaturas más bajas. Es decir, a una presión dada, la temperatura a la cual pueden formarse hidratos será menor en un sistema salino en comparación con un sistema de agua dulce.

Un término muy comúnmente usado en el análisis de la formación de hidratos es el **subenfriamiento**, el cual se define como la diferencia entre la temperatura de equilibrio de formación de hidratos y la temperatura real del sistema. Este parámetro indica qué tan lejos se encuentra el sistema de las condiciones críticas para que se formen hidratos. Cuando la temperatura del fluido es inferior a la temperatura de equilibrio a una presión dada, se dice que existe subenfriamiento, lo cual favorece la nucleación y el crecimiento de hidratos. A mayor subenfriamiento, mayor es el riesgo de formación acelerada de estos compuestos sólidos, lo que puede generar bloqueos en los ductos y afectar la operación segura del sistema de transporte de gas natural.

Una vez las condiciones para la formación de hidratos se dan, los hidratos se comenzarán a formar. Es importante resaltar que los hidratos no necesariamente se aglomeran en el mismo lugar que se forman, los hidratos pueden viajar con el fluido en la tubería y acumularse en otras partes del sistema. Es esta acumulación la que generalmente produce problemas.

### **1.3 Estructura cristalina de los hidratos**

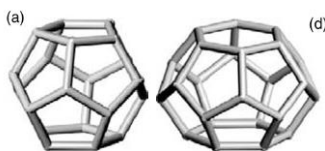
Existen 3 tipos de estructuras asociadas a la formación de hidratos y son: tipo I, tipo II y tipo H. En la industria del petróleo y el gas normalmente se dan las estructuras tipo I y II.

Las estructuras de los hidratos están formadas por una celda (jaula) básica tipo 5<sup>12</sup>, compuesta por 12 caras pentagonales formadas por moléculas de agua unidas entre sí por puentes de hidrógeno, con un oxígeno en cada vértice. El diámetro libre de cada celda es 5,1 Å, suficiente para acomodar una molécula huésped como el metano (de diámetro 4,36 Å).

### 1.3.1 Estructura Tipo I.

Es la más común en la producción de gas natural, se forma principalmente con moléculas de gas pequeñas con tamaños entre los 4.2 – 6 Å, como el metano ( $\text{CH}_4 = 4,36 \text{ Å}$ ), etano ( $\text{C}_2\text{H}_6 = 5,5 \text{ Å}$ ), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y sulfuro de hidrogeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ).

En este tipo de estructura podemos encontrar celdas del tipo  $5^{12}$  cuyo diámetro de celda es de 5,1 Å y también del tipo  $5^{12}6^2$ , es decir, 12 caras pentagonales originales y dos hexagonales adicionales. El diámetro de este tipo de celdas es de 5,86 Å por lo tanto, las estructuras tipo I pueden contener moléculas de metano y propano en su interior, la estructura cristalina si se forma de la combinación de dos celdas  $5^{12}$  y seis  $5^{12}6^2$  con 46 moléculas de agua. (Delgado L., 2013). En la figura 1 se ilustra la estructura tipo I de hidratos de gas.



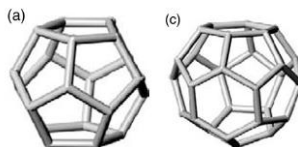
**Figura 1.** Celda  $5^{12}$  y  $5^{12}6^2$ . Fuente: Sloan, E. D., & Koh, C. A. (2007). Clathrate hydrates of natural gases (3rd ed.). CRC Press.

### 1.3.2 Estructura Tipo II.

Se forma con moléculas gaseosas de tamaño intermedio mayor a 6 Å y menor a 7 Å, como propano ( $\text{C}_3\text{H}_8 = 6,3 \text{ Å}$ ), isobutano ( $i\text{-C}_4\text{H}_{10} = 6,5 \text{ Å}$ ). Además, también con moléculas de tamaño pequeño menores a 4.2 Å como el nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) y moléculas pequeñas que incluyen hidrogeno.

En este tipo de estructura podemos encontrar celdas del tipo  $5^{12}$  cuyo diámetro de celda es de 5,1 Å y también del tipo  $5^{12}6^4$  de diámetro 6,66 Å, con 12 caras pentagonales y 4 caras hexagonales. La combinación de 16 celdas  $5^{12}$  con 8 celdas  $5^{12}6^4$  forma un cristal tipo sII, con

136 moléculas de agua. (Delgado L., 2013). En la figura 2 se ilustra la estructura tipo I I de hidratos de gas.

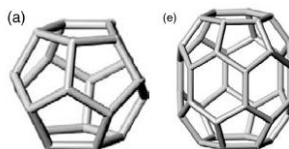


**Figura 2.** Celda  $5^{12}$  y  $5^{12}6^4$ . Fuente: Sloan, E. D., & Koh, C. A. (2007). Clathrate hydrates of natural gases (3rd ed.). CRC Press.

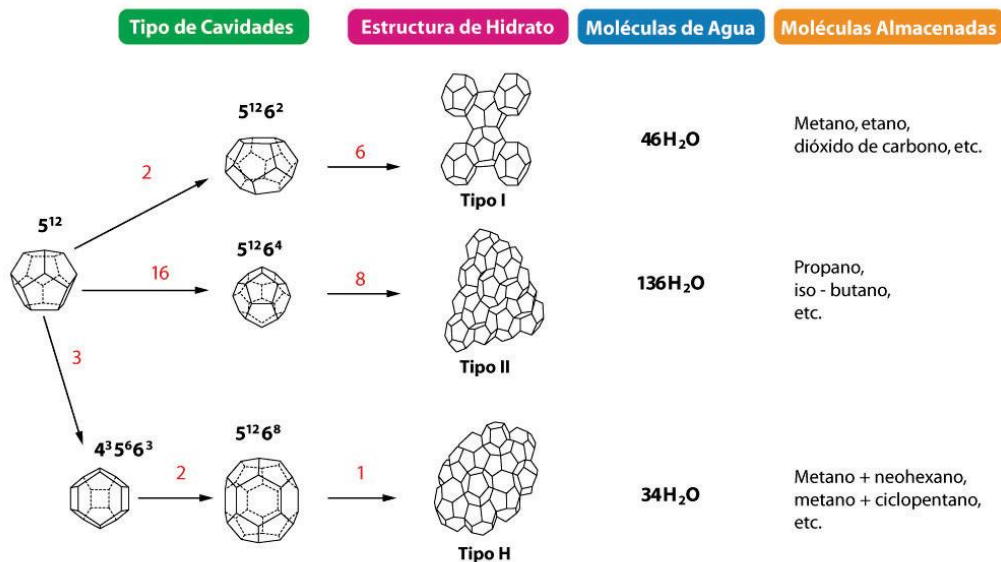
### 1.3.3 Estructura Tipo H

Es menos común y requiere la presencia de moléculas grandes de gas con tamaños entre 7 – 9 Å como el ciclohexano y metilciclopentano, cuando van acompañadas con un gas más pequeño como metano.

En este tipo de estructura podemos encontrar celdas del tipo  $5^{12}$  cuyo diámetro de celda es de 5,1 Å y también del tipo  $5^{12}6^8$  con 12 caras pentagonales y 8 caras hexagonales. La combinación de 3 celdas  $5^{12}$  con 1 celdas  $5^{12}6^8$  forma un cristal tipo sH, con 34 moléculas de agua. (Delgado L., 2013). En la figura 3 se ilustra la estructura tipo H de hidratos de gas.



**Figura 3.** Celdas  $5^{12}$  y  $5^{12}6^8$ . Fuente: Sloan, E. D., & Koh, C. A. (2007). Clathrate hydrates of natural gases (3rd ed.). CRC Press.



**Figura 4.** Estructuras de los hidratos. Fuente: Fuente: SLOAN, Dendy E. Jr. Fundamental Principles and applications of Natural Gas Hydrates. Center for Hydrate Research, Colorado School of Mines. Nature Publishing Group. Estados Unidos. 2003. Artículo electrónico. Modificada por Hermes Peña Velasquez en Diseño y Operación de plantas de Tratamiento de Gas.

En la figura 4 se presentan las principales estructuras de los hidratos de gas. El tipo de hidrato formado depende del tamaño de la molécula huésped y su estructura influye en su comportamiento dentro de tuberías y sistemas de producción. Tipo I y II son los más problemáticos en términos de flujo, ya que forman bloqueos en tuberías

#### 1.4 Naturaleza química de las moléculas huésped de los hidratos.

Jeffrey y McMullan (1967) caracterizaron a las moléculas huésped en los siguientes cuatro grupos:

- Compuestos hidrófobos.
- Gases ácidos solubles en agua.

- Compuestos polares solubles en agua.
- Sales de alquilamonio ternarias o cuaternarias solubles en agua.

La mayoría de las moléculas de gas natural que forman hidratos son hidrófobas, a excepción del sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono, de modo que los huéspedes del gas natural caen dentro de las dos primeras categorías (Sloan, Koh, 2007).

### **1.5 Presión y temperatura**

Como se mencionó anteriormente, la formación de hidratos se da bajo condiciones de baja temperatura y altas presiones. Para cada tipo de gas es posible generar una curva en el plano de presión-temperatura que mapee la zona en la cual se pueda presentar la formación de hidratos. Si el pozo, la tubería o el proceso están por fuera de dicha región, la formación de hidratos no es un problema. Por otra parte, si el proceso se encuentra dentro de la región se deben tomar acciones para evitar la formación de hidratos (Carroll, John, 2014). Generalmente, cuando se dibuja la curva de formación de hidratos, se añade un margen de 3 a 5 (°C) como margen de seguridad.

Cuando se habla de hidratos, las variables de presión y temperatura van amarradas la una a la otra. Para cada valor de presión, existen valores de temperatura en los que puede presentarse formación de hidratos y valores de temperatura en los que los hidratos no son un problema y viceversa. Entonces, al hablar de condiciones de formación de hidratos, debemos hablar de una combinación de presión y temperatura, y no de cada variable por aparte.

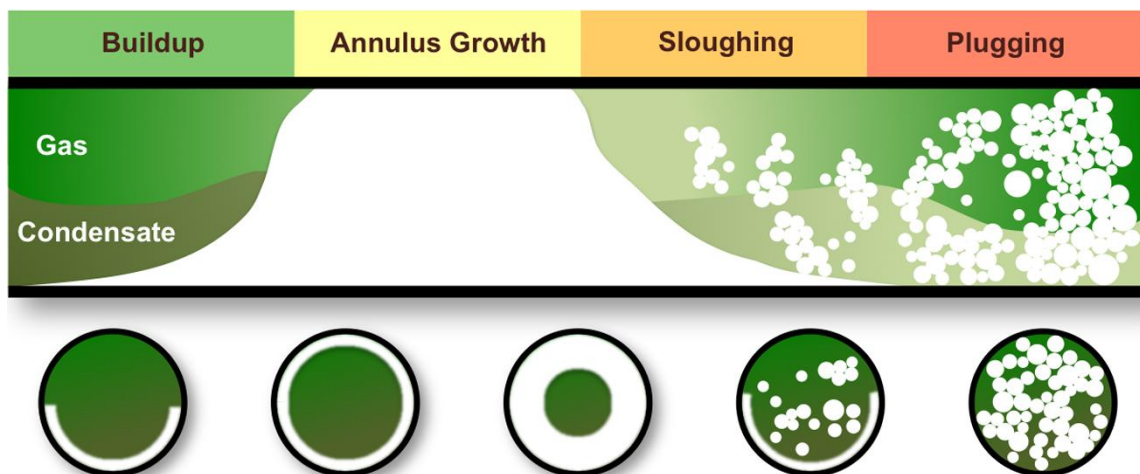
## **1.6 Contenido de agua en el gas**

En la industria del petróleo y gas, el agua siempre está presente en la producción de hidrocarburos. Cuando se produce gas natural, este se encuentra saturado con agua, esta agua puede condensarse en alguna parte del proceso, además, el agua de formación también denominada como agua libre, se produce junto con los fluidos de interés en el pozo.

Cuando las condiciones de presión y temperatura del gas cambian, puede presentarse la condensación del agua que está en estado vapor en el gas lo cual favorece la formación de hidratos al presentarse la formación de agua libre, pero no necesariamente debe formarse el agua libre.

## **1.7 Mecanismo de formación de hidratos en redes de transporte de gas natural.**

En sistemas con predominio de gas, el principal mecanismo de formación de hidratos es la deposición en la pared de la tubería en la interfaz entre el agua y el gas, como se muestra en la Figura 5, la capa de hidratos crece alrededor de las paredes hasta cubrir el todo el perímetro de la tubería, estos depósitos pueden crecer gradualmente, durante períodos prolongados, hasta estrechar el canal de flujo y causar caídas de presión significativas en el sistema. Estos depósitos también pueden desprenderse de la pared (desprendimiento) debido al esfuerzo cortante del fluido, y los fragmentos sueltos de hidratos pueden eventualmente acumularse en una restricción de flujo (por ejemplo, otro depósito de hidratos, una válvula o una curva) y provocar el bloqueo del sistema. (Zerpa et al., 2012).



**Figura 5.** Modelo conceptual de la formación y taponamiento por hidratos en un sistema de flujo multifásico dominado por gas. Tomado de (Zerpa et al., 2012)

### **1.8 Condiciones operacionales en la que se puede presentar la formación de hidratos.**

Los tapones de hidrato no suelen formarse durante el funcionamiento normal de la línea de flujo debido a su diseño y a las estrategias de mitigación implementadas. Sin embargo, pueden generarse en situaciones de operación anormal, en las cuales se cumplen las condiciones necesarias para su formación. Estas condiciones incluyen bajas temperaturas, altas presiones y la presencia de agua junto con hidrocarburos ligeros. A continuación, se detallan tres escenarios principales que pueden propiciar la formación de tapones de hidrato:

#### **1.8.1 Presencia de fase acuosa desinhibida:**

Para prevenir la formación de hidratos, es fundamental que el agua libre presente en la tubería esté inhibida mediante la inyección de agentes como el metanol o el monoetilenglicol (MEG). Sin embargo, hay varios factores que pueden llevar a la presencia de agua sin inhibición, lo que facilita la generación de hidratos:

- **Exceso de agua en la corriente de gas:** Si el contenido de agua en la fase gaseosa supera la capacidad de los sistemas de deshidratación, es más probable que aparezca agua líquida sin suficiente protección contra hidratos.
- **Fallas en el deshidratador:** Un mal funcionamiento en los sistemas de deshidratación, como una reducción en la eficiencia de las torres de adsorción o regeneración, puede permitir que agua libre pase a la línea de flujo.
- **Interrupción en la inyección del inhibidor:** Puede deberse a diversos problemas operativos, como un fallo en la bomba de inyección, una obstrucción en el sistema de distribución del inhibidor o incluso una fuga en la línea umbilical que transporta el inhibidor hasta el punto de inyección. Si el gas húmedo no recibe el inhibidor en la cantidad adecuada, se incrementa el riesgo de formación de hidratos.

### 1.8.2 Reinicio tras paradas de emergencia

Durante el funcionamiento normal, el flujo continuo y la temperatura del sistema suelen mantenerse dentro de un rango seguro que evita la formación de hidratos. Sin embargo, cuando ocurre una parada de emergencia debido a fallas en equipos críticos, como compresores o válvulas principales, el gas dentro de la tubería puede enfriarse y alcanzar temperaturas en las que los hidratos se estabilizan y comienzan a depositarse en las paredes de la tubería. Algunos aspectos clave de este escenario son:

- **Condensación de agua libre:** Durante la detención del flujo, el enfriamiento del gas puede causar que parte del vapor de agua condense y forme una fase líquida susceptible a la generación de hidratos.

- **Arranque sin medidas preventivas:** Si el sistema se reinicia sin haber aplicado medidas de mitigación, como el precalentamiento de la tubería o la inyección de inhibidores, los hidratos formados durante la parada pueden actuar como núcleos de crecimiento para la formación de tapones.

### 1.8.3 Enfriamiento por restricción de flujo:

La expansión rápida del gas a través de una restricción puede provocar una caída brusca de temperatura debido al efecto Joule-Thomson. Este fenómeno ocurre comúnmente en los siguientes casos:

- **Paso del gas por válvulas de estrangulamiento:** Cuando el gas húmedo atraviesa una válvula de regulación o control, la reducción de presión puede causar una disminución de temperatura suficiente para que se inicien las condiciones de formación de hidratos.
- **Obstrucciones en la línea de gas combustible:** Una acumulación de condensados en una línea de gas de suministro, como la utilizada para alimentar turbinas o quemadores, puede generar restricciones que induzcan un enfriamiento local significativo. Si la temperatura cae por debajo del umbral de estabilidad de los hidratos, se pueden formar tapones en la tubería.

## 1.9 Métodos de prevención de hidratos.

Para evitar la formación de hidratos, se pensaría que bastaría con eliminar una de las tres condiciones anteriormente mencionadas para que los hidratos no se formen, pero esto no es del todo cierto. En la industria del petróleo y gas normalmente, no es posible eliminar los formadores de hidratos (gas natural) ya que son nuestro producto de interés (Carroll, John. 2014).

En el transporte, se debe tener especial cuidado al tratar de disminuir demasiado la presión debido a que esto puede llevar a que la cantidad de gas transportado por unidad de volumen disminuya (debido a la expansión del gas), lo que puede hacer que el transporte sea menos eficiente y poco rentable, ya que se necesitaría mover un mayor volumen de gas, para obtener la misma cantidad de energía en algún punto de entrega, lo cual incrementa costos operativos y puede afectar la viabilidad económica del sistema. (Sloan, Koh. 2007).

Los métodos de prevención se centran entonces en atacar factores claves como el contenido de agua del gas y controlar la temperatura del sistema.

En lo que respecta al contenido agua en el gas natural, existen métodos para disminuir la cantidad de agua presente en el gas. Al proceso por el cual se le retira o se disminuye significativamente el agua de una corriente de gas natural se le denomina deshidratación.

Por otra parte, como métodos utilizados para controlar la temperatura del gas tenemos la adición productos químicos como inhibidores termodinámicos THI, inhibidores de baja dosis LDHI y antiaglomerantes, y métodos de calentamiento de las líneas de distribución del gas. Todos estos métodos se describirán con más detalle a continuación.

## **1.9.1 Métodos de adición de productos químicos**

### **1.9.1.1 Adición de inhibidores termodinámicos THI.**

La manera más común para prevenir la formación de hidratos es con el uso de inhibidores. Los inhibidores termodinámicos son componentes químicos que se añaden en concentraciones entre el 10-60% para alterar las condiciones de formación de hidratos. Al ser añadidos a un gas, esto permite que los hidratos en la nueva mezcla se formen a temperaturas mucho más bajas o presiones más altas. (Paez et al., s. f.)

En los casos en los que el gas debe de recorrer grandes distancias antes de llegar a una planta de tratamiento, suele usarse la inyección directa de inhibidores termodinámicos como alcoholes (metanol o etanol) o glicoles (monoetilenglicol - MEG, dietilenglicol - DEG, trietilenglicol – TEG) a la corriente de gas para que el agua libre se una al inhibidor por medio de puentes de hidrogeno o enlaces con las moléculas de agua y evite la formación de hidratos. También se pueden utilizar soluciones salinas para la inhibición de hidratos, pero estas son corrosivas, menos eficaces que el metanol o los glicoles y podrían causar depósitos de incrustaciones en los equipos de proceso. (Paez et al., s. f.)

Dos factores principales que hacen del metanol y el MEG los inhibidores termodinámicos más comunes son el rendimiento de supresión de hidratos (Tabla 1) y el costo (Tabla 2). (Brustad et al., 2005).

Disminución del punto de hidratos (°C)						
Concentración del inhibidor [wt%]	MeOH	EtOH	MEG	DEG	TEG	NaCl
	Metanol	Etanol	Monoetilenglicol	Dietilenglicol	Trietilenglicol	Cloruro de sodio
5	2	1,4	1,05	0,63	0,46	1,96
10	4,2	3	2,25	1,4	1,05	4,3
20	9,3	6,6	5,2	3,3	2,7	10,7
30	15,3	10,7	9	5,9	5	15
35	18,6	13	11,35	7,5	6,5	
40	22,2	15,4	14	9,3	8,2	

**Tabla 1.** Valores calculados de la disminución del punto de hidrato (°C) para varios inhibidores termodinámicos (Kelland 2000/7). Modificado de (Brustad et al., 2005).

Al diseñar una estrategia de hidratos con inhibidores termodinámicos, es necesario considerar el volumen de almacenamiento y las instalaciones de regeneración (Brustad et al., 2005). A Los costos aproximados que se presentan en la Tabla 2 adicionalmente se debe, añadir el costo de entrega offshore y onshore.

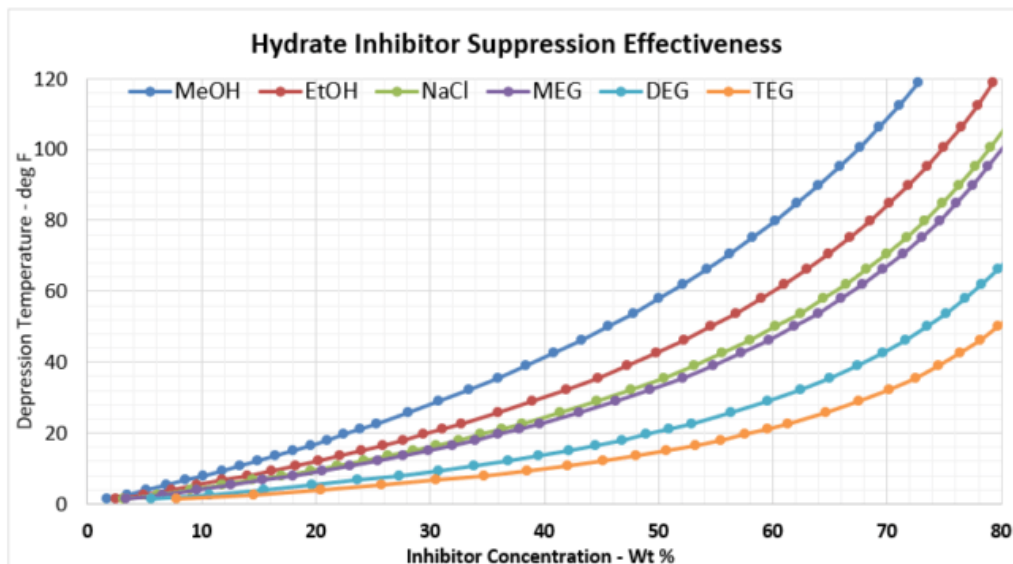
Químico	Costo USD/Ton Métrica	Peso Molecular
Metanol	380 (Latino América)	32
Etanol	743 (Latino América)	46
Monoetilenglicol	580 (Latino América)	62
Dietilenglicol	930 (EE. UU)	106
Trietilenglicol	1685 (EE. UU)	150
Cloruro de sodio	575 (Latino América)	58

**Tabla 2.** Costos estimados de inhibidores termodinámicos (USD por tonelada métrica en Latinoamérica o EE.UU en 2025) y comparación de pesos moleculares.

El uso de inhibidores termodinámicos implica la construcción de unidades de regeneración lo cual genera mayores costos de operación. Tanto el MEG como el MeOH pueden regenerarse fácilmente, un proceso de destilación puede recuperar ambos productos químicos. Para el MEG, debido a la baja presión de vapor, se puede utilizar una columna de recuperación más pequeña y

de alta temperatura para el proceso de regeneración (Brustad et al., 2005), por lo cual, una unidad de regeneración de MEG es mucho más económica de construir.

En general, los inhibidores termodinámicos de hidratos con menor peso molecular, como el metanol, ofrecen una mayor eficiencia de supresión por unidad de masa (figura 6) debido a su mayor concentración molar y su mayor interacción con el agua (Campbell & Company, 2020).



**Figura 6.** Eficacia de supresión del inhibidor de hidratos. Tomado de (Campbell & Company, 2020).

El metanol, considerado el mejor inhibidor termodinámico, aunque es complicado de manejar debido a su alta toxicidad y inflamabilidad, tiene un punto de inflamación de 11°C por lo que representa un mayor riesgo de seguridad, en comparación con el monoetilenglicol (MEG) que es menos inflamable, tiene un punto de inflamación de 111°C.

Cuando se usa metanol, la contaminación de los hidrocarburos con metanol puede comprometer el valor final del producto y causar problemas de procesamiento posteriores, lo que podría suponer un costo adicional. El glicol tiene una solubilidad relativamente baja en la fase

gaseosa por lo que la contaminación de la fase gaseosa al utilizar MEG como inhibidor de hidratos es insignificante y por lo tanto se producen menores pérdidas de glicol, en contraste, el MeOH si produce pérdidas significativas en la fase gaseosa. (Brustad et al., 2005).

En comparación de precio, se observa en la tabla 2 que los glicoles son más caros, Adicionalmente, estos productos químicos están menos disponibles en el mercado que el metanol. (Paez et al., s. f.),

En términos de resistencia a la corrosión, el monoetilenglicol (MEG) presenta una ventaja relativa frente al metanol (MeOH). Además de su función principal como inhibidor de hidratos, el MEG puede contribuir a reducir la velocidad de corrosión en ciertos sistemas, especialmente en condiciones moderadas y con bajo contenido de gases ácidos, lo que permite disminuir parcialmente el uso de inhibidores de corrosión específicos, pero casi siempre se requieren medios adicionales para evitar tasas de corrosión inaceptables en la tubería. Por otra parte, el metanol (MeOH) no es corrosivo por sí mismo en condiciones puras, pero en aplicaciones industriales puede favorecer la corrosión de manera indirecta. Su completa miscibilidad con el agua y su capacidad para disolver gases ácidos como  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  lo convierten en un facilitador de medios altamente corrosivos. (Brustad et al., 2005).

El MEG es mucho más viscoso que el MeOH, especialmente a bajas temperaturas, lo que implica mayores exigencias hidráulicas para su inyección, como bombas más potentes o líneas de mayor diámetro. En cambio, el MeOH, al ser menos viscoso, facilita el diseño del sistema de inyección (Brustad et al., 2005).

La inhibición termodinámica es el método más utilizado en todo el mundo, pero sus costos asociados, las preocupaciones ambientales y la complejidad operativa han hecho que los investigadores busquen un enfoque diferente al problema. (Paez et al., s. f.).

Para interconexiones de larga distancia con sistemas submarinos complejos, Los inhibidores químicos de hidratos (glicoles y alcoholes) se consideran la mejor opción. (Brustad et al., 2005).

En general, los THI son adecuados para oleoductos de larga distancia, gasoductos y ligaduras de gas-condensado. El metanol y el MEG son los THI más utilizados. La capacidad del metanol y el MEG para suprimir los hidratos termodinámicamente es el factor clave que hace que su rendimiento sea comúnmente utilizado (Brustad et al., 2005). Otro factor clave que respalda el uso del metanol y el MEG son los modelos termodinámicos altamente desarrollados asociados con los THI; lo que permite la estimación estándar de los volúmenes de THI para la inhibición de hidratos (Salmin et al., 2017).

#### **1.9.1.2 Adición Inhibidores de hidratos de baja dosis (LDHI)**

Si bien los THI son económicos, el volumen requerido por barril para grandes proyectos puede comprometer su relación costo-beneficio. La logística de transporte y almacenamiento de grandes volúmenes de inhibidores THI impacta los gastos de capital y operativos (CAPEX) en el desarrollo de un yacimiento, debido a la necesidad de grandes umbilicales para el suministro de grandes volúmenes de inhibidor, instalaciones de bombeo especializadas y su mantenimiento, y consideraciones de peso y espacio en la cubierta.

Las refinerías han estado presionando para limitar la concentración permisible de inhibidores THI como el metanol en el petróleo o condensado de exportación. Las plantas de gas también están limitando el porcentaje de metanol en el gas. (Chin & Srivastava, 2018). Todos estos factores constituyen desventajas del uso de THI.

El gran crecimiento que ha tenido la industria petrolera a nivel mundial en las últimas décadas y la necesidad de conectar pozos muy alejados en el mar con plataformas, ha impulsado la búsqueda de alternativas a los inhibidores convencionales. Se han desarrollado otros grupos de productos químicos muy diferentes de los THI llamados inhibidores de baja dosis LDHI y nacen de la necesidad de la industria de buscar alternativas más económicas y viables para gestionar la formación de hidratos.

Los LDHI se caracterizan por no evitar la formación de hidratos ya que no alteran la curva de formación de hidratos, sino que interfieren en el proceso de formación de hidratos mediante mecanismos diferentes (Chin & Srivastava, 2018). Se clasifican en: inhibidores cinéticos y antiaglomerantes, y ofrecen ventajas significativas sobre los inhibidores termodinámicos (p. ej., metanol y glicoles).

Los parámetros principales de rendimiento de los LDHI son:

- Tiempo de retención: que hace referencia al tiempo transcurrido entre desde el momento en que un fluido alcanza la temperatura a la cual se pueden estabilizar o los hidratos y la formación de los primeros hidratos. (Chin & Srivastava, 2018)
- Tasa de dosificación: que varía según el tipo de inhibidor seleccionado, el subenfriamiento del sistema, la naturaleza del petróleo, la salinidad del agua y otros factores. Para establecer las tasas de dosificación reales de un LDHI en un fluido específico, se requieren pruebas de viabilidad técnica con el LDHI y el fluido real, en las condiciones reales de presión y temperatura. (Chin & Srivastava, 2018)

Una de las ventajas de los LDHI es que son compatibles con gran variedad de productos químicos como MeOH, MEG, inhibidores de corrosión, inhibidores de parafinas, Inhibidores de

asfáltenos e inhibidores de incrustaciones; esta característica permite que en un proyecto se pueda crear un producto químico que permita ofrecer varias soluciones.

La ventaja más evidente de la aplicación de un LDHI es que se requieren volúmenes de sustancias químicas considerablemente menores para lograr el mismo nivel de inhibición. Los datos históricos sugieren que no es inusual observar reducciones del 70 % en volumen del inhibidor de hidratos al cambiar de THI a LDHI (Frostman, 2003). Un beneficio adicional es que un menor volumen de sustancias químicas también puede implicar equipos de bombeo y almacenamiento más pequeños, lo que puede traducirse en un mayor ahorro de costos. (Huff et al., 2013)

#### **1.9.1.2.1 Adición de inhibidores cinéticos KHI.**

Los inhibidores cinéticos KHI, son generalmente polímeros solubles en agua que retrasan la formación de hidratos de gas al interferir en el tiempo transcurrido entre la entrada en la región de formación de hidratos y el inicio de su formación (Chin & Srivastava, 2018). La inyección de KHI se centra en asegurar que el tiempo de residencia del fluido de producción sea siempre menor que el tiempo de inducción de KHI (Chin & Srivastava, 2018)., de esta manera, los fluidos tienen el tiempo suficiente para ser transportados a las instalaciones de procesamiento antes de que los hidratos se formen y se acumulen.

Los KHI previenen la nucleación y obstaculizan el crecimiento de cristales de hidratos dispersando las partículas de hidratos a medida que se forman sin alterar las condiciones termodinámicas de formación de hidratos (es decir, temperatura y presión). El efecto de los KHI depende del tiempo y, en última instancia, se formarán hidratos y bloquearán la tubería, pero solo si el tiempo de tránsito a través de la tubería es suficientemente largo, por ejemplo, después de una parada.

Los KHI suelen ser polímeros solubles en agua y están diseñados para ser eficaces en concentraciones más bajas (menos del 3 % en volumen en fase acuosa) que el etilenglicol o el metanol. (Soliman Sahweity, 2020)

Una de las principales ventajas de los KHI es que la tasa de dosificación de los KHI es solo una fracción de la que se usa con los THI para producir los mismos resultados. Esto resultará en una menor superficie de almacenamiento en la superficie, umbilicales más pequeños y una menor necesidad de transporte. Los KHI también tienen la ventaja de ser relativamente amigables con el medio ambiente (Chin & Srivastava, 2018).

Como desventajas Muchos KHI tienden a formar emulsiones en sistemas de aceite/agua, pero esto normalmente se previene mediante la inclusión de un demulsionante en la formulación del KHI. (Chin & Srivastava, 2018).

Los KHI previenen la formación de hidratos, pero, a diferencia de los inhibidores termodinámicos, no puede utilizarse para fundirlos.

Las principales limitaciones en el despliegue de KHI son el límite en la región de subenfriamiento operativo, así como la limitación en el tiempo para la efectividad de KHI. Para todos los KHI, el tiempo de retención disminuye drásticamente al aumentar el subenfriamiento, hasta el punto de que no puede utilizarse en tuberías que operan a más de 18 °F dentro de la región de hidratos.

Se deben considerar ciertas condiciones al evaluar una posible aplicación de LHDI, como:

- La salinidad del agua: Con niveles de salinidad del agua superiores a aproximadamente el 17 % de NaCl, el polímero puede desintegrarse, reduciendo así la efectividad del KHI
- Las condiciones de congelación: Una solución de KHI en agua no protege contra la congelación ni la formación de hielo, ni en la línea tratada ni en el tanque de

almacenamiento de KHI. El volumen de almacenamiento de KHI debe protegerse contra la congelación mediante el uso de aislamiento en el contenedor y las tuberías, o la adición de anticongelante (normalmente etilenglicol) a la solución de KHI.

- El tiempo de retención: El sistema de suministro de KHI debe diseñarse para proporcionar la dosis suficiente para lograr un tiempo de retención mayor que el tiempo de residencia del agua en la tubería.
- La saturación del agua: Si el gas está subsaturado con respecto al agua, esta se evaporará en la solución de KHI, dejando un fluido de alta viscosidad.
- Los procesos a alta temperatura: El KHI y el agua de la solución de KHI pueden formar fases separadas si el fluido inhibido está por encima de la temperatura crítica inferior de la solución (LCST) de la solución de KHI. También puede sufrir efectos de degradación a altas temperaturas ( $> 248$  °C). (Chin & Srivastava, 2018).

#### **1.9.1.2.2 Método de prevención por adición de antiaglomerantes AA.**

Los antiaglomerantes (AA) modifican la aglomeración de las partículas de hidrato. Pueden reducir el tamaño de los cristales de hidrato al afectar su morfología, lo que facilita el flujo de la suspensión de hidratos y reduce la posibilidad de obstrucción de la tubería. (Chin & Srivastava, 2018),

A diferencia de los KHI, que retrasan la formación de hidratos, los AA permiten su formación a velocidades normales, pero como pequeños cristales de hidrato no aglomerantes que se dispersan en un aceite o condensado, lo que previene la formación y acumulación de grandes cristales de hidrato. Por lo tanto, solo son adecuados en presencia de hidrocarburos líquidos.

El mecanismo de dispersión es la emulsificación, donde los AA actúan como agentes emulsionantes. (Chin & Srivastava, 2018). Están diseñados para prevenir la formación de tapones de hidratos en lugar de la formación de cristales hidratados, logran esto, adhiriéndose a los cristales de hidrato, lo que hace que estos cristales se humedezcan con aceite, de modo que permanezcan homogéneamente dispersos en las fases de aceite o condensado durante la producción normal.

Los AA se dosifican típicamente entre el 0,5 y el 2,0 % V, según el volumen del agua producida, por lo que también se clasifican como LDHI. (Chin & Srivastava, 2018). La reducción en la dosis química requerida para un AA en comparación con un inhibidor termodinámico de hidratos convencional es considerable. (Chin & Srivastava, 2018).

Tienen la ventaja de no verse limitados por el subenfriamiento del sistema, y se ha observado que son eficaces a subenfriamientos elevados, superiores a 4 °C. También se ha observado un buen rendimiento independientemente del tiempo de residencia del sistema en la región de hidratos, incluyendo periodos de inactividad prolongados de más de dos semanas. Por ello, la aplicación de AA suele ser el tratamiento más rentable a niveles de subenfriamiento más altos. (Chin & Srivastava, 2018).

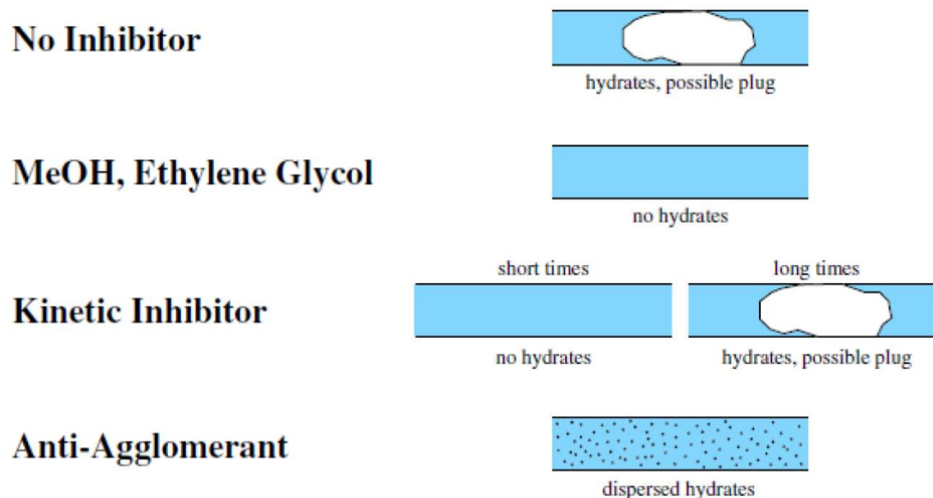
Como desventajas, los AA no pueden ser usados en sistemas dominados por gas dado que requieren la presencia de una fase líquida de hidrocarburos en cantidades suficientes con al menos un GOR menor a 100.000 scf/stb lo cual indica que hay suficiente hidrocarburo disponible para dispersar los hidratos que se forman. Además, Todos los AA disponibles comercialmente son predominantemente sales de amonio cuaternario solubles en agua. Estos compuestos son altamente tensioactivos, lo que los hace tóxicos para el medio ambiente marino (especialmente). La legislación ambiental local puede restringir o prohibir su uso. Muchos AA son emulsionantes fuertes. (Chin & Srivastava, 2018).

Los AA pueden utilizarse en sistemas de gas/condensado cuando la fracción volumétrica de hidratos no supera el 40 % del volumen total del líquido. En sistemas petrolíferos, este porcentaje puede ser mucho menor (<20 % vol.). (Chin & Srivastava, 2018).

Debido a que los AA están diseñados para mantener los hidratos dispersos en el petróleo o el condensado, estos se separan con extrema lentitud del hidrocarburo líquido. Por lo tanto, la suspensión producida debe calentarse antes de separar el agua del petróleo. Se requiere un calentador de superficie para la suspensión de hidratos. (Chin & Srivastava, 2018).

Los antiaglomerantes inicialmente utilizados tenían un impacto negativo en los procesos de separación en superficie debido a su carácter emulsionante, lo que dificultaba aumentar la producción y garantizar que el agua producida cumpliera con los requisitos reglamentarios para la descarga. Los productos posteriores se han mejorado significativamente. Una vez que el agua se separa del petróleo, puede tratarse como cualquier agua de producción que contenga LDHI, lo que requiere el debido cuidado de las regulaciones ambientales y de salud y seguridad. Actualmente, no existe tecnología para recuperar los LDHI de la solución acuosa en la que están disueltos. (Chin & Srivastava, 2018).

Los inhibidores de hidratos de baja dosificación (LDHI) han demostrado ser una alternativa eficaz y rentable frente a los inhibidores termodinámicos tradicionales como el metanol. Su capacidad para funcionar con dosis significativamente menores, reducir los costos operativos y de capital, y adaptarse a las limitaciones físicas de instalaciones como plataformas marinas, los convierte en una solución eficiente para la gestión del riesgo de formación de hidratos. La diferencia entre los mecanismos de inhibición de hidratos puede observarse en la figura 7.



**Figura 7.** Mecanismos de formación de hidratos bajo la influencia de THI, KHI y AA (Frostman, 2000) tomado y modificado de (Chin & Srivastava, 2018).

### 1.9.2 Método de prevención por calentamiento del sistema.

Una de las estrategias más efectivas para prevenir la formación de hidratos en gasoductos es el mantenimiento de la temperatura del gas por encima del punto de formación de estos compuestos. Para ello, se han desarrollado diversas tecnologías de calentamiento que permiten mantener condiciones térmicas adecuadas a lo largo de la línea de transporte.

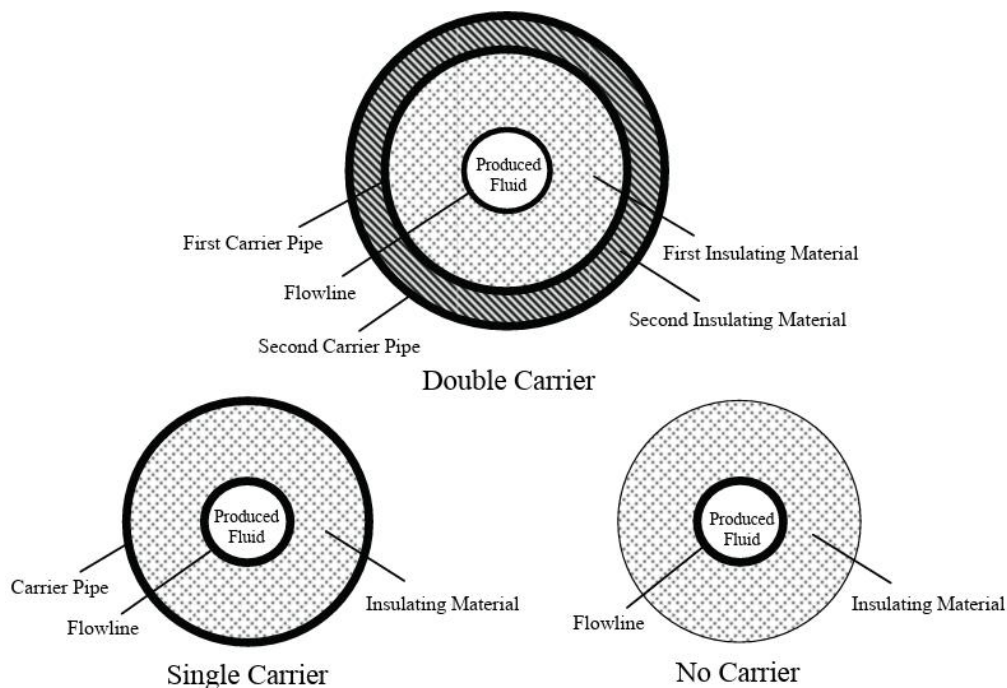
Un sistema de gestión térmica es un método para controlar la temperatura del hidrocarburo que fluye dentro de una línea de flujo mediante contención térmica. En general, comprende el aislamiento térmico (mecanismo pasivo) y el calentamiento térmico (mecanismo activo). Los sistemas de calentamiento activo utilizan fuentes de calor externas, como fluido caliente y calefacción eléctrica, para calentar el fluido producido, mientras que el aislamiento pasivo utiliza materiales como poliuretano, que presenta propiedades de conductividad térmica relativamente bajas para reducir la pérdida de calor del fluido producido y el agua al entorno.

### 1.9.2.1 Mecanismos pasivos de calentamiento

Comprende el uso de aislantes sobre el cuerpo de la tubería para mitigar la pérdida de calor del fluido y evitar las condiciones de formación de hidratos. Tradicionalmente, existen dos tipos de aislamiento: húmedo y seco. (Thant et al., 2011)

Los materiales utilizados para el aislamiento húmedo suelen ser poliuretano, polipropileno, caucho o plástico reforzado con fibra de vidrio. Estos materiales tienen coeficientes de transferencia de calor (valores U) de aproximadamente  $2 \text{ W/m}^2\text{K}$  (Jaeyoung, 2002). (Thant et al., 2011)

Los aislamientos secos utilizan espuma de poliuretano y lana de roca, que presentan un mejor valor U de aproximadamente  $1 \text{ W/m}^2\text{K}$  (Jaeyoung, 2002). Con estos aislamientos secos, se reduce la pérdida de calor al entorno y la temperatura del hidrocarburo se puede mantener suficientemente alta para mitigar el problema de la deposición de sólidos. Sin embargo, el contacto con el agua deteriora el rendimiento del aislamiento seco, por lo que se implementa un sistema de tubería en tubería (PIP) para evitar la entrada de agua y mejorar el aislamiento, como se muestra en la figura 8. Un sistema con aislamiento PIP consiste en una sola línea de flujo de producción ubicada concéntricamente dentro de una tubería con revestimiento protector. (Thant et al., 2011)



**Figura 8.** Diferentes tipos de sistemas aislados de tubería dentro de tubería (Rubel y Broussard, 1994). Tomado de (Thant et al., 2011)

Por otra parte, las tuberías se entierran típicamente en campos submarinos de aguas profundas para proporcionar aislamiento térmico, estabilidad en el fondo y también protección física contra la caída de objetos y la pesca de arrastre. Las tuberías a menudo se entierran mediante zanjas y relleno lo cual produce un enfriamiento más lento durante una parada en comparación con el sistema PIP dado que el suelo tiene una excelente capacidad térmica, absorberá el calor de la tubería enterrada y retendrá el calor actuando como un acumulador térmico natural. El calor almacenado en el suelo puede mantener la temperatura del hidrocarburo hasta cuatro veces más tiempo que el PIP durante una parada, antes de que se produzca el proceso de formación de hidratos. (Thant et al., 2011)

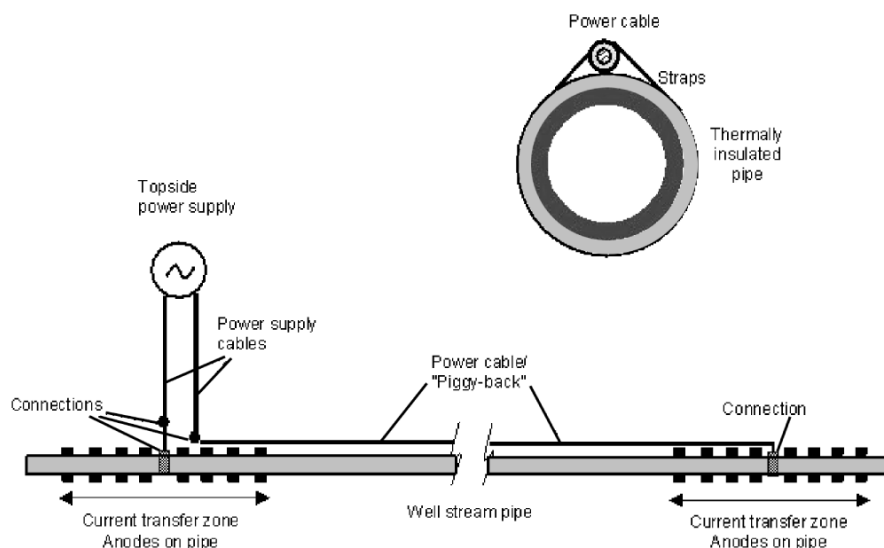
## **1.9.2.2 Mecanismos activos de calentamiento**

### **1.9.2.2.1 Calentamiento eléctrico directo (DEH Direct Electrical Heating).**

El Calentamiento Eléctrico Directo (DEH) de líneas de flujo es una alternativa a las técnicas convencionales de aseguramiento de flujo, que proporciona calor directamente a la línea mediante el suministro de corriente eléctrica en la pared de la tubería. Esta corriente provoca el calentamiento del acero debido a su resistencia eléctrica. Por conducción térmica, el calor se transfiere de la pared de la tubería al fluido de producción, elevando así la temperatura del flujo por encima de la temperatura de formación de hidrato (Roth, 2011).

Si se quiere mantener la temperatura del hidrocarburo en la línea de flujo de forma uniforme, el sistema de calentamiento eléctrico debe proporcionar la misma cantidad de calor que se pierde al entorno a través del acero y el aislamiento de la tubería. Para elevar la temperatura del producto, el sistema de calentamiento eléctrico debe proporcionar más calor que el que se pierde al ambiente (Roth, 2011).

El sistema de calentamiento directo se basa en la generación de calor mediante una corriente alterna ("CA") en un conductor metálico (es decir, un cable, una tubería, etc.). En este sistema, la tubería a calentar es un conductor activo en un circuito eléctrico monofásico, junto con un cable de alimentación unipolar como conductor de avance, ubicado en paralelo y junto a la tubería calentada. El sistema de calentamiento se alimenta desde la fuente de alimentación de la plataforma, desde la cual dos cables verticales suministran la energía eléctrica al sistema de calentamiento como se muestra en la figura 9. (Lervik, Ahlbeck, Raphael, Lauvdal, & Holen, 1998).



**Figura 9.** Sistema de calentamiento eléctrico directo. (a) El cable de alimentación sujeto a la tubería en una configuración piggyback. (b) Disposición del sistema DEH con ánodos unidos a la tubería en las terminaciones de los cables de alimentación. Tomado de (Urdahl et al., 2003).

Al calcular el desarrollo de calor requerido, se consideran los “peores casos” desde el punto de vista térmico tanto para el gasoducto como para el cable eléctrico. El calor requerido en la tubería se calcula con la tubería aislada ubicada en el lecho marino (rodeada por agua de mar). La potencia máxima (corriente) necesaria para evitar la formación de hidratos se determina por la temperatura más baja observada del agua de mar. (Lenes et al., 2005)

Hay tres modos principales de funcionamiento de un sistema DEH:

- Mantenimiento de la temperatura durante el apagado: En una parada de pozo, si es posible, el sistema DEH debe activarse inmediatamente para preservar el calor en la línea de flujo. Es importante tener en cuenta que los equipos de producción no calentados eléctricamente generalmente requieren la inyección de productos químicos durante las paradas. (Roth, 2011).
- Calentamiento a partir de la temperatura del lecho marino: Se da cuando se requiere calentar desde la temperatura del lecho marino en el caso en el que el DEH no se activó durante

una parada, como en un escenario de abandono, o una falla en la generación durante la parada. Para evitar esta última situación, se recomienda planificar la capacidad de generación de emergencia (es decir, generadores no alimentados por la producción del campo) para incluir los requisitos de energía del sistema DEH para mantener la temperatura del fluido por encima de las temperaturas de hidratos (Roth, 2011).

- Uso continuo durante condiciones de flujo: El uso continuo de DEH en condiciones de flujo es necesario para conexiones largas donde la caída de temperatura a lo largo de la línea puede resultar en la formación de hidratos. En este caso, el sistema DEH se utiliza para elevar la temperatura de la línea de flujo por encima de su temperatura normal de flujo de manera que se compense el enfriamiento Joule-Thompson que se pueda producir en ciertos puntos del gasoducto (Roth, 2011).

La calefacción eléctrica de tuberías implica una menor inversión en sistemas de despresurización y plantas de recuperación de productos químicos residuales (Lenes et al., 2005). El DEH puede reducir los gastos de capital y operativos (CAPEX) en yacimientos de petróleo y gas al eliminar la necesidad de líneas de flujo en bucle o una línea de servicio. Además, muchos de los costos de capital y operativos de los equipos de inyección y manipulación de productos químicos pueden evitarse reduciendo la cantidad de productos químicos necesarios para las líneas de flujo (Roth, 2011).

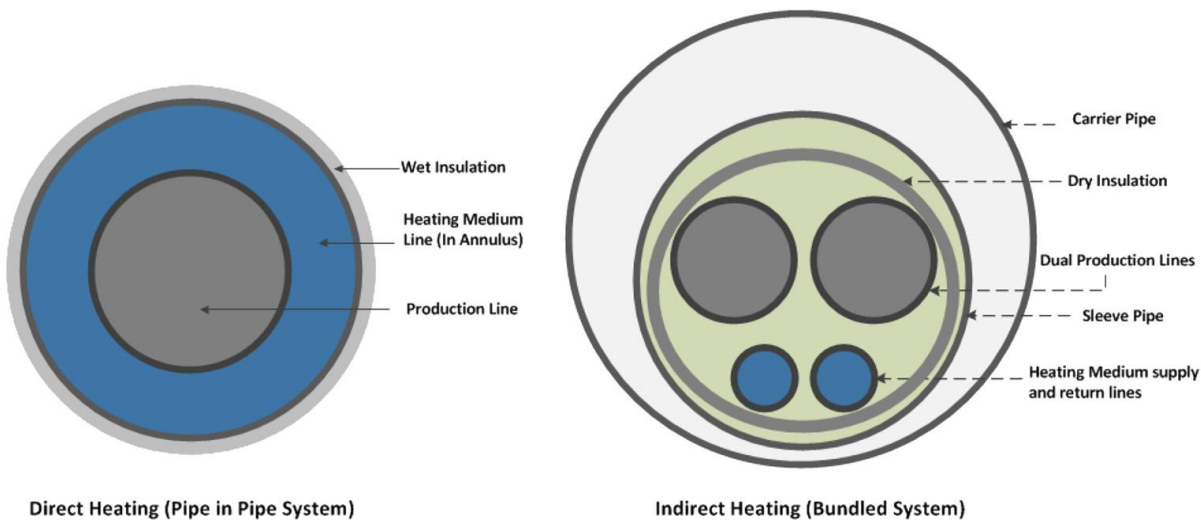
Como desventajas se pueden presentar problemas de corrosión. Aunque la corrosión resultante de la alta corriente de CA que se transfiere desde la línea de flujo al agua de mar en las "zonas de transferencia de corriente" puede evitarse asegurando que la densidad de corriente superficial se mantenga por debajo de un nivel en el que se induzca la corrosión de CA. La vida

útil de los componentes del sistema se ve comprometida por el uso continuo de DEH al estar expuestos a temperaturas elevadas durante mucho tiempo. (Roth, 2011).

#### **1.9.2.2.2 Circulación de Fluido Caliente**

Los sistemas de tuberías calentadas por fluidos calientes funcionan según el mismo principio que los intercambiadores de calor industriales, donde los fluidos de producción se calientan mediante intercambio de calor con el flujo a contracorriente de un medio calefactor, como agua, aceite o glicol, en un sistema PIP (Pipe in Pipe). La energía térmica requerida del medio calefactor se suministra normalmente mediante un calentador independiente en la instalación principal o mediante un sistema de recuperación de calor residual (es decir, gases de escape de turbina), si está disponible. (McDermott & Sathananthan, 2014)

El método de calentamiento se puede definir en dos categorías: directo e indirecto, cuyos ejemplos se muestran en la Figura 10. Con el método de calentamiento directo, el medio calefactor se suministra a través del espacio anular del sistema PIP, calentando los fluidos de producción y retornando a través del espacio anular de la tubería de camisa o mediante una línea de retorno dedicada. A diferencia de los sistemas PIP convencionales, el aislamiento está adherido a la tubería exterior. (McDermott & Sathananthan, 2014).



**Figura 10.** Métodos de calentamiento directo e indirecto. Tomado de (McDermott & Sathananthan, 2014).

### 1.10 Eliminación de hidratos

Una vez las condiciones para la formación de hidratos se dan, estos se comenzarán a formar, los hidratos no necesariamente se aglomeran en el mismo lugar que se forman, pueden viajar con el fluido en la tubería y acumularse en otras partes del sistema. Es esta acumulación la que generalmente produce problemas.

Un término comúnmente utilizado cuando se habla de la eliminación de hidratos es la disociación. La disociación de hidratos es un proceso endotérmico en el que se debe suministrar calor externamente para romper los enlaces de hidrógeno entre las moléculas de agua y las fuerzas de interacción de van der Waals entre las moléculas huésped y de agua de la red de hidratos para descomponer el hidrato en agua y gas (por ejemplo, el calor de disociación del hidrato de metano es 500 J/g de agua). (Sloan, Koh. 2007).

Cuando se produce una obstrucción en una línea de flujo debido a la formación de hidratos, es fundamental seguir un proceso para su identificación y eliminación segura. El primer paso consiste en ubicar la obstrucción, determinando su posición y extensión dentro del sistema de tuberías. Esta información es clave para definir la estrategia más adecuada para su eliminación y minimizar el impacto en la operación. Posteriormente, es esencial analizar los riesgos asociados con la eliminación del tapón. La presencia de hidratos puede generar peligros como aumentos abruptos de presión o liberaciones inesperadas de gas, por lo que es necesario evaluar detenidamente las implicaciones de seguridad antes de proceder. (Sloan, Koh. 2007).

La selección del método más adecuado dependerá de diversos factores, incluyendo la ubicación del tapón, las condiciones operativas del sistema y la disponibilidad de equipos y recursos. Un enfoque adecuado garantizará la eliminación eficiente de la obstrucción, minimizando riesgos y optimizando la continuidad del transporte de gas.

Para eliminar los taponos de hidratos en gasoductos, se pueden emplear cuatro métodos principales:

#### **1.10.1 Métodos hidráulicos de eliminación (despresurización).**

La despresurización es un método utilizado para eliminar hidratos en gasoductos generalmente cuando existe un bloqueo total de la línea de flujo. El método implica una reducción lenta y gradual de la presión por debajo de la presión de equilibrio de los hidratos, a la cual estos pierden su estabilidad a medida que aumenta la temperatura en la interfaz. El método se aplica con poca o ninguna información precisa sobre la ubicación, el tamaño o la composición del tapón.

El hidrato se mantiene estable solo en ciertas combinaciones de presión y temperatura. Al bajar la presión, cambiamos esas condiciones y el hidrato se ve obligado a descomponerse. Este proceso

debe realizarse con cuidado, la efectividad de este método depende críticamente de la velocidad con la que se lleva a cabo la despresurización, ya que influye directamente en el comportamiento térmico del sistema y en la transferencia de calor desde el entorno hacia los hidratos.

También depende de factores como la temperatura ambiente porque esta influye en la velocidad con la que el hidrato se disocia: si esta es mayor a la temperatura de equilibrio del hidrato, habrá un flujo de calor que facilitará su disociación, es decir, el calor del entorno puede transferirse más rápido al gasoducto y, por lo tanto, ayudar a que el hidrato se disocie más rápido.

Por el contrario, si la temperatura ambiente es muy baja, el gas y las paredes del gasoducto pierden calor rápidamente, se puede afectar velocidad de disociación del hidrato reduciéndola y favorecer la formación de hielo si el agua liberada por el hidrato se congela por la disminución de la temperatura antes de disiparse.

Cuando la despresurización es muy rápida, ocurre un enfriamiento intenso debido al efecto Joule-Thomson, lo que puede reducir drásticamente la temperatura del gas y del entorno inmediato del tapón. Este descenso súbito de temperatura puede llevar al sistema por debajo del punto de congelación del agua libre, provocando la formación de hielo en lugar de facilitar la disociación de los hidratos. El hielo, a diferencia de los hidratos, no se disocia fácilmente con gas seco y puede formar obstrucciones más sólidas y difíciles de remover, agravando el problema. También puede suceder que si la liberación de presión es demasiado rápida, el hidrato podría comportarse como un proyectil dentro del gasoducto, causando daños a la infraestructura.

Si la despresurización es demasiado lenta, el sistema tiende a mantener una condición cercana al equilibrio térmico, conocida como despresurización isotérmica. En este caso, la energía térmica del entorno compensa continuamente la energía absorbida en la disociación, pero el gradiente de temperatura que impulsa la transferencia de calor hacia el interior del tapón es bajo. Como

resultado, la disociación ocurre solo en las capas más externas del hidrato y el proceso se vuelve extremadamente lento e ineficiente, con bajo avance hacia el centro del tapón

La solución más efectiva es aplicar una tasa de despresurización intermedia, lo suficientemente rápida para romper el equilibrio de estabilidad de los hidratos, pero no tan abrupta como para provocar un enfriamiento extremo. En esta condición, la temperatura en la interfaz del hidrato disminuye moderadamente, creando un gradiente térmico favorable que promueve la entrada de calor desde el entorno hacia el interior del tapón. Esto permite una disociación progresiva, estable y eficiente, desde las paredes internas de la tubería hacia el núcleo del hidrato, sin causar la formación de hielo ni ralentizar el proceso innecesariamente. La clave está en hacer el proceso controlado para evitar un enfriamiento extremo y asegurarse de que el hidrato se disocie completamente.

Existen dos enfoques principales para llevar a cabo la despresurización en sistemas de transporte de gas natural afectados por hidratos: la despresurización unidireccional (desde un solo extremo del sistema, comúnmente el cabezal del pozo) y la despresurización bidireccional (desde ambos extremos simultáneamente).

Aunque la despresurización unidireccional puede ser útil en ciertos escenarios, presenta un riesgo importante: la liberación brusca de un tapón parcialmente disociado en el extremo de baja presión del sistema puede causar impactos peligrosos en componentes sensibles como válvulas, codos, tees y otros equipos. Por esta razón, se recomienda generalmente la despresurización bidireccional, ya que esta permite reducir de forma más uniforme la presión en todo el sistema, disminuyendo así la energía disponible para impulsar el tapón. Además, este método puede favorecer una disociación más eficiente y controlada del hidrato, acelerando su eliminación y reduciendo el riesgo de daños mecánicos.

### 1.10.2 Métodos químicos de eliminación.

Consisten en la inyección de compuestos inhibidores o sustancias reactivas que generan calor y facilitan la disolución del tapón (Freitas et al., 2002).

El método químico para la eliminación de tapones de hidratos en gasoductos se basa en la inyección de inhibidores termodinámicos, como el metanol o el monoetilenglicol (MEG), en las zonas afectadas por la obstrucción. Estos compuestos modifican las condiciones de equilibrio termodinámico, reduciendo la temperatura de formación de los hidratos y provocando así su disociación en gas y agua.

Cuando un tapón de hidratos ya se ha formado dentro de una tubería, se introduce el inhibidor en la línea aguas arriba del bloqueo mediante una válvula de inyección o un sistema de bombeo.

El compuesto se desplaza hasta la zona obstruida, y al entrar en contacto con el tapón, rompe la red de enlaces de hidrógeno que mantiene la estructura del hidrato, acelerando su descomposición.

La eficacia del método depende de varios factores:

- **Cantidad y concentración del inhibidor inyectado.** Una dosis insuficiente de inhibidor (metanol o MEG) puede no modificar suficientemente el equilibrio termodinámico, lo que retrasa o impide la disociación del hidrato. Por otro lado, una sobredosis excesiva puede aumentar los costos y causar problemas operacionales. Se deben usar modelos termodinámicos para calcular la dosis óptima según la presión, temperatura y longitud del ducto.
- **Temperatura y presión del sistema.** A temperaturas más bajas, la disociación es más lenta, ya que el sistema se encuentra más cerca o dentro de la zona de estabilidad de los hidratos. En cambio, una temperatura ligeramente mayor acelera la disociación al romper

los enlaces de la estructura de hidrato. Altas presiones favorecen la estabilidad de los hidratos. Aunque el inhibidor sigue funcionando, la disociación será más lenta y parcial

- **Grado de formación del tapón (parcial o total).** Si el tapón es parcial, el inhibidor puede fluir alrededor y llegar al centro más fácilmente, lo que acelera la disociación. En un tapón total, el acceso del inhibidor es limitado
- **Diseño del gasoducto y puntos de inyección disponibles.** Si el sistema no tiene puntos de inyección cercanos al área del tapón, la llegada del inhibidor será más lenta, reduciendo su eficacia. En líneas submarinas o de gran longitud, esto puede representar una limitación crítica. Se recomienda diseñar el sistema con puertos de inyección estratégicos.

El metanol suele ser preferido cuando se requiere una acción rápida, debido a su bajo punto de congelación y alta difusividad, aunque es más volátil y tóxico. El MEG, en cambio, es más seguro y recuperable, por lo que se usa en sistemas con recirculación o donde se busca reducir costos a largo plazo.

### **1.10.3 Métodos térmicos de eliminación.**

El método térmico para la eliminación de taponos de hidratos en gasoductos consiste en aplicar calor al sistema con el fin de aumentar la temperatura del entorno por encima del punto de estabilidad de los hidratos, lo que provoca su disociación en gas y agua libre. Este método se basa en el principio de que los hidratos son estables únicamente bajo ciertas condiciones de baja temperatura y alta presión, por lo tanto, al romper ese equilibrio elevando la temperatura, se favorece su descomposición.

La aplicación de calor puede realizarse por medio cualquiera de las tecnologías de calentamiento que se definieron anteriormente.

#### **1.10.4 Métodos mecánicos de eliminación.**

Emplean herramientas especializadas o dispositivos diseñados para la remoción física del tapón. En los gasoductos de transporte de gas natural, aunque existen métodos mecánicos propuestos teóricamente, su implementación en la práctica es limitada por el tamaño de los plugs y por diversas restricciones técnicas y logísticas. En primer lugar, muchos gasoductos se encuentran instalados en condiciones de difícil acceso, ya sea enterrados o en entornos submarinos, lo que impide una intervención directa de la tubería en las zonas afectadas.

Los pigs, son una herramienta que se inserta en la tubería para desplazar el plug de hidratos y limpiar la tubería. Se debe programar el pig de tal manera que la acumulación de hidratos no sea excesiva y no se generen plugs muy difíciles de manejar. Además, el uso de pigs exige que el sistema haya sido diseñado originalmente para operaciones de pigging.

Por otra parte, cualquier intervención física sobre el ducto implica riesgos operacionales significativos, elevados costos asociados a equipos especializados y logística, así como paradas prolongadas del sistema. Por estas razones, los métodos mecánicos se consideran una alternativa de último recurso, reservada únicamente para situaciones críticas donde otras técnicas han fallado o no son viables.

#### **1.11 Selección y uso combinado de técnicas para la eliminación de hidratos.**

La selección del método más adecuado dependerá de diversos factores, incluyendo la ubicación del tapón, las condiciones operativas del sistema y la disponibilidad de equipos y recursos. Un enfoque adecuado garantizará la eliminación eficiente de la obstrucción, minimizando riesgos y optimizando la continuidad del transporte de gas.

En la operación real de sistemas de transporte de gas natural, la eliminación eficaz de tapones de hidratos rara vez se logra utilizando un solo método, es común emplear estrategias combinadas que integren los métodos químicos, térmico y de despresurización, con el fin de mejorar la eficiencia del proceso de disociación. La aplicación combinada de técnicas presenta varias ventajas operativas. En primer lugar, reduce significativamente el tiempo necesario para eliminar el tapón, lo que minimiza las pérdidas de producción. Además, permite una reducción en la cantidad total de inhibidor químico requerido.

## **CAPITULO 2**

### **2. Evaluación comparativa de tecnologías mediante matriz de selección**

En este capítulo se presenta una evaluación sistemática de las distintas tecnologías utilizadas en la prevención y eliminación de hidratos en gasoductos mediante una matriz de selección basada en criterios claves como eficiencia, costos y facilidad de implementación, impacto ambiental y seguridad operativa. Con esta evaluación se busca identificar la alternativa más adecuada en sistemas dominados por gas.

#### **2.1 Selección del tipo de matriz empleada.**

En estudios de ingeniería que requieren evaluar múltiples alternativas tecnológicas, especialmente cuando intervienen varios criterios de decisión, es fundamental seleccionar una metodología de comparación estructurada, objetiva y justificable. Para este propósito, optamos por el desarrollo de una matriz de decisión ponderada; el enfoque de este tipo de matriz de decisión aplicado en este trabajo consiste en asignar puntuaciones a cada tecnología con base en distintos criterios de evaluación, a los cuales se les asignan pesos según su importancia relativa, lo que permite cuantificar ventajas y desventajas considerando simultáneamente aspectos técnicos, económicos y operativos.

## 2.2 Definición de criterios de evaluación

<b>Criterio</b>	<b>Definición</b>
<b>Eficiencia</b>	Grado de efectividad en la prevención o eliminación de hidratos.
<b>Costo</b>	Inversión y gastos de operación/mantenimiento (CAPEX + OPEX).
<b>Facilidad de implementación</b>	Complejidad técnica y logística para su instalación y operación.
<b>Impacto ambiental</b>	Posibles efectos sobre el medio ambiente (emisiones, residuos, toxicidad).
<b>Seguridad operativa</b>	Riesgos asociados a fallos, manejo de químicos, explosividad, etc.

**Tabla 3.** Definición de criterios de selección.

La combinación de estos cinco criterios en la tabla 3, permite una evaluación integral de las alternativas tecnológicas, alineada con los principios de eficiencia técnica, viabilidad económica, seguridad operativa y sostenibilidad ambiental, los cuales son esenciales para la implementación exitosa en gasoductos.

## 2.3 Comparación técnico-económica de las metodologías para la prevención y eliminación de hidratos.

Antes de proceder a la aplicación de la matriz ponderada para la evaluación de alternativas, se consideró pertinente realizar un análisis técnico-económico preliminar entre las tecnologías empleadas para la prevención y eliminación de hidratos en gasoductos de transporte de gas natural (tabla 4 y tabla 5). Este análisis permite identificar ventajas, limitaciones, costos y condiciones de aplicabilidad de cada tecnología, facilitando así una valoración más objetiva en la etapa posterior de asignación de pesos (tabla 6).

	Tecnologías de prevención	Análisis por criterios
Métodos químicos	THI (Termodinámico)	Alta eficiencia (efectivo para evitar formación de hidratos, metanol con mayor eficiencia que el monoetilenglicol). Alto costo (alto volumen requerido; metanol barato pero costoso en logística; MEG más caro). Facilidad de implementación media (requiere regeneración, sistemas de inyección y almacenamiento, los sistemas de regeneración de MEG son menos robustos en comparación con el metanol, mientras que los sistemas de inyección del MEG son más potentes debido a su viscosidad). Impacto ambiental alto (metanol tóxico, contaminación del producto y pérdidas altas del inhibidor en la fase gaseosa; MEG más seguro, la contaminación de la fase gaseosa es insignificante y genera menores pérdidas de inhibidor). Seguridad operativa media (metanol inflamable y tóxico para las personas; MEG más estable y seguro).
	KHI (cinético)	Eficiencia alta (eficaz para retrasar la formación si el tiempo de residencia es menor al de inducción, pueden llegar a producir el mismo nivel de inhibición de que los THI; no altera condiciones termodinámicas; su desempeño puede verse afectado por congelamiento o salinidad). Costo bajo (requiere baja dosis <3 %, lo que reduce costos de compra, manejo y almacenamiento). Facilidad de implementación alta (no necesita regeneración ni infraestructura compleja). Impacto ambiental bajo (compuestos más amigables y menos tóxicos). Seguridad operativa alta (menos inflamables que el metanol).
	Antiaglomerantes	Baja eficiencia (en sistemas dominados por gas, aunque en sistemas dominados por petróleo son muy eficaces para mantener los hidratos dispersos en la fase líquida). Costo medio (baja dosis requerida, pero solo aplicables en presencia de hidrocarburos líquidos). Facilidad de implementación media (requieren condiciones específicas, como calentadores de superficie para separar los hidratos de la fase líquida). Impacto ambiental alto (tóxicos y altamente tensioactivos; prohibidos en entornos marinos). Seguridad operativa media (pueden formar emulsiones estables difíciles de tratar; buena estabilidad en paradas operativas).
Métodos térmicos	Calentamiento Pasivo	Eficiencia media (retarda la formación de hidratos, eficiente en zonas donde el gas entra a alta temperatura o la temperatura ambiente no es extremadamente baja.). Costo alto (inversión inicial elevada, aunque operación económica). Facilidad de implementación alta (útil en zonas frías; no requiere operación continua). Impacto ambiental bajo (no hay inyección química ni emisiones). Seguridad operativa alta (poca intervención; sistema pasivo y estable).
	Calentamiento eléctrico	Alta eficiencia (mantiene la temperatura del gas por encima del punto de formación de hidratos de forma controlada y precisa). Costo alto (requiere gran inversión en equipos eléctricos, aislamiento y sistemas de control; además, tiene consumo energético elevado). Facilidad de implementación media (puede ser complejo de instalar en sistemas existentes y requiere infraestructura eléctrica robusta). Impacto ambiental medio (no

	utiliza químicos, pero sí consume mucha energía, lo que puede aumentar la huella de carbono dependiendo de la fuente de generación eléctrica). Seguridad operativa alta (es un sistema confiable si se monitorea correctamente; permite un control exacto de temperatura, reduciendo riesgos operativos).
Fluido Caliente	Alta eficiencia (transfiere calor de forma efectiva al gas, manteniéndolo por encima de la zona de formación de hidratos). Costo alto (implica equipos como calderas, intercambiadores de calor y bombas; además, el sistema requiere mantenimiento regular y consumo constante de energía). Facilidad de implementación media (puede integrarse en sistemas nuevos, pero es más difícil adaptarlo en líneas existentes; requiere espacio y condiciones adecuadas). Impacto ambiental medio (no se emplean productos químicos, pero el proceso genera emisiones dependiendo del tipo de fluido y fuente de calor). Seguridad operativa alta (si se mantiene bien monitoreado, el sistema ofrece buena estabilidad térmica y bajo riesgo de fallas críticas).

**Tabla 4.** Análisis técnico-económico de los métodos de prevención de hidratos.

Tecnologías de eliminación		Análisis por criterios
Método Químico	Despresurización	Eficiencia alta (efectiva para inducir la disociación de hidratos cuando se aplica correctamente, en especial con una tasa de despresurización intermedia). Costo bajo (no requiere insumos químicos ni equipos sofisticados). Facilidad de implementación media (no necesita acceso directo al tapón, pero sí monitoreo y control cuidadoso de presión). Impacto ambiental bajo (no se emplean sustancias químicas ni se generan residuos). Seguridad operativa media (riesgo de enfriamiento extremo si es muy rápida, formación de hielo, o comportamiento de proyectil del tapón si la presión cambia abruptamente; requiere manejo preciso para evitar daños mecánicos o sobrepresiones).
	THI (termodinámicos)	Eficiencia alta (eficaz si el tapón no es completamente sólido y si se inyecta la dosis correcta cerca del sitio). Costo alto (dependiente del tipo de inhibidor y su cantidad; metanol es más volátil y tóxico, MEG más costoso). Facilidad de implementación media (requiere puntos de inyección cercanos; limitado en líneas largas o submarinas sin infraestructura). Impacto ambiental alto (metanol es tóxico y puede contaminar; MEG más seguro, pero aún requiere tratamiento posterior). Seguridad operativa media (riesgo por manejo de químicos).
Método Térmico	Calentamiento Pasivo	Eficiencia media (eficaz solo para retardar la formación de hidratos en distancias cortas y durante periodos limitados; no genera calor activamente). Costo medio (requiere materiales aislantes adecuados, pero evita consumo energético recurrente). Facilidad de implementación alta en nuevos sistemas (puede diseñarse desde el inicio), media en sistemas existentes (puede ser complejo adaptar aislamiento externo, especialmente en entornos submarinos). Impacto ambiental bajo (no implica uso de energía ni químicos; materiales aislantes deben ser seleccionados cuidadosamente). Seguridad operativa alta (no genera riesgos térmicos ni químicos; es una solución pasiva y estable).

<b>Método Mecánico</b>	Calentamiento eléctrico	Alta eficiencia (mantiene la temperatura del gas por encima del punto de formación de hidratos de forma controlada y precisa). Costo alto (requiere gran inversión en equipos eléctricos, aislamiento y sistemas de control; además, tiene consumo energético elevado). Facilidad de implementación media (puede ser complejo de instalar en sistemas existentes y requiere infraestructura eléctrica robusta). Impacto ambiental medio (no utiliza químicos, pero sí consume mucha energía, lo que puede aumentar la huella de carbono dependiendo de la fuente de generación eléctrica). Seguridad operativa alta (es un sistema confiable si se monitorea correctamente; permite un control exacto de temperatura, reduciendo riesgos operativos)
	Fluido Caliente	Alta eficiencia (transfiere calor de forma efectiva al gas, manteniéndolo por encima de la zona de formación de hidratos). Costo alto (implica equipos como calderas, intercambiadores de calor y bombas; además, el sistema requiere mantenimiento regular y consumo constante de energía). Facilidad de implementación media (puede integrarse en sistemas nuevos, pero es más difícil adaptarlo en líneas existentes; requiere espacio y condiciones adecuadas). Impacto ambiental medio (no se emplean productos químicos, pero el proceso genera emisiones dependiendo del tipo de fluido y fuente de calor). Seguridad operativa alta (si se mantiene bien operado, el sistema ofrece buena estabilidad térmica y bajo riesgo de fallas críticas).
	Piggs	Eficiencia media (efectiva solo si el sistema fue diseñado para pigging y el tapón no es demasiado grande o sólido). Costo alto (requiere equipos especiales, logística compleja y puede implicar paradas prolongadas). Facilidad de implementación baja (muy limitada en gasoductos sin acceso, submarinos o no diseñados para pigs). Impacto ambiental bajo (no hay descargas químicas, pero hay emisiones indirectas por operaciones auxiliares). Seguridad operativa baja (intervenciones físicas implican riesgos elevados, sobre todo en zonas de difícil acceso; se usa como último recurso).

**Tabla 5.** Análisis técnico-económico de los métodos de eliminación de hidratos.

## 2.4 Asignación de valores ponderados.

Criterio	Peso (%)	Justificación
Eficiencia	30 %	Es el criterio más importante porque la tecnología debe ser capaz de prevenir o eliminar efectivamente los hidratos, ya que un mal desempeño técnico puede poner en riesgo toda la operación.
Costo	25 %	Aunque es un factor relevante, puede compensarse si la tecnología tiene alta eficiencia y seguridad. Sin embargo, sigue siendo esencial para evaluar su viabilidad económica.
Facilidad de implementación	15%	Afecta los tiempos de respuesta ante contingencias o el costo de adaptación del sistema. Se valora más en escenarios donde se requiere intervención rápida.
Impacto ambiental	15%	Importante para cumplir normativas ambientales y sostenibilidad, pero se puede manejar mediante planes de mitigación si los otros criterios son satisfactorios.
Seguridad operativa	15%	Un método que represente riesgo para el personal, la integridad del sistema o que pueda generar incidentes, aunque sea eficiente, no es viable en un entorno industrial exigente.

**Tabla 6.** Valores ponderados de cada criterio.

Esta ponderación está diseñada para contextos operativos en gasoductos de transporte donde el objetivo es asegurar continuidad operativa y minimizar riesgos. Si el análisis se enfocara en un entorno regulatorio más estricto ambientalmente o en zonas sensibles, podrías aumentar el peso del impacto ambiental.

Para el desarrollo de la matriz, la escala usada es de 1 a 5, donde 5 es el mejor desempeño por criterio, el ponderado de cada tecnología se calcula multiplicando la calificación por el peso de cada criterio. Los resultados finales se expresan en puntaje total ponderado, que sirve para comparar el rendimiento general de cada tecnología en un ambiente hipotético donde el objetivo es asegurar continuidad operativa y minimizar riesgos.

Los valores de desempeño asignados por criterio se asignaron teniendo en cuenta las tablas 4 y 5 del análisis técnico-económico. Las tablas 7 y 8 representan las matrices creadas a partir de este análisis.

## 2.5 Matriz de selección de tecnologías de prevención de hidratos.

Tecnología		Eficiencia	Costo	Facilidad de Implementación	Impacto Ambiental	Seguridad operativa	Total
		30%	25%	15%	15%	15%	100%
Métodos químicos	THI MEG	4	2	3	3,5	3,5	3,2
	MEOH	5	3	3,5	2	2	3,4
	LDHIs <b>KHI</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>4,2</b>
	AA	1	3	3	2	3	2,3
Métodos térmicos	Calentamiento Pasivo	2,5	2	4	5	5	3,4
	Calentamiento eléctrico	4	2	3	3	5	3,4
	Fluido Caliente	4	2	3	3	5	3,4

**Tabla 7.** Matriz de selección de tecnologías de prevención de hidratos.

De esta matriz de selección se puede inferir que:

- KHI (Inhibidor Cinético) es la mejor opción global, destacando en todos los criterios y especialmente en impacto ambiental y seguridad.
- Métodos térmicos como el calentamiento eléctrico y fluido caliente tienen alta eficiencia y seguridad, pero se ven penalizados por el costo y la implementación.
- Calentamiento pasivo es muy seguro y ambientalmente limpio, ideal donde no se requiere una solución activa constante.
- THI (MEG y MEOH) tienen buena eficiencia, pero están penalizados por el costo, el impacto ambiental y los riesgos operativos, a pesar de esto es la tecnología más utilizada en la industria debido a su eficiencia.
- Antiaglomerantes (AA) tienen baja eficiencia en sistemas dominados por gas y alto impacto ambiental, lo que los hace poco competitivos en la mayoría de los escenarios.

## 2.6 Matriz de selección de tecnologías de eliminación de hidratos.

Tecnología		Eficiencia	Costo	Facilidad de Implementación	Impacto Ambiental	Seguridad operativa	Total
Método Hidráulico	Despresurización	30% 5	20% 5	15% 3	10% 5	25% 3	100% 4,4
	THI						
Método Químico	MEG	4	2	3	3,5	3,5	3,2
	MEOH	5	3	3,5	2	2	3,4
Método Térmico	Calentamiento Pasivo	2,5	2	4	5	5	3,4
	Calentamiento eléctrico	4	2	3	3	5	3,4
	Fluido Caliente	4	2	3	3	5	3,4
Método Mecánico	piggs	3	2	1	5	2	2,6

**Tabla 8.** Matriz de selección de tecnologías de eliminación de hidratos.

En escenarios donde ya se ha formado un tapón de hidratos en un gasoducto, es fundamental seleccionar una tecnología de eliminación que combine alta eficiencia, seguridad operativa y viabilidad técnica. A partir del análisis comparativo de esta matriz, se pueden extraer las siguientes observaciones clave:

- La despresurización es la opción más efectiva en términos globales. Presenta la mayor eficiencia, bajo costo, y bajo impacto ambiental. Su aplicación es directa y puede eliminar rápidamente el tapón, siempre que las condiciones del sistema (como la segmentación del gasoducto, el control de válvulas y la resistencia del ducto) lo permitan.
- La inyección de inhibidores térmicos, aunque tiene un costo elevado y un mayor impacto ambiental (especialmente el metanol), es una opción efectiva cuando la despresurización

no es factible. El uso de MEOH o MEG permite disolver el tapón a través de contacto químico directo. Su implementación requiere sistemas de inyección y almacenamiento adecuados, lo cual puede limitar su rapidez en situaciones de emergencia.

- Los métodos térmicos (Calentamiento pasivo, eléctrico o por fluido caliente) tienen una eficiencia moderadamente alta y destacan por su buena seguridad operativa. Son útiles cuando se dispone de la infraestructura necesaria (trazado térmico, unidades de calentamiento, o sistemas de recirculación). Sin embargo, su aplicación suele requerir más tiempo para elevar la temperatura del entorno del tapón hasta los niveles necesarios para su disolución, por lo que no son siempre la primera opción en emergencias.
- El método mecánico con Piggs tiene una eficiencia limitada en escenarios donde ya se formó un tapón completo, ya que la herramienta de limpieza no puede atravesarlo fácilmente. Su implementación también depende de la geometría de la línea, la presencia de curvas, cambios de diámetro o válvulas. Aunque resulta útil como medida de mantenimiento, su aplicación para eliminación directa de un tapón formado es reducida.

## CAPITULO 3

### **3 Análisis del comportamiento de hidratos en gasoductos bajo condiciones operativas representativas.**

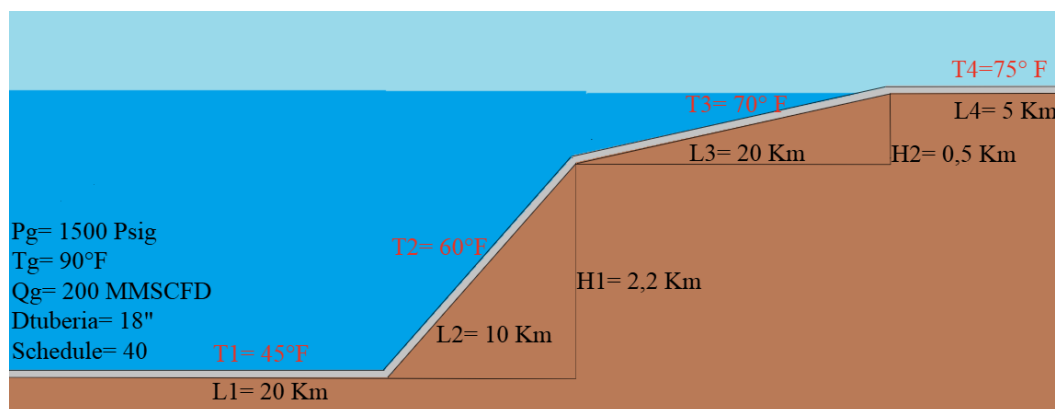
En este capítulo se analiza un escenario operativo de un gasoducto de transporte de gas para determinar el riesgo de formación de hidratos, se emplean datos representativos provenientes de un ejercicio académico de la asignatura diseño de plantas de gas con software especializado suministrado por el profesor Manuel Cabarcas y se aplican criterios termodinámicos para determinar condiciones críticas de formación. Este análisis permite entender el comportamiento de los hidratos.

A continuación, se presenta la descripción del caso representativo y de la configuración de la simulación en estado estable en Aspen HYSYS para evaluar el riesgo de formación de hidratos en un gasoducto submarino.

#### **3.1 Selección del caso representativo o condiciones operativas**

El caso de estudio corresponde a un gasoducto submarino de 18" Schedule 40 (acero al carbono, con aislamiento térmico y con rugosidad de 0,0018 in) que transporta gas natural desde la cabeza de pozo en el mar hasta un punto de entrega en tierra. A la entrada del gasoducto el gas se encuentra a  $P_g = 1500$  psig y  $T_g = 90$  °F, con caudal de 200 MMSCFD. La trayectoria hidráulica se modela con cuatro tramos de longitudes y temperaturas ambientales del agua de mar definidas por la figura base:  $L_1 = 20$  km a 45 °F,  $L_2 = 10$  km a 60 °F,  $L_3 = 20$  km a 70 °F y  $L_4 = 5$  km a 75 °F. El perfil batimétrico presenta dos ascensos principales de  $H_1 = 2.2$  km y  $H_2 = 0.5$  km respecto al lecho marino, por lo que el ducto opera a una profundidad TVD máx.  $\approx 2.7$  km. La longitud medida (MD) de la tubería es 55 km. Para el intercambio térmico con el medio se adopta un

coeficiente global de transferencia de calor  $U = 0.6 \text{ BTU/hr}\cdot\text{ft}\cdot^\circ\text{F}$  aplicado a todos los tramos. La figura 11 representa este caso de estudio.



**Figura 11.** El perfil batimétrico del caso de estudio (Modificado del ejercicio propuesto).

Se consideran tres calidades con fracciones molares especificadas en la tabla 9 y un pseudocomponente pesado C7+ caracterizado por su gravedad API y peso molecular tabla 10, a utilizarse en la caracterización de fracciones pesadas de HYSYS:

Componente	Gas seco	Gas húmedo	Gas condensado
	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar
N2	0,0103	0,0060	0,0085
CO2	0,0135	0,0120	0,0157
C1	0,8742	0,7500	0,7012
C2	0,0654	0,1200	0,1254
C3	0,0231	0,0550	0,0632
i-C4	0,0042	0,0180	0,0203
n-C4	0,0043	0,0185	0,0211
i-C5	0,0013	0,0080	0,0105
n-C5	0,0014	0,0085	0,0112
C6	0,0020	0,0035	0,0128
C7+	0,0003	0,0005	0,0101
<b>Total</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>

**Tabla 9.** Composiciones de los gases.

<b>Componente</b>	<b>Gravedad API</b>	<b>Peso molecular (Lb/Lbmol)</b>
C7+ (Gas seco)	50	110
C7+ (Gas húmedo)	48	110
C7+ (Gas condensado)	45	115

**Tabla 10.** Propiedades de la fracción pesada de cada uno de los gases.

### **3.2 Procedimiento de Simulación en HYSYS**

Para el desarrollo de la simulación del sistema de transporte de gas, se empleó el software Aspen HYSYS, seleccionando el modelo termodinámico Peng-Robinson en estado estable por su aplicabilidad en sistemas de hidrocarburos y su precisión en el manejo de fases vapor-líquido y porque permite estimar la temperatura de formación de hidratos a las condiciones de operación establecidas.

En primer lugar, se configuró el ambiente de simulación en unidades de campo (Field Units), con el fin de evitar inconsistencias en la introducción y análisis de los datos. Posteriormente, se definió la lista de componentes correspondiente a las corrientes de entrada.

#### **3.2.1 Corriente de gas seco saturado con agua**

Para propósitos de la simulación, en todos los escenarios el gas inicia saturado con agua desde el inicio de la simulación (simulando las condiciones reales de salida de la cabeza del pozo a 1500 psig y 90 °F).

Se creó la primera corriente de gas seco (figura 12), la cual fue saturada con agua para representar condiciones de operación realistas en el gasoducto (figura 13). A cada corriente se le asignaron los parámetros de presión, temperatura, flujo y composición, siendo estos últimos consistentes con los datos de entrada disponibles.

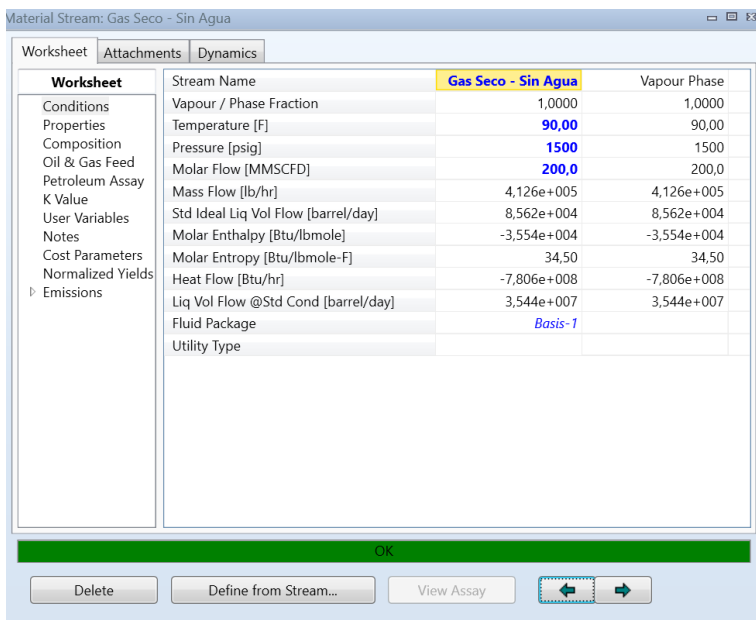


Figura 12. Creación y especificación de la corriente de gas seco.

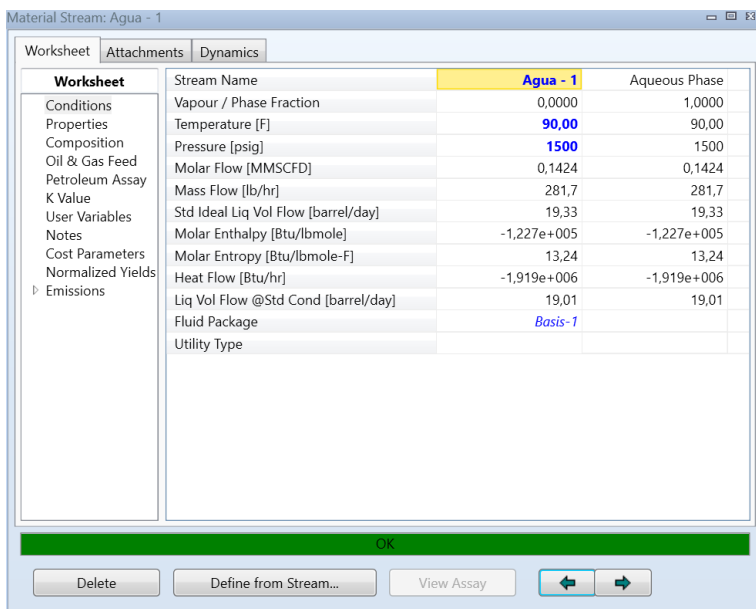


Figura 13. Creación y especificación de la corriente de agua.

### 3.2.2 Configuración del gasoducto

Con la corriente definida, se procedió a la construcción del sistema de transporte mediante el ingreso de los segmentos de tubería como se muestra en la figura 14. El gasoducto fue dividido en cuatro tramos antes de su llegada a la planta de tratamiento, empleando tuberías con especificaciones Schedule 40 y un diámetro nominal de 18 pulgadas.

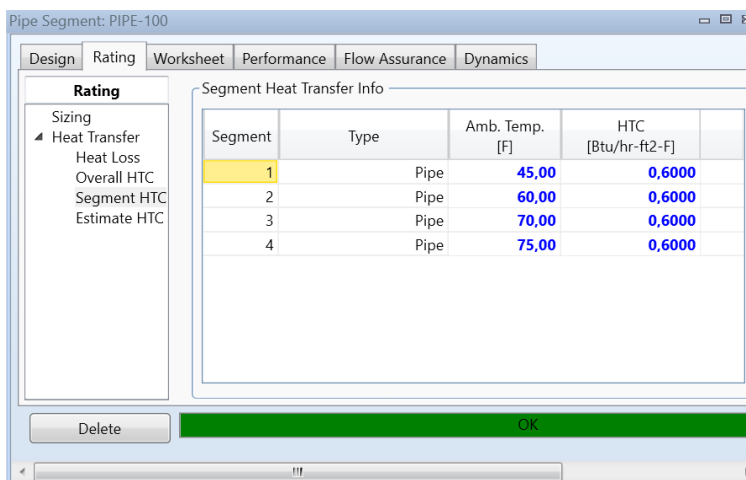
Cada tramo de tubería fue discretizado en 10 secciones, con el propósito de analizar el comportamiento de presión y temperatura a lo largo de la línea. Para el cálculo del flujo multifásico, se mantuvieron las correlaciones predeterminadas por el software.

Property	1	2	3	4
Segment	1	2	3	4
Fitting/Pipe	Pipe	Pipe	Pipe	Pipe
Length/Equivalent Length	6,562e+004	3,281e+004	6,562e+004	1,640e+004
Elevation Change	0,0000	7218	1640	0,0000
Outer Diameter	18,00	18,00	18,00	18,00
Inner Diameter	16,88	16,88	16,88	16,88
Material	Mild Steel	Mild Steel	Mild Steel	Mild Steel
Roughness	1,500e-004	1,500e-004	1,500e-004	1,500e-004
Pipe Wall Conductivity	26,00	26,00	26,00	26,00
Increments	10	10	10	10
FittingNo	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>

**Figura 14.** Construcción del sistema de transporte

### 3.2.3 Condiciones térmicas

Se estableció la transferencia de calor en cada tramo (figura 15), asignando un coeficiente global de transferencia de calor y la temperatura ambiente correspondiente a cada segmento de tubería.

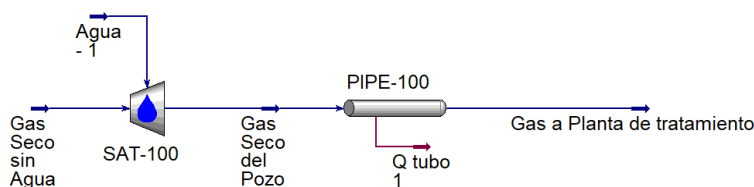


Segment	Type	Amb. Temp. [F]	HTC [Btu/hr-ft <sup>2</sup> -F]
1	Pipe	45,00	0,6000
2	Pipe	60,00	0,6000
3	Pipe	70,00	0,6000
4	Pipe	75,00	0,6000

**Figura 15.** Especificación de las condiciones térmicas del gasoducto

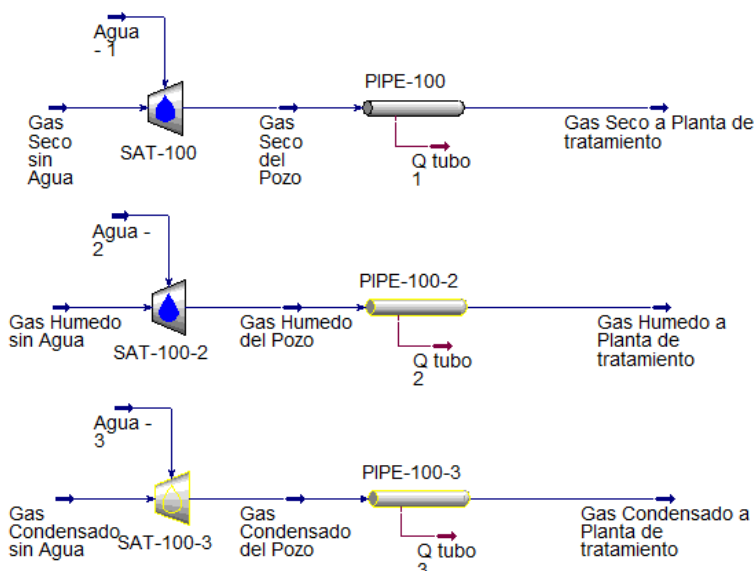
### 3.2.4 Ejecución

La simulación se ejecutó sin inconvenientes (figura 16), permitiendo la obtención de perfiles de presión y temperatura a lo largo del gasoducto.



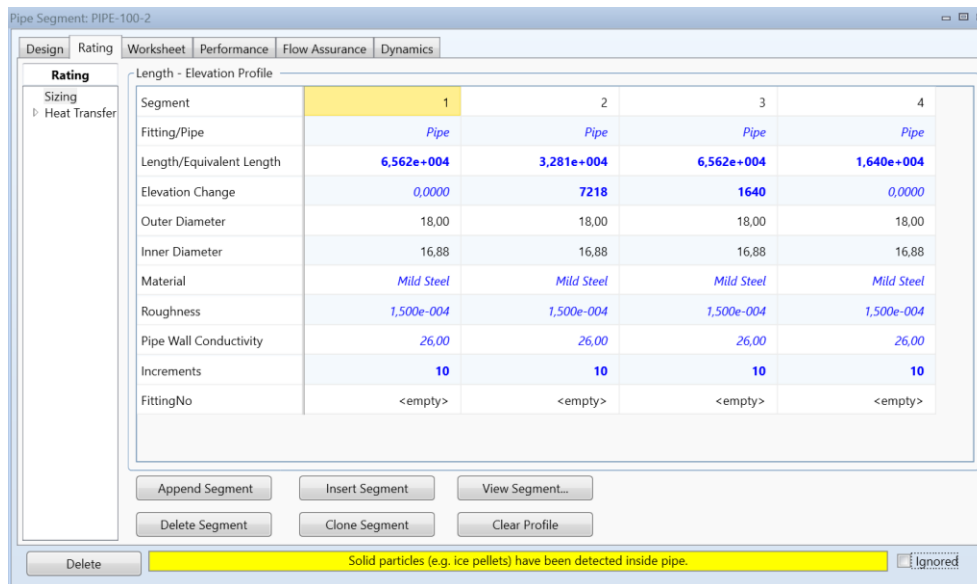
**Figura 16.** Simulación del sistema.

Posteriormente, se generaron copias del sistema modificando únicamente la composición del gas de entrada, con el fin de simular los escenarios de gas seco, gas húmedo y gas condensado (figura 17).



**Figura 17.** Simulación del sistema para cada escenario.

Para los casos de gas húmedo y gas condensado, el software emitió una alerta por presencia de partículas sólidas de hielo en la tubería (figura 18), lo que constituye evidencia de la formación de hidratos en dichos escenarios.



**Figura 18.** Alerta de presencia de hidratos.

### 3.3 Resultados de la simulación

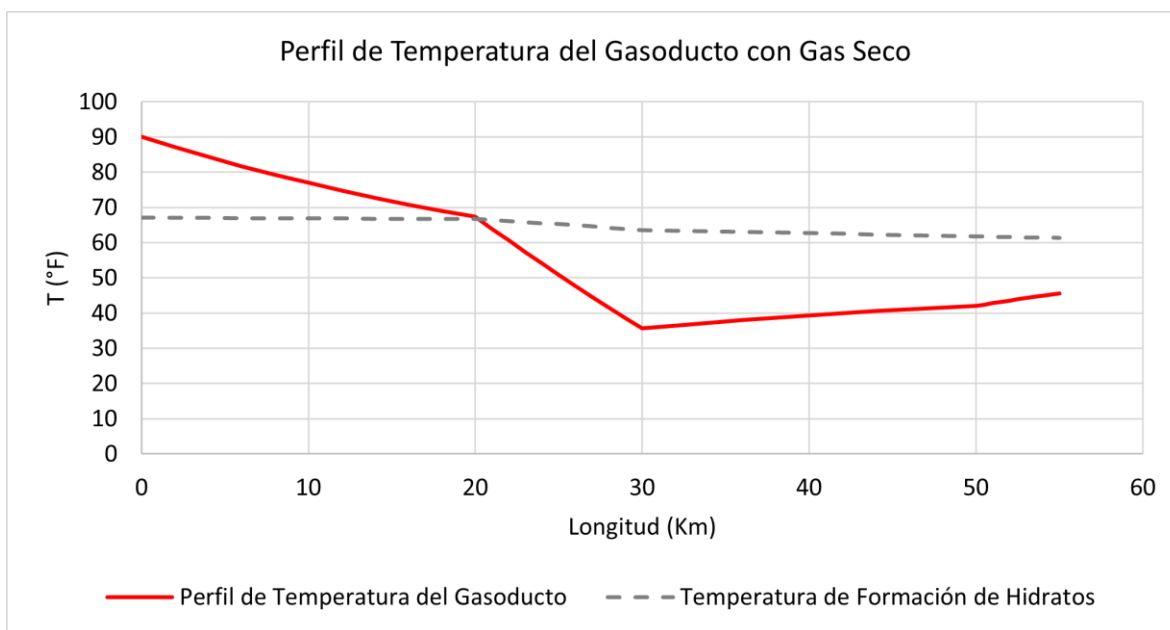
El procedimiento consistió en comparar el perfil de operación del gasoducto (presión y temperatura a lo largo de la línea) con la curva de equilibrio de hidratos calculada en el simulador. HYSYS, mediante la herramienta Hydrate Formation Utility, determina la temperatura a la cual los hidratos serían estables para cada valor de presión. A partir de este análisis, se dan las condiciones de operación óptimas en el gasoducto.

A continuación, en las tablas 11, 12, 13, 14 ,15, y 16 se muestran los resultados obtenidos de la simulación y se grafican estos resultados en las figuras 19, 20, 21, 22, 23 y 24.

Gas Seco					
P (Psig)	L (ft)	L (Km)	T (°F)	T (°F)	Formación
				Formación	
1500	0	0	90	67,08918289	No se forman
1494,5228	6561,67979	2	87,1173783	67,0559043	No se forman
1487,39374	13123,3596	4	84,3360248	67,01232824	No se forman
1480,31832	19685,0394	6	81,722827	66,96878434	No se forman
1473,28738	26246,7192	8	79,2668839	66,92521818	No se forman
1466,29411	32808,399	10	76,9580218	66,88158856	No se forman
1459,33295	39370,0787	12	74,7867309	66,83786114	No se forman
1452,39918	45931,7585	14	72,7441233	66,79400592	No se forman
1445,48865	52493,4383	16	70,8218974	66,74999579	No se forman
1438,59766	59055,1181	18	69,0123037	66,70580575	No se forman
1431,72285	65616,7979	20	67,3081113	66,66141238	No se forman
<b>1390,87024</b>	<b>68897,6378</b>	<b>21</b>	<b>63,912059</b>	<b>66,39104856</b>	<b>Se forman</b>
1350,41819	72178,4777	22	60,5757925	66,1115891	Se forman
1310,41482	75459,3176	23	57,2432081	65,82276061	Se forman
1270,89769	78740,1575	24	53,9887604	65,52424654	Se forman
1231,90745	82020,9974	25	50,7897332	65,21578841	Se forman
1193,4756	85301,8373	26	47,6453364	64,8970966	Se forman
1155,62878	88582,6772	27	44,5562359	64,56787923	Se forman
1118,38937	91863,5171	28	41,5235824	64,22784473	Se forman
1081,77582	95144,357	29	38,548821	63,87678784	Se forman
1045,80288	98425,1969	30	35,6336235	63,51433413	Se forman
1030,65751	104986,877	32	36,4528855	63,35620769	Se forman
1015,44276	111548,556	34	37,2297329	63,19390064	Se forman
1000,15107	118110,236	36	37,9651059	63,02716559	Se forman
984,774669	124671,916	38	38,6599717	62,855737	Se forman

969,305527	131233,596	40	39,3153118	62,67932891	Se forman
953,735274	137795,276	42	39,9321113	62,49763243	Se forman
938,055163	144356,955	44	40,5113496	62,310313	Se forman
922,256	150918,635	46	41,0539879	62,11700712	Se forman
906,328081	157480,315	48	41,560963	61,91731873	Se forman
890,261111	164041,995	50	42,0331769	61,71081493	Se forman
887,795728	165682,415	50,5	42,4155842	61,67866521	Se forman
885,311402	167322,835	51	42,7913181	61,64614183	Se forman
882,808062	168963,255	51,5	43,1604502	61,6132402	Se forman
880,285578	170603,675	52	43,5230498	61,57995487	Se forman
877,743817	172244,094	52,5	43,8791859	61,54628026	Se forman
875,18264	173884,514	53	44,2289271	61,51221063	Se forman
872,601904	175524,934	53,5	44,5723414	61,47774005	Se forman
870,001459	177165,354	54	44,9094964	61,44286243	Se forman
867,381149	178805,774	54,5	45,2404593	61,40757148	Se forman
864,740813	180446,194	55	45,5652966	61,37186074	Se forman

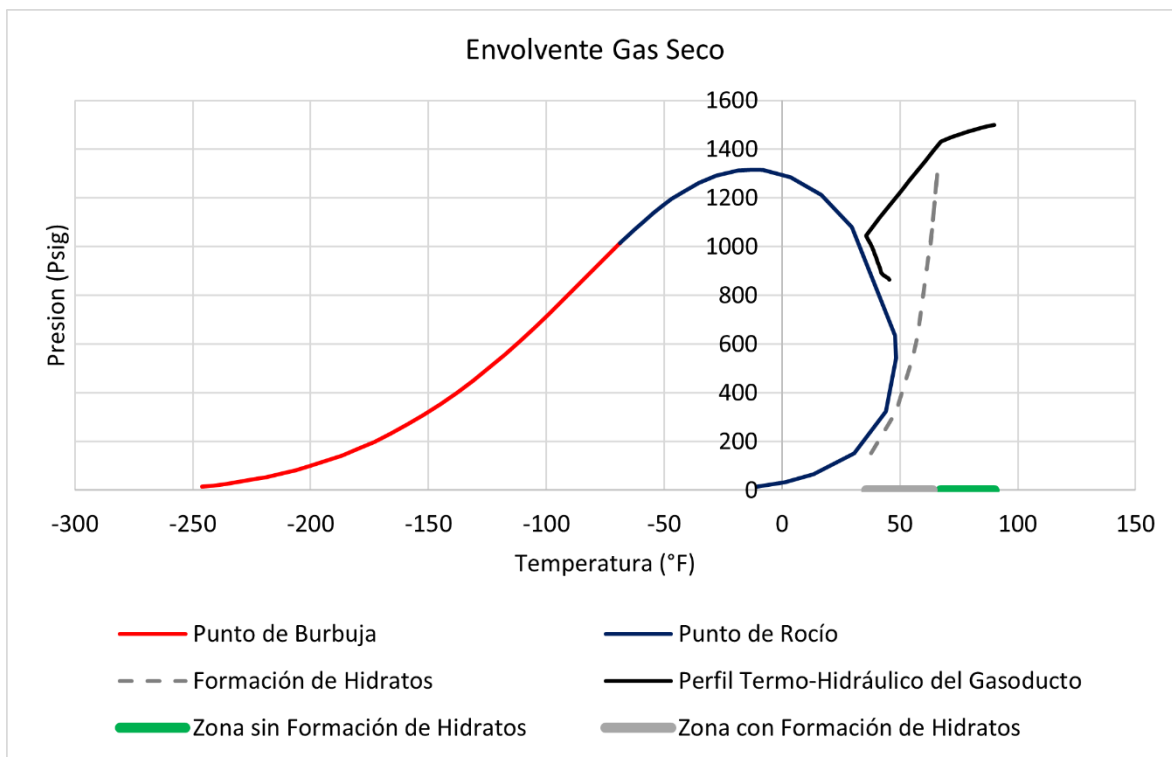
**Tabla 11.** Comportamiento de presión y temperatura a lo largo del gasoducto con gas seco.



**Figura 19.** Perfil de temperatura del gasoducto con gas seco.

Punto de Burbuja		Punto de rocío		Formación de hidratos	
P (Psig)	T (°F)	P (Psig)	T (°F)	P (Psig)	T (°F)
13,8990323	-246,02779	14,695945	-10,471476	151,9384165	37,75565645
19,4938579	-240,94926	33,7630891	1,25821114	323,2832134	48,32574372
26,1542271	-235,6761	65,1994953	13,2566814	541,4842893	55,45960592
34,0597598	-230,20692	151,938417	30,5242786	634,9483862	57,5550208
43,4110088	-224,54198	323,283213	44,1624881	1080,618997	63,86540938
54,4286607	-218,68357	541,484289	48,3900057	1211,347065	65,04717706
67,3514415	-212,63625	634,948386	47,7961168	1284,819621	65,6309768
82,432399	-206,40721	1080,619	29,5431062	1313,495044	65,84546411
99,9332509	-200,00653	1211,34707	16,6200868	1315,567999	65,86069868
120,116546	-193,44737	1284,81962	3,71550329	1011,686042	63,15327849
143,235496	-186,74621	1313,49504	-8,2534887	-	-
169,521512	-179,92288	1315,568	-12,549164	-	-
199,169712	-173,00051	1311,23557	-18,831803	-	-
232,32295	-166,00539	1290,37056	-27,872275	-	-
269,055266	-158,96657	1260,3032	-35,424682	-	-
309,355937	-151,91539	1227,28864	-41,65166	-	-
353,115679	-144,88474	1194,9126	-46,766498	-	-
400,116568	-137,9082	1164,83835	-50,990625	-	-
450,027578	-131,01898	1137,52856	-54,528018	-	-
502,407164	-124,24881	1101,27226	-58,918101	-	-
556,714258	-117,62663	1069,23124	-62,595508	-	-
612,3284	-111,17739	1039,78364	-65,861552	-	-
668,579183	-104,92076	1013,40556	-68,722205	-	-
724,784633	-98,870034	-	-	-	-
780,298134	-93,030988	-	-	-	-
834,565172	-87,400411	-	-	-	-
884,132701	-82,279729	-	-	-	-
932,156317	-77,299987	-	-	-	-
963,441007	-74,028056	-	-	-	-
984,10587	-71,848011	-	-	-	-
997,869641	-70,385389	-	-	-	-
1011,68604	-68,90699	-	-	-	-
1013,40556	-68,722205	-	-	-	-

**Tabla 12.** Condiciones P–T de la envolvente de fases y línea de hidratos del gas seco.



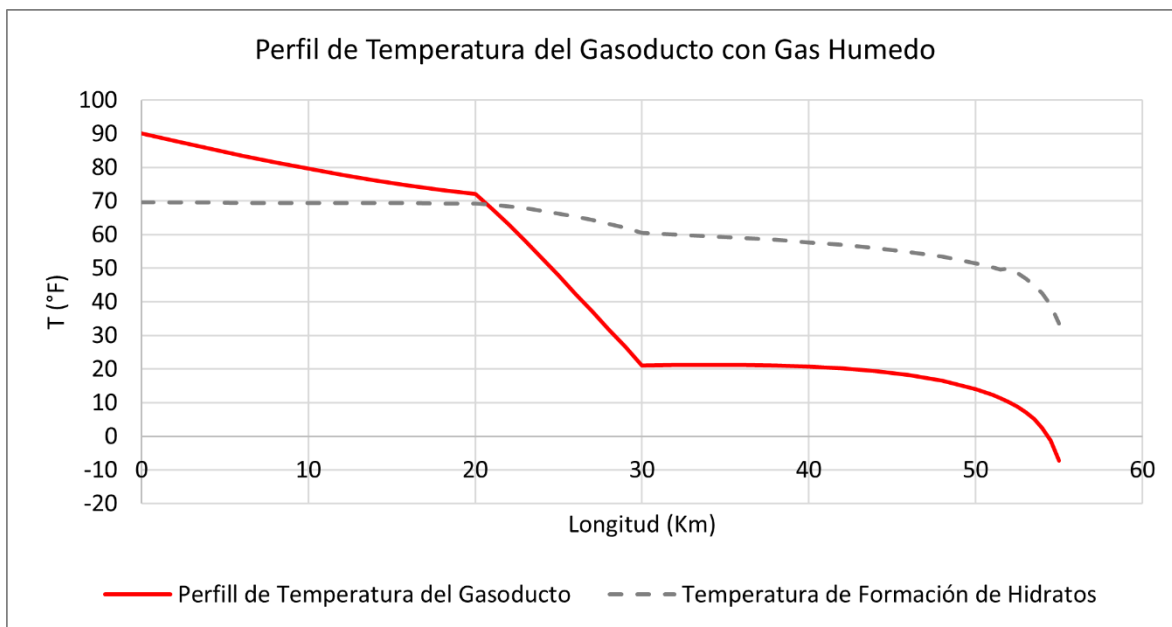
**Figura 20.** Envoltorio de fases del Gas seco, curva de formación de hidratos, perfil termo-hidráulico del gasoducto y zonas de formación y no formación de hidratos.

Como se observa en la figura 19, en la entrada (0 km, 90 °F y 1500 psig) la temperatura está muy por encima de la de formación (67 °F), el gas se enfría gradualmente hasta que alrededor de los 20 - 21 km, en el segundo tramo de tubería (L2), la temperatura del gasoducto alcanza la curva de formación de hidratos, a partir de este punto y hasta la salida (55 km), la simulación indica formación de hidratos, lo que representa riesgo de bloqueo parcial o total del ducto.

<b>Gas Húmedo</b>					
<b>P (Psig)</b>	<b>L (ft)</b>	<b>L (Km)</b>	<b>T (°F)</b>	<b>T (°F)</b>	<b>Formación</b>
1500	0	0	90	69,52413541	No se forman
1494,47337	6561,67979	2	87,7779002	69,50054622	No se forman
1487,24087	13123,3596	4	85,5777404	69,46933334	No se forman
1480,05709	19685,0394	6	83,4836524	69,43794376	No se forman
1472,91748	26246,7192	8	81,4895324	69,40636216	No se forman
1465,81808	32808,399	10	79,5896516	69,37457516	No se forman
1458,75538	39370,0787	12	77,7786294	69,3425704	No se forman
1451,72561	45931,7585	14	76,0770359	69,31033364	No se forman
1445,27639	52493,4383	16	74,6227818	69,28042223	No se forman
1439,93078	59055,1181	18	73,2732135	69,25538342	No se forman
1434,43722	65616,7979	20	71,9732682	69,22941782	No se forman
<b>1358,37763</b>	<b>68897,6378</b>	<b>21</b>	<b>67,6942068</b>	<b>68,84477413</b>	<b>Se forman</b>
1274,17026	72178,4777	22	63,0634796	68,36048637	Se forman
1184,1564	75459,3176	23	58,124685	67,76699916	Se forman
1090,71343	78740,1575	24	52,9050468	67,05622357	Se forman
999,293734	82020,9974	25	47,6543126	66,25203388	Se forman
910,762667	85301,8373	26	42,3972937	65,35175827	Se forman
825,347003	88582,6772	27	37,1352471	64,3472449	Se forman
743,015782	91863,5171	28	31,8555399	63,22584834	Se forman
663,48167	95144,357	29	26,5257716	61,96682655	Se forman
586,124733	98425,1969	30	21,0807161	60,53518256	Se forman
562,051221	104986,877	32	21,1204231	60,03964519	Se forman
538,984529	111548,556	34	21,1957876	59,53933476	Se forman
514,930131	118110,236	36	21,1640866	58,98871269	Se forman
489,676757	124671,916	38	21,0046849	58,37597795	Se forman
462,94555	131233,596	40	20,6888576	57,68475456	Se forman
434,355655	137795,276	42	20,1648017	56,89140951	Se forman
403,363039	144356,955	44	19,3749242	55,96005666	Se forman
369,143766	150918,635	46	18,2153501	54,83239935	Se forman
330,340766	157480,315	48	16,5014772	53,40419927	Se forman
284,901239	164041,995	50	13,9060469	51,4818653	Se forman
272,235292	165682,415	50,5	13,172106	50,88812882	Se forman
258,865818	167322,835	51	12,3270254	50,22964706	Se forman
244,673341	168963,255	51,5	11,3466038	49,4915345	Se forman
229,500029	170603,675	52	10,1974698	49,82921832	Se forman
213,129905	172244,094	52,5	8,83172805	48,46873653	Se forman
195,253554	173884,514	53	7,17697117	46,86481001	Se forman
175,400532	175524,934	53,5	5,11594192	44,9142821	Se forman
152,785497	177165,354	54	2,43809432	42,42927687	Se forman
125,906082	178805,774	54,5	-1,2988434	39,00725212	Se forman

91,0359673    180446,194    55    -7,3452563    33,47477306    Se forman

**Tabla 13.** Comportamiento de presión y temperatura a lo largo del gasoducto con gas húmedo.

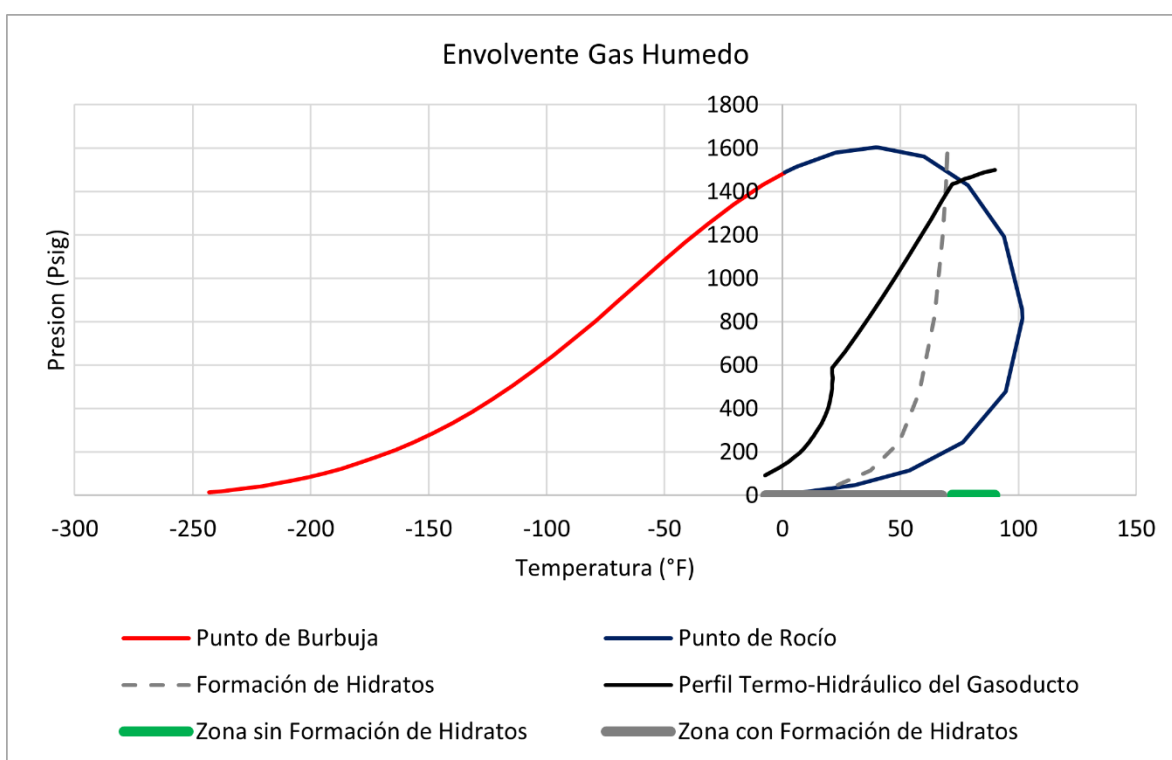


**Figura 21.** Perfil de temperatura del gasoducto con gas húmedo.

Punto de Burbuja		Punto de Rocío		Formación de hidratos	
P (Psig)	T (°F)	P (Psig)	T (°F)	P (Psig)	T (°F)
12,6832764	-243,14388	14,695945	8,51517628	47,52668646	23,380342
18,215785	-237,83007	47,5266865	30,6419373	114,0557316	37,29165919
24,8453781	-232,29288	114,055732	53,8152283	243,2430292	49,41475907
32,7693809	-226,52693	243,243029	76,3579343	478,0229118	58,08028354
42,2123314	-220,52804	478,022912	94,6219254	814,5131595	64,20891769
53,4268823	-214,29345	814,51316	101,72098	858,1019232	64,74990881
66,693701	-207,82216	858,101923	101,620121	1192,362157	67,82461287
82,3200264	-201,11518	1192,36216	94,0046827	1429,930718	69,20793975
100,636524	-194,17577	1429,93072	78,625909	1561,733741	69,80320782
121,9921	-187,00974	1561,73374	59,9124665	1602,913284	69,98531293
146,746395	-179,62554	1602,91328	40,6310457	1430,355167	69,20996954
175,259955	-172,0344	1603,03696	39,4534173	-	-
207,881727	-164,25027	1578,65053	22,3903798	-	-
244,935043	-156,28957	1514,38118	5,97685641	-	-
286,702083	-148,1708	1487,9349	0,99098162	-	-
333,408625	-139,91371	-	-	-	-
385,210845	-131,53828	-	-	-	-

442,186849	-123,06296	-	-	-	-
504,336549	-114,50235	-	-	-	-
571,594682	-105,86369	-	-	-	-
643,863355	-97,141634	-	-	-	-
721,072365	-88,310346	-	-	-	-
803,276498	-79,311119	-	-	-	-
890,794299	-70,033105	-	-	-	-
984,367686	-60,284027	-	-	-	-
1085,23803	-49,749045	-	-	-	-
1165,39173	-41,174197	-	-	-	-
1250,57827	-31,641182	-	-	-	-
1339,96525	-20,827599	-	-	-	-
1430,35517	-8,3874077	-	-	-	-
1487,9349	0,99098162	-	-	-	-

**Tabla 14.** Condiciones P-T de la envolvente de fases y línea de hidratos del gas húmedo.



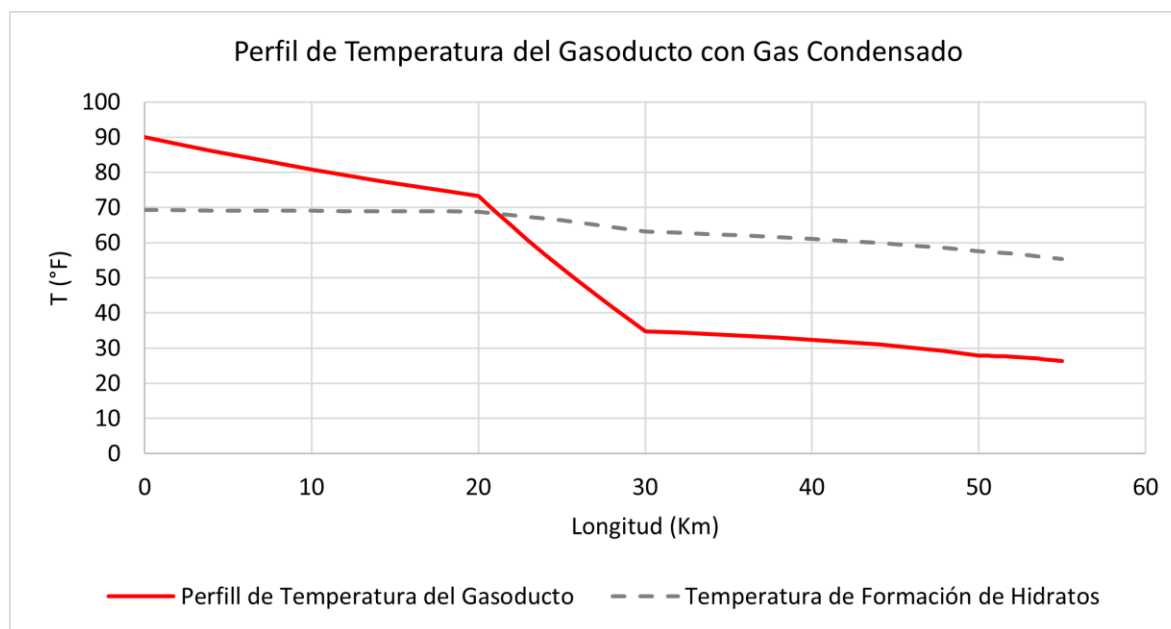
**Figura 22.** Envolverte de fases del gas húmedo, curva de formación de hidratos, perfil termo-hidráulico del gasoducto y zonas de formación y no formación de hidratos.

La tendencia es más crítica que en el gas seco, debido a la mayor presencia de agua libre y fracciones más pesadas de hidrocarburos. El cruce ocurre también en torno a los 20-21 km (figura 21), pero la diferencia entre la temperatura real y la de formación se amplía mucho más rápido, la caída de temperatura es mucho mayor principalmente porque el efecto Joule–Thomson es más marcado en mezclas que contienen vapor de agua o agua líquida. Según Sloan y Koh (2008), el coeficiente Joule–Thomson aumenta con la presencia de componentes más pesados que el metano y con moléculas polares como el agua. Esto implica que, ante una misma caída de presión, el enfriamiento que experimenta un gas húmedo es mayor que el de un gas seco o un gas condensado, debido a que el agua intensifica el enfriamiento por expansión (Sun et al., 2017)

<b>Gas condensado</b>					
<b>P (Psig)</b>	<b>L (ft)</b>	<b>L (Km)</b>	<b>T (°F)</b>	<b>T (°F) Formación</b>	<b>Formación</b>
1500	0	0	90	69,24432969	No se forman
1491,50329	6561,67979	2	88,0210632	69,20375946	No se forman
1483,0189	13123,3596	4	86,117082	69,1627861	No se forman
1474,544	19685,0394	6	84,2856072	69,12139252	No se forman
1466,07576	26246,7192	8	82,5235301	69,07956095	No se forman
1457,61148	32808,399	10	80,82788	69,03727335	No se forman
1449,1485	39370,0787	12	79,1958135	68,99451138	No se forman
1440,68425	45931,7585	14	77,6246186	68,95125634	No se forman
1432,2162	52493,4383	16	76,1116992	68,90748912	No se forman
1423,74189	59055,1181	18	74,6545744	68,86319017	No se forman
1415,25889	65616,7979	20	73,2508721	68,81833942	No se forman
1333,59254	68897,6378	21	68,9236983	68,35936633	No se forman
<b>1256,13147</b>	<b>72178,4777</b>	<b>22</b>	<b>64,7024346</b>	<b>67,87448466</b>	<b>Se forman</b>
1183,91119	75459,3176	23	60,6461862	67,3733736	Se forman
1114,55588	78740,1575	24	56,6210793	66,84186133	Se forman
1049,09331	82020,9974	25	52,7370463	66,28921674	Se forman
987,516633	85301,8373	26	48,9840187	65,71820921	Se forman
929,638687	88582,6772	27	45,3613326	65,13060151	Se forman
874,184358	91863,5171	28	41,8126912	64,51531064	Se forman
820,222733	95144,357	29	38,2915962	63,86111662	Se forman
767,716812	98425,1969	30	34,79424	63,16498731	Se forman
741,429796	104986,877	32	34,4136599	62,79185191	Se forman
714,67655	111548,556	34	33,9919906	62,39363071	Se forman

687,388535	118110,236	36	33,5230242	61,96681633	Se forman
659,48504	124671,916	38	32,9991552	61,50711377	Se forman
630,86929	131233,596	40	32,4109022	61,00917884	Se forman
601,423801	137795,276	42	31,7462663	60,46625415	Se forman
571,004221	144356,955	44	30,9898184	59,86964148	Se forman
539,4291	150918,635	46	30,1212302	59,207875	Se forman
506,464915	157480,315	48	29,1129873	58,4654183	Se forman
471,802374	164041,995	50	27,926601	57,62049489	Se forman
464,634013	165682,415	50,5	27,8443356	57,43672167	Se forman
457,331373	167322,835	51	27,7477767	57,2461054	Se forman
449,888038	168963,255	51,5	27,6361188	57,0481764	Se forman
442,296781	170603,675	52	27,5084506	56,84240855	Se forman
434,549719	172244,094	52,5	27,363759	56,6282177	Se forman
426,638518	173884,514	53	27,2009387	56,40496111	Se forman
418,553451	175524,934	53,5	27,0187051	56,17190336	Se forman
410,28409	177165,354	54	26,8156387	55,92822618	Se forman
401,818904	178805,774	54,5	26,5901379	55,67300585	Se forman
393,145085	180446,194	55	26,3403863	55,40519435	Se forman

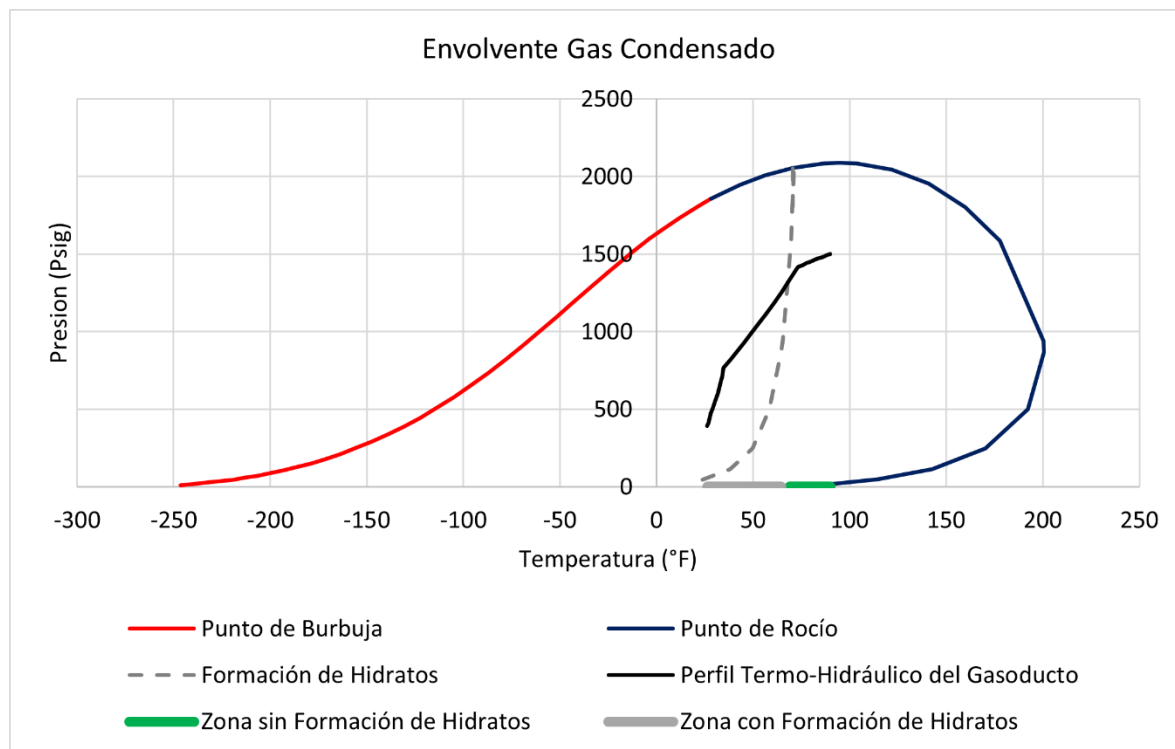
**Tabla 15.** Comportamiento de presión y temperatura a o largo del gasoducto con gas condensado.



**Figura 23.** Perfil de temperatura del gasoducto con gas condensado.

Punto de Burbuja		Punto de Rocio		Formacion de hidratos	
P (Psig)	T (°F)	P (Psig)	T (°F)	P (Psig)	T (°F)
11,7922776	-246,30911	14,695945	87,3764017	47,52668646	23,95983411
16,6780971	-241,30435	47,5266865	114,547217	114,6276655	38,14685215
22,4837817	-236,08724	114,627666	142,783359	247,4793629	49,62050184
29,3734649	-230,65083	247,479363	170,098792	498,6708146	58,28146718
37,5356632	-224,9889	498,670815	192,171879	867,5905929	64,43843899
47,1851182	-219,09615	867,590593	200,467395	938,6034576	65,2250981
58,5641589	-212,96843	938,603458	200,229439	1585,610481	69,62839659
71,9433427	-206,60301	1585,61048	177,760138	1803,512149	70,42540269
87,6210933	-199,99881	1803,51215	159,937277	1953,167082	70,83605981
105,922003	-193,1567	1953,16708	140,928731	2042,913114	71,01772474
127,193635	-186,07971	2042,91311	121,926711	2083,037715	70,54568526
151,801085	-178,7733	2083,03772	103,646588	2087,852296	70,56167506
180,119858	-171,24549	2087,8523	94,5424611	1807,43995	70,43759806
212,52618	-163,50698	2084,1923	86,5017251	-	-
249,385362	-155,57115	2056,3756	70,7052295	-	-
291,038474	-147,4539	2008,33676	56,3354043	-	-
337,788179	-139,17328	1947,301	43,3808122	-	-
389,885135	-130,74889	1878,93049	31,7724569	-	-
447,517142	-122,20083	1856,30678	28,3373735	-	-
510,804427	-113,54808	-	-	-	-
579,806385	-104,80593	-	-	-	-
654,54859	-95,981637	-	-	-	-
735,085221	-87,06724	-	-	-	-
821,623786	-78,02673	-	-	-	-
914,759113	-68,773033	-	-	-	-
1015,89252	-59,125979	-	-	-	-
1093,77324	-51,882624	-	-	-	-
1178,79481	-44,066515	-	-	-	-
1273,49215	-35,360427	-	-	-	-
1381,22035	-25,288436	-	-	-	-
1505,64468	-13,157941	-	-	-	-
1599,11159	-3,4641001	-	-	-	-
1665,9626	3,9148359	-	-	-	-
1735,79813	12,1634834	-	-	-	-
1807,43995	21,4070153	-	-	-	-
1856,30678	28,3373735	-	-	-	-

**Tabla 16.** Condiciones P–T de la envolvente de fases y línea de hidratos del gas condensado.



**Figura 24.** Envoltura de fases del gas condensado, curva de formación de hidratos, perfil termo-hidráulico del gasoducto y zonas de formación y no formación de hidratos.

En el caso del gas condensado, aunque se encuentran presentes mayor cantidad de fracciones más pesadas de hidrocarburos, el comportamiento térmico es distinto. La fase líquida que se forma es predominantemente hidrocarburos, con una capacidad calorífica y conductividad térmica menores que las del agua. Como resultado, el sistema con gas condensado no disipa el calor tan rápidamente ni absorbe tanta energía durante los cambios de fase, lo que se traduce en un enfriamiento menos pronunciado que en el gas húmedo. Esto resulta en un perfil de enfriamiento es más suave que el del gas húmedo (figura 23), pero igualmente hacia los 21-22 km se inicia la formación de hidratos y la condición de formación se mantiene hasta la salida, evidenciando el riesgo de bloqueo parcial o total.

### 3.4 Parámetros críticos de formación de hidratos para obtener condiciones operativas óptimas.

En los tres escenarios analizados (gas seco, húmedo y condensado), existe riesgo de formación de hidratos en más de la mitad de la longitud del gasoducto. Esto implica la necesidad de implementar medidas de prevención, tales como inyección de inhibidores, aislamiento térmico o sistemas de calentamiento desde el segundo tramo del gasoducto para garantizar la operación segura del sistema y evitar la obstrucción por hidratos, es necesario mantener las condiciones de operación de la corriente de gas fuera de la zona de estabilidad de hidratos.

El análisis de los parámetros críticos evidenció que la presión, la temperatura del gas y el subenfriamiento son las variables más determinantes en el comportamiento del sistema, seguidas por la presencia de agua libre y de fracciones pesadas (C<sub>2+</sub>, C<sub>3+</sub>, C<sub>7+</sub>). Como se observa en el desarrollo de este trabajo, el equilibrio de hidratos se representa típicamente en diagramas presión–temperatura (P–T). En dichos diagramas, para un valor dado de presión de operación, la variable que determina si el sistema cruza o no la curva de estabilidad de hidratos es la temperatura. En consecuencia, en la tabla 17, se definen rangos de temperatura de operación que permiten identificar las condiciones seguras y las zonas de riesgo de formación de hidratos a lo largo del gasoducto. De esta manera, como se mencionó en el capítulo 1 de este trabajo, se establece como condición operativa óptima mantener la temperatura del fluido al menos 3 °C (≈5°F) por encima de la temperatura de equilibrio de formación de hidratos en cada tramo del gasoducto.

<b>Escenario</b>	<b>Temperatura de operación (°F)</b>	<b>Temperatura de operación con margen de seguridad (°F)</b>
Gas seco	90 – 67	90 – 72
Gas húmedo	90 – 69	90 – 73
Gas condensado	90 – 69	90 – 73

**Tabla 17.** Rangos de operación para evitar la formación de hidratos.

### 3.5 Metodología de cálculo manual de condiciones de formación de hidratos.

Existen diversos métodos para estimar las condiciones en las cuales pueden formarse los hidratos, entre ellos se destacan los propuestos por Katz y su grupo de colaboradores. Katz desarrolló una metodología que permite realizar una estimación rápida de las condiciones de formación de hidratos, lo cual resulta de gran utilidad en etapas preliminares de análisis. Sin embargo, presenta la desventaja de no ser altamente precisa, ya que requiere de un número limitado de parámetros para obtener un valor final. En términos generales, cuanto menor sea la cantidad de información necesaria para aplicar un método, menor será la exactitud de la estimación.

Dentro de los métodos propuestos por Katz se encuentran: El método de la gravedad específica del gas y el método del factor K. A continuación, se describe el método de gravedad específica y se emplea para comparar con los resultados de la simulación con HYSYS.

#### 3.5.1 Método de la gravedad específica del gas

El método de la gravedad específica del gas, desarrollado por Katz y sus colaboradores, constituye una herramienta práctica para la estimación rápida de la temperatura de formación de hidratos en sistemas de gas natural. Su principal fundamento radica en la correlación empírica entre la presión de operación, la gravedad específica del gas y la temperatura de equilibrio de hidratos.

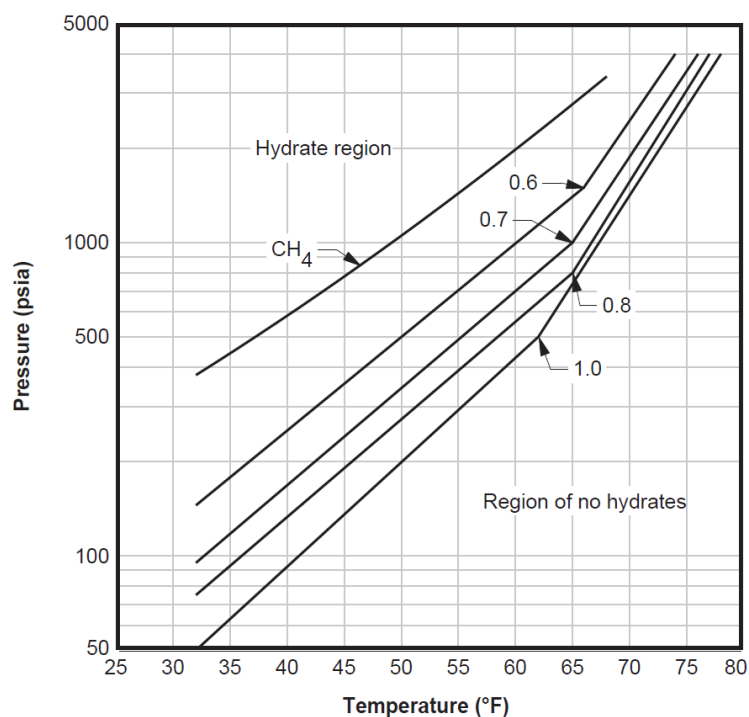
La gravedad específica del gas  $\gamma_g$  se define como la relación entre el peso molecular del gas de interés y el del aire, tomado como referencia:

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_{aire}}$$

donde:

- $M_g$  es el peso molecular promedio del gas natural, calculado a partir de su composición molar.
- $M_{aire}$  corresponde al peso molecular del aire seco, con un valor convencional de 28,97 lb/lbmol.

Una vez determinada la gravedad específica, el método emplea gráficas o correlaciones publicadas por Katz como la de la figura 25, en las cuales se representan curvas de temperatura de formación de hidratos en función de la presión para diferentes valores de  $\gamma_g$ . De esta manera, al ubicar la presión de operación del sistema y la gravedad específica del gas, se obtiene de forma rápida la temperatura de equilibrio de hidratos.



**Figura 25.** Curva de formación de hidratos para gas natural dulce utilizando el método de la gravedad del gas. Unidades de ingeniería americanas. Tomado de (John Carroll, 2014).

Este procedimiento es ampliamente utilizado en evaluaciones preliminares debido a su sencillez y a la escasa cantidad de datos requeridos. No obstante, presenta la limitación de no considerar de manera explícita la presencia de impurezas, agua libre o fracciones pesadas de hidrocarburos, factores que influyen en la estabilidad de los hidratos. Por esta razón, aunque el método de Katz es útil como referencia inicial y permite realizar verificaciones rápidas de los resultados de simulación, no sustituye los cálculos detallados obtenidos mediante modelos termodinámicos más rigurosos, como los implementados en simuladores de procesos.

Con el fin de comprobar los resultados obtenidos en la simulación realizada en Aspen HYSYS, se empleará el método de la gravedad específica del gas propuesto por Katz. Este procedimiento permitirá contrastar de manera independiente las temperaturas de formación de hidratos estimadas por el simulador con las calculadas a partir de una correlación empírica, lo que otorga mayor solidez al análisis desarrollado.

A partir de las composiciones molares reportadas en la tabla 18, para los tres escenarios analizados (gas seco, gas húmedo y gas condensado), se calculará el peso molecular promedio del gas, para ello, se multiplicará la fracción molar de cada componente por su respectivo peso molecular, y posteriormente se sumarán los resultados parciales:

$$M_g = \sum Y_i * M_i$$

donde:

- $Y_i$  es la fracción molar del componente  $i$
- $M_i$  es el peso molecular del componente  $i$

Componente	Peso molecular (Lb/Lbmol)	Gas seco	Gas húmedo	Gas condensado
		Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar
N2	28,0134	0,0103	0,0060	0,0085
CO2	44,01	0,0135	0,0120	0,0157
C1	16,043	0,8742	0,7500	0,7012
C2	30,07	0,0654	0,1200	0,1254
C3	44,097	0,0231	0,0550	0,0632
i-C4	58,124	0,0042	0,0180	0,0203
n-C4	58,124	0,0043	0,0185	0,0211
i-C5	72,151	0,0013	0,0080	0,0105
n-C5	72,151	0,0014	0,0085	0,0112
C6	86,178	0,0020	0,0035	0,0128
C7+(Seco)	110	0,0003	-	-
C7+(Húmedo)	110	-	0,0005	-
C7+(Condensado)	115	-	-	0,0101
<b>Total</b>		<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>

**Tabla 18.** Composición molar y pesos moleculares de los componentes del gas seco, gas húmedo y gas condensado.

$$M_{Gas\ Seco} = \sum Y_i * M_i = (28,0134 * 0,0103) + (44,01 * 0,0135) + (16,043 * 0,8742) + (30,07 * 0,0654) + (44,097 * 0,0231) + (58,124 * 0,0042) + (58,124 * 0,0043) + (72,151 * 0,0013) + (72,151 * 0,0014) + (86,178 * 0,0020) + (110 * 0,0003) = 18,79 \text{ Lb/Lbmol}$$

$$M_{Gas\ Humedo} = \sum Y_i * M_i = (28,0134 * 0,0060) + (44,01 * 0,0120) + (16,043 * 0,7500) + (30,07 * 0,1200) + (44,097 * 0,0550) + (58,124 * 0,0180) + (58,124 * 0,0185) + (72,151 * 0,0080) + (72,151 * 0,0085) + (86,178 * 0,0035) + (110 * 0,0005) = 22,43 \text{ Lb/Lbmol}$$

$$M_{Gas\ Condensado} = \sum Y_i * M_i = (28,0134 * 0,0085) + (44,01 * 0,0157) + (16,043 * 0,7012) + (30,07 * 0,1254) + (44,097 * 0,0632) + (58,124 * 0,0203) + (58,124 * 0,0211) + (72,151 * 0,0105) + (72,151 * 0,0112) + (86,178 * 0,0128) + (115 * 0,0101) = 24,97 \text{ Lb/Lbmol}$$

Con el peso molecular de cada gas (seco, húmedo y condensado), se calcula la gravedad específica para cada gas.

$$\gamma_{Gas\ Seco} = \frac{18,79}{28,97} = 0,65$$

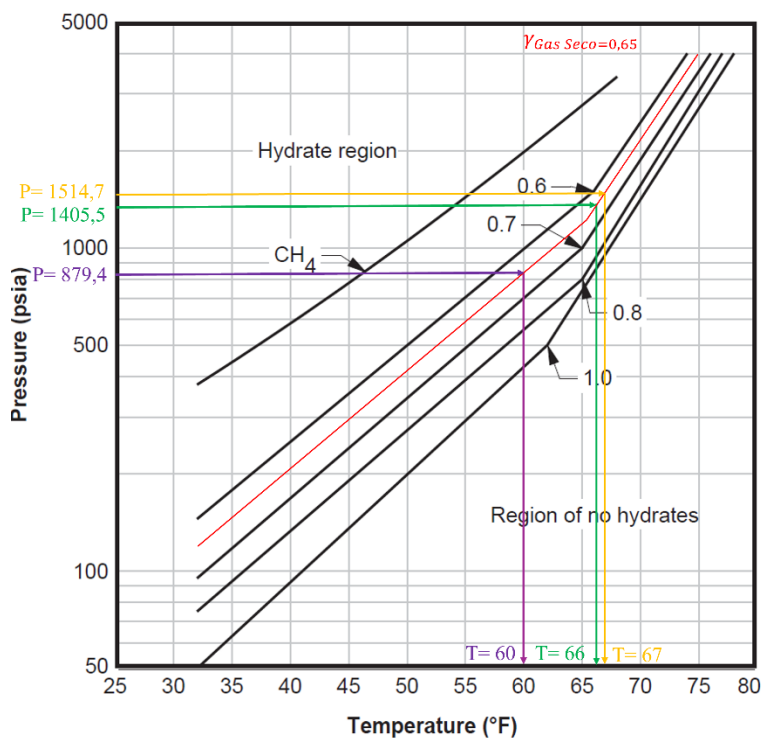
$$\gamma_{Gas\ Humedo} = \frac{22,43}{28,97} = 0,77$$

$$\gamma_{Gas\ Condensado} = \frac{24,97}{28,97} = 0,86$$

Con la gravedad específica calculada y la presión de operación del gasoducto, se hará uso de las correlaciones gráficas de Katz, que relacionan presión, temperatura y gravedad específica. Al ubicar la presión (Psia) de operación en el eje correspondiente y trazar hacia la curva de  $\gamma_g$ , se obtiene la temperatura aproximada de formación de hidratos leyéndola de la gráfica. Estas lecturas se representan en las figuras 26, 27 y 28 y los resultados para cada escenario se comparan en las tablas 19, 20 y 21.

<b>Gas seco</b>					
<b>P (Psia)</b>	<b>L (Km)</b>	<b>T (°F)</b>	<b>T (°F) Formación HYSYS</b>	<b>T (°F) Formación- Método gravedad específica</b>	<b>Formación</b>
1514,7	0	90	67,08918289	67	No se forman
<b>1405,57024</b>	<b>21</b>	<b>63,912059</b>	<b>66,39104856</b>	<b>66</b>	<b>Se forman</b>
879,440813	55	45,5652966	61,37186074	60	Se forman

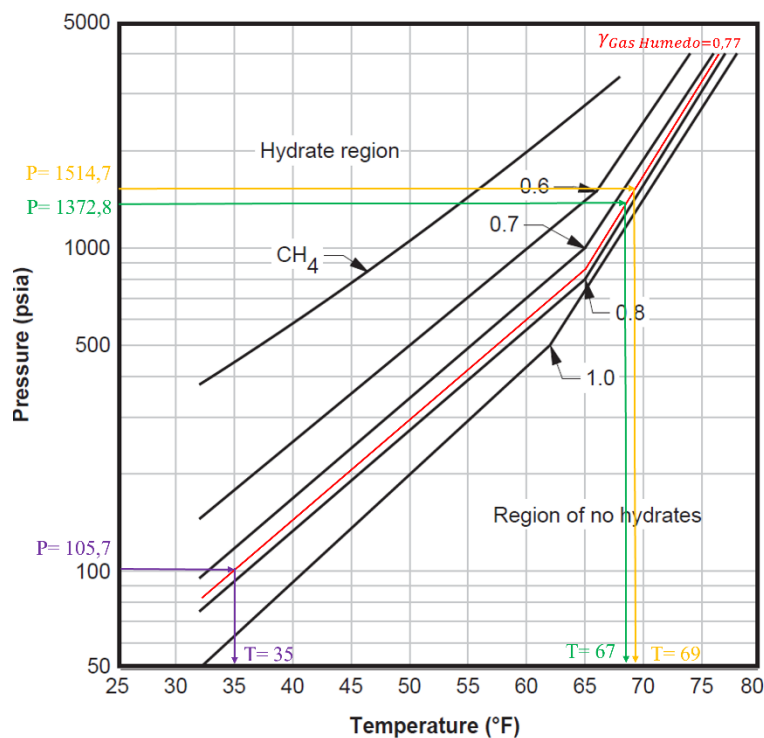
**Tabla 19.** Comparación de los resultados obtenidos en Aspen HYSYS con el método de gravedad específica para el gas seco.



**Figura 26.** Lectura de las condiciones de formación de hidratos en el gas seco mediante el método de gravedad específica. Adaptado de Carroll (2014).

Gas Húmedo						
P (Psia)	L (Km)	T (°F)	T (°F) Formación HYSYS	T (°F) Formación- Método gravedad específica	Formación	
1514,5	0	90	69,52413541	69	No se forman	
<b>1372,87763</b>	<b>21</b>	<b>67,6942068</b>	<b>68,84477413</b>	<b>67</b>	<b>Se forman</b>	
105,7359673	55	-7,3452563	33,47477306	35	Se forman	

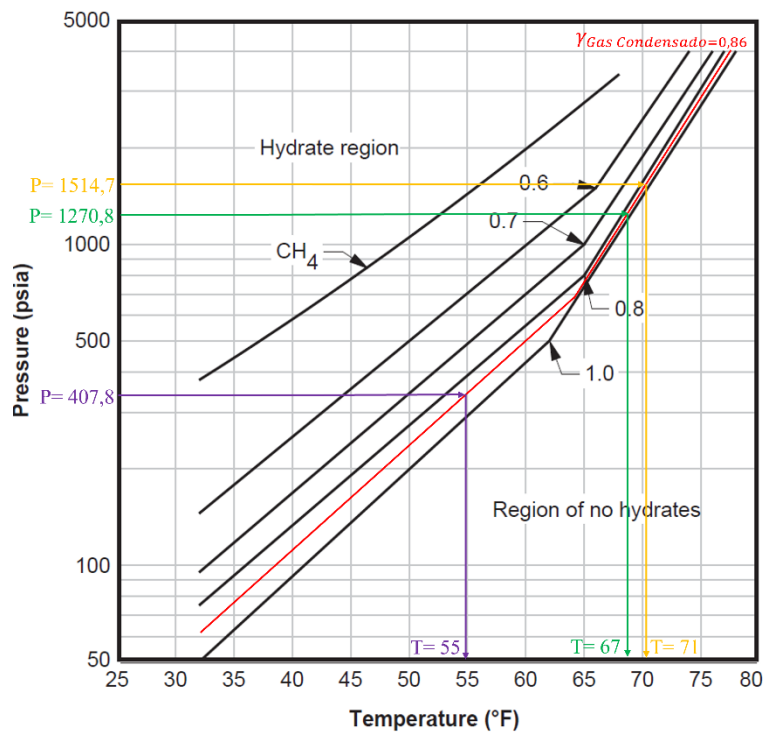
**Tabla 20.** Comparación de los resultados obtenidos en Aspen HYSYS con el método de gravedad específica para el gas húmedo.



**Figura 27.** Lectura de las condiciones de formación de hidratos en el gas húmedo mediante el método de gravedad específica. Adaptado de Carroll (2014).

Gas Condensado						
P (Psia)	L (Km)	T (°F)	T (°F) Formación HYSYS	T (°F) Formación- Método gravedad específica	Formación	
1514,7	0	90	69,24432969	71	No se forman	
<b>1270,83147</b>	<b>22</b>	<b>64,7024346</b>	<b>67,87448466</b>	<b>67</b>	<b>Se forman</b>	
407,845085	55	26,3403863	55,40519435	55	Se forman	

**Tabla 21.** Comparación de los resultados obtenidos en Aspen HYSYS con el método de gravedad específica para el gas condensado.



**Figura 28.** Lectura de las condiciones de formación de hidratos en el gas condensado mediante el método de gravedad específica. Adaptado de Carroll (2014).

La comparación entre los resultados obtenidos con Aspen HYSYS y los calculados mediante el método de gravedad específica de Katz evidencia una buena concordancia general en la predicción de las condiciones de formación de hidratos.

## 4 Conclusiones

La formación de hidratos de gas constituye uno de los principales retos en el transporte de gas natural, debido a que su presencia ocasiona obstrucciones, caídas de presión, daños en equipos y riesgos de seguridad. El estudio desarrollado y la investigación confirma que este fenómeno no solo impacta la operación continua de los gasoductos, sino que también representa un factor crítico en la rentabilidad y sostenibilidad de los proyectos de transporte de hidrocarburos.

El análisis bibliográfico permitió establecer que la ocurrencia de hidratos depende de variables interrelacionadas como presión, temperatura, contenido de agua y composición del gas. Este hallazgo refuerza la necesidad de contar con un control operacional riguroso y con modelos predictivos que permitan anticipar condiciones de riesgo y definir estrategias de mitigación adecuadas.

En la prevención de hidratos, los inhibidores químicos termodinámicos, en especial el metanol y el monoetilenglicol (MEG), se consolidan como la alternativa más utilizada por su efectividad y confiabilidad. No obstante, sus desventajas incluyen costos recurrentes de adquisición y regeneración, así como riesgos asociados a toxicidad y manejo logístico. En contraste, los inhibidores de baja dosis (KHI y AA) emergen como una opción más sostenible y económica, especialmente en proyectos offshore, aunque su aplicación está limitada por la naturaleza del fluido y la presencia de fases líquidas.

Respecto a la eliminación de hidratos, la despresurización se identificó como el método más accesible y de bajo costo inmediato, aunque presenta limitaciones operativas y riesgos de seguridad. Los métodos químicos de disociación, en particular mediante inyección de metanol o MEG, resultan efectivos en la práctica, pero implican un consumo adicional de insumos y costos asociados a regeneración del agente inhibidor. Los métodos mecánicos, aunque viables, se relegan a situaciones excepcionales debido a su complejidad, costo y riesgos de implementación.

Se aplicó una matriz de selección ponderada para comparar tecnologías de prevención y eliminación de hidratos. A los cinco criterios definidos, eficiencia, costo, facilidad de implementación, impacto ambiental y seguridad operativa se les asignaron ponderaciones según su importancia relativa. Los resultados indican que el uso de inhibidores cinéticos (KHI) representa una solución balanceada, con alta eficiencia, menor impacto ambiental y buena aplicabilidad operativa, superando en puntuación a otras alternativas como el uso de MEG o el calentamiento eléctrico.

Basado en los resultados de la matriz comparativa se podría decir que la estrategia óptima de manejo de hidratos no debe centrarse en un único método, sino en la combinación de tecnologías de prevención y eliminación, de esta manera, se logra un balance entre eficiencia técnica, viabilidad económica, seguridad operativa y sostenibilidad ambiental.

La comparación entre Aspen HYSYS y el método de gravedad específica de Katz mostró una buena concordancia, aunque el método empírico tiende a simplificar el efecto de agua libre y fracciones pesadas. En consecuencia, se concluye que el método de Katz es útil como herramienta preliminar de verificación, pero el análisis detallado y confiable debe realizarse con simuladores termodinámicos; la integración de ambos enfoques permite una evaluación más robusta y la definición de estrategias eficaces de prevención para garantizar la operación segura de los gasoductos de transporte de gas natural.

## 5 Recomendaciones

Aplicar la metodología desarrollada a un caso de estudio real de un gasoducto en operación en Colombia o Latinoamérica, realizar la respectiva evaluación técnico-económica dependiendo de condiciones del gasoducto para verificar la aplicabilidad de los resultados bajo condiciones industriales y establecer la mejor técnica de prevención y eliminación de hidratos.

Explorar a fondo la implementación de métodos híbridos, con el fin de confirmar si la combinación de tecnologías ofrece mayor eficiencia y menor costo que las opciones evaluadas de forma individual.

Realizar un análisis de riesgos de proceso (HAZOP o LOPA) enfocado en escenarios de formación de hidratos, de manera que se identifiquen las posibles consecuencias operativas y se definan medidas preventivas y correctivas que fortalezcan la seguridad y confiabilidad de los gasoductos.

### Bibliografía

- Carroll, John. 2014. *Natural Gas Hydrates. A Guide for Engineers* (3rd Edition).
- Sloan, E. D., & Koh, C. A. (2007). *Clathrate hydrates of natural gases* (3rd ed.).
- Ballard, Adam Creek, Jefferson Eaton, Michael Koh, Carolyn Lachance, Jason McMullen, Norm Palermo, Thierry Shoup, George Sloan, Dendy Sum, Amadeu K. Talley, Larry. (2011). *Natural Gas Hydrates in Flow Assurance*.
- L.A. Benitez , J.V. Costamagna, E. Erdmann, L. Ale Ruiz y E.E. Tarifa. (2013). *Determinación de las condiciones de formación de hidratos empleando process ecology hydrate application*.
- Alborzi, G., Seal, H., Azarinezhad, R., & Watson, M. (2024, abril 29). *What to Learn from a Hydrate Remediation Operation in a West-African Deep-Water Production Well?* Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/35321-MS>
- PAEZ, J. E., & Blok, R. (2001). *Problems in Hydrates: Mechanisms and Elimination Methods*. <https://doi.org/10.2118/67322-MS>
- Delgado, J. G. L. (2013). *Hidratos de gas* (Versión #1). Cuaderno FIRP S363-A. Laboratorio FIRP, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de Los Andes.

Sum, Amadeu K. "Prevention, Management, and Remediation Approaches for Gas Hydrates in the Flow Assurance of Oil/Gas Flowlines." Paper presented at the OTC Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, October 2013. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.4043/24396-MS>

Soliman Sahweity, M. A. (2020). Hydrate Management Controls In Saudi Aramco's Largest Offshore Nonassociated Gas Fields. *Offshore Technology Conference*, D041S056R005. <https://doi.org/10.4043/30768-MS>

FIRP Laboratory. (2019). *S363A – Formación y prevención de hidratos*. Universidad de Los Andes. [https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S363A\\_Hidratos.pdf](https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S363A_Hidratos.pdf)

Brustad, S., Løken, K.-P., & Waalman, J. G. (2005). Hydrate Prevention using MEG instead of MeOH: Impact of experience from major Norwegian developments on technology selection for injection and recovery of MEG. *Offshore Technology Conference*, OTC-17355-MS. <https://doi.org/10.4043/17355-MS>

Zerpa, L. E., Aman, Z. M., Joshi, S., Rao, I., Sloan, E. D., Koh, C., & Sum, A. (2012). Predicting Hydrate Blockages in Oil, Gas and Water-Dominated Systems. *Offshore Technology Conference*, OTC-23490-MS. <https://doi.org/10.4043/23490-MS>

Chin, Y. D., & Srivastava, A. (2018). Advances in LDHs and Applications. *Offshore Technology Conference*, D041S052R001. <https://doi.org/10.4043/28905-MS>

Lervik, L. K., Ahlbeck, M., Raphael, H., Lauvdal, T., & Holen, P. (1998). *Direct electrical heating of pipelines as a method of preventing hydrate and wax plugs*. En Proceedings of the Eighth (1998) International Offshore and Polar Engineering Conference, Montreal, Canada, May 24–29, 1998 (Vol. 11). The International Society of Offshore and Polar Engineers. ISBN 1-880653-34-6 (Set); ISBN 1-880653-36-2 (Vol. 11).

Urdahl, O., Bornes, A. H., Kinnari, K. J., & Holme, R. (s. f.). *Operational Experience by Applying Direct Electrical Heating for Hydrate Prevention*.

Lenes, A., Lervik, J. K., Kulbotten, H., Nysveen, A., & Børnes, A. H. (s. f.). *Hydrate Prevention on Long Pipelines by Direct Electrical Heating*.

Roth, R. F. (2011). *Direct Electrical Heating of Flowlines—Guide to Uses and Benefits*.

McDermott, P., & Sathananthan, R. (2014, mayo 5). Active Heating for Life of Field Flow Assurance. *Offshore Technology Conference*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas. <https://doi.org/10.4043/25107-ms>

Thant, M. M. M., Sallehud-Din, M. T. M., Hewitt, G. F., Hale, C. P., & Quarini, G. L. (2011, septiembre 25). Mitigating Flow Assurance Challenges in Deepwater Fields using Active Heating Methods. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain. <https://doi.org/10.2118/140997-ms>

Osokogwu, U., & Ajiienka, J. A. (2010, julio 31). Modeling of Hydrate Dissociation in Subsea Natural Gas Production Flowlines. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Tinapa - Calabar, Nigeria. <https://doi.org/10.2118/136961-ms>

Mike. (2020, 27 de julio). *Ethanol price index*. BusinessAnalytiq. Recuperado de <https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/ethanol-price-index/>

IMARC Group. (2025). *Bio-Ethanol Price Trend, Index and Forecast: Bio-Ethanol Prices, Trend, Chart, Demand, Market Analysis, News, Historical and Forecast Data Report 2025 Edition* [Informe]. IMARC Group. Recuperado de [https://www.imarcgroup.com/bio-ethanol-trend?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.imarcgroup.com/bio-ethanol-trend?utm_source=chatgpt.com)

IMARC Group. (2025). *Mono ethylene glycol pricing report: Trend, chart, demand, index and historical data* [Informe]. IMARC Group. Recuperado de [https://www.imarcgroup.com/mono-ethylene-glycol-pricing-report?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.imarcgroup.com/mono-ethylene-glycol-pricing-report?utm_source=chatgpt.com)

ChemAnalyst. (2025, abril 9). *Diethylene Glycol (66 %) price data, trend and forecast* [Datos de precios]. ChemAnalyst. Recuperado de [https://www.chemanalyst.com/Pricing-data/diethylene-glycol-66?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.chemanalyst.com/Pricing-data/diethylene-glycol-66?utm_source=chatgpt.com)

ChemAnalyst. (2025). *Triethylene glycol (TEG) price trend, data and forecast* [Datos de precios]. ChemAnalyst. Recuperado de [https://www.chemanalyst.com/Pricing-data/triethylene-glycol-1532?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.chemanalyst.com/Pricing-data/triethylene-glycol-1532?utm_source=chatgpt.com)

IMARC Group. (2025). *Sodium chlorate prices, trend, chart, demand and market analysis* [Informe]. IMARC Group. Recuperado de [https://www.imarcgroup.com/sodium-chlorate-pricing-report?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.imarcgroup.com/sodium-chlorate-pricing-report?utm_source=chatgpt.com)

Campbell & Company. (2020, noviembre). *Thermodynamic hydrate inhibitors – How do they compare?* Tip of the Month. Recuperado de <https://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2020/11/thermodynamic-hydrate-inhibitors-how-do-they-compare/>

Huff, T., Cook, S., Trebing, R., Glover, M., Garza, T., & Thieu, V. (2013). Simple and Cost-Effective Hydrate Prevention for Flowback After Hydraulic Fracturing: Kinetic Hydrate Inhibitor (KHI)/Methanol Mixture. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, D021S023R005. <https://doi.org/10.2118/166364-MS>

Okereke, N., Edet, P., Afolabi, F., Baba, Y., Izuwa, N., Kanshio, S., Nwogu, N., Nwanwe, O., & Odo, J. (2020). Techno-Economic Assessment of the Hydrates Mitigation Potential of LDHI and MEG in Deepwater Scenario. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, D013S006R014. <https://doi.org/10.2118/203665-MS>