

**Inhibición Cinética y Termodinámica de Hidratos en Sistemas de Transporte Submarinos  
Ubicados en Aguas Ultra-Profundas del Caribe Colombiano**

**Fabio Andrés Ruiz Barrios**

**Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**Manuel Enrique Cabarcas Simancas**

**Magíster en Ingeniería Química**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Bucaramanga**

**2020**

## Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	12
1. Fundamento Teórico .....	14
1.1 Descripción General de Hidratos de Gas .....	14
1.2 Circunstancias que dan Origen a la Formación de Hidratos .....	14
1.2.1 Condiciones de alta presión y baja temperatura .....	15
1.2.2 Expansión debido al paso por una restricción.....	16
1.3 Propiedades físicas de los hidratos de gas .....	16
1.3.1 Peso molecular .....	16
1.3.2 Densidad. ....	17
1.3.3 Entalpia de fusión. ....	17
1.3.4 Capacidad calorífica.....	17
2. Técnicas de control de hidratos en sistemas submarinos de transporte de gas .....	18
2.1 Método de inyección de inhibidores .....	19
2.1.1 Inhibidores de hidratos termodinámicos (IHTs).....	20
2.1.2 Inhibidores de hidratos cinéticos (IHCs). ....	20
2.2 Método térmico.....	22
2.2.1 Calentamiento por empaquetamiento. ....	22

2.2.2 Calentamiento eléctrico.....	22
2.3 Remoción de agua.....	22
3. Modelo Matemático.....	24
3.1 Métodos para calcular las condiciones de formación de hidratos.....	24
3.1.1 Métodos aproximados.....	24
3.1.2 Métodos basados en cálculos termodinámicos.....	27
3.2 Métodos para calcular la cantidad de inhibidor de hidratos.....	30
3.2.1 Método de Hammerschmidt.....	30
3.2.2 Método de Nielsen & Bucklin.....	31
3.2.3 Método de Carroll.....	32
4. Metodología.....	32
4.1 Panorámica del offshore en Colombia.....	32
4.2 Escenarios de Desarrollo.....	36
4.2.1 Escenario 1.....	36
4.2.2 Escenario 2.....	36
4.2.3 Escenario 3.....	37
5. Bases para la simulación.....	41
6. Resultados y discusión.....	48
7. Conclusiones.....	56
8. Recomendaciones.....	57
Referencias Bibliográficas.....	58
Apéndices.....	62

## Lista de figuras

	<b>Pág.</b>
<i>Figura 1.</i> Posibles escenarios de inhibición de hidratos.....	21
<i>Figura 2.</i> Gráfico usado para el método de densidad relativa. ....	25
<i>Figura 3.</i> Gráfico usado para el método de Baillie & Wichert.....	26
<i>Figura 4.</i> Pozos Kronos, Gorgon y Purple Angel en la zona del Caribe colombiano. ....	35
<i>Figura 5.</i> Esquema del escenario 1 para el transporte de gas desde la zona de pozos hasta la planta de gas en tierra. ....	37
<i>Figura 6.</i> Sistema de producción y transporte de gas de los pozos Gorgon 1, Purple Angel y Kronos 1. Vista espacial de todo el recorrido desde lo pozos hasta la planta en tierra mediante la herramienta cartográfica de modelado de datos SIG Google Earth Pro. ....	40
<i>Figura 7.</i> Perfil de temperatura en el lecho oceánico. ....	41
<i>Figura 8.</i> Envoltente de fases de los tres gases típicos (Rico, Intermedio y Pobre).....	44
<i>Figura 9.</i> Variación de la presión a lo largo de todo el trayecto de tubería.....	50
<i>Figura 10.</i> Presión vs Temperatura en la cual se evidencia el corte con la línea de formación de hidratos.....	51
<i>Figura 11.</i> Diferentes líneas de formación de hidratos.....	52

## Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Cambio de las variables de formación de hidratos respecto a cada uno de las técnicas de inhibición de hidratos.</i> .....	23
Tabla 2. <i>Pozos exploratorios exitosos en aguas ultra profundas del Caribe colombiano entre 2015-2017</i> .....	33
Tabla 3. <i>Lista de equipos utilizados en la arquitectura submarina para transporte de gas</i> .....	38
<i>Figura 6. Sistema de producción y transporte de gas de los pozos Gorgon 1, Purple Angel y Kronos 1. Vista espacial de todo el recorrido desde lo pozos hasta la planta en tierra mediante la herramienta cartográfica de modelado de datos SIG Google Earth Pro.</i> .....	40
Tabla 4. <i>Promedio de seis mezclas de gases pobres recopilados de proyectos costa afuera.</i> .....	42
Tabla 5. <i>Promedio de seis mezclas de gases intermedios recopilados de proyectos costa afuera.</i> .....	42
Tabla 6. <i>Promedio de seis mezclas de gas ricos recopilados de proyectos costa afuera.</i> .....	43
Tabla 7. <i>Relación existente entre la profundidad y la presión en cabeza, presión en yacimiento y la relación entre el flujo de gas y el diámetro interno de la tubería.</i> .....	45
Tabla 8. <i>Relación existente entre el caudal de exportación y el diámetro de la tubería y la relación entre la distancia plataforma-costa y la presión de transporte en proyectos de transporte de gas.</i> .....	46

Tabla 9. *Datos de Simulación*. ..... 47

**Lista de apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Notation .....	62
Apéndice B. Proyectos de gas en aguas ultra profundas. ....	63
Apéndice C. Campos de gas en aguas ultra profundas con datos adicionales de diámetros y longitudes de tubería .....	64

### Resumen

**Título:** Inhibición cinética y termodinámica de hidratos en sistemas de transporte submarinos ubicados en aguas ultra-profundas del caribe colombiano\*

**Autor:** Fabio Andrés Ruiz Barrios\*\*

**Palabras Claves:** Inhibición de hidratos; Inhibición cinemática; Inhibición termodinámica; Hidratos de gas; Transporte submarino.

**Descripción:**

La importancia de ampliar reservas de gas en Colombia, invita a prestar atención a los nuevos hallazgos en el mar Caribe. Estos nuevos hallazgos plantean varios desafíos, entre los cuales se encuentran, altas presiones, bajas temperaturas y batimetrías complejas. Lo que conlleva a un problema de aseguramiento de flujo como lo es la formación de hidratos. El propósito de esta investigación, es determinar las condiciones de formación de hidratos y definir la cantidad de inhibidor necesario para evitar dicha formación. Esta investigación se apoya en información de campos productores de gas en aguas ultra profundas en el mundo. Además, se establecen datos similares a campos ya existentes, datos de tuberías, condiciones de presión y temperatura, son algunos de los datos necesarios para poder evaluar el desarrollo de los pozos. Mediante información geográfica, se establece un trayecto de gasoducto submarino que nos permita la producción de los pozos Gorgon, Purple Angel y Kronos. Por último, gracias a un software de simulación de procesos, se establecen las condiciones para el aseguramiento de flujo en la tubería y se realiza la evaluación térmica, hidráulica y termodinámica del gasoducto, permitiendo como resultado, la llegada de fluidos hasta superficie sin presentar taponamiento por formación de hidratos.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Magíster en Ingeniería Química

**Abstract**

**Title:** Kinetic and thermodynamic hydrate inhibition in submarine transport systems located in ultra-deep waters of the colombian caribbean\*

**Author:** Fabio Andrés Ruiz Barrios\*\*

**Keywords:** Gas hydrates; Hydrate inhibition; Kinetic inhibition; Thermodynamic inhibition; Subsea transport.

**Description:**

The importance of expanding gas reserves in Colombia because natural gas plays a very important role in the country's energy basket, invites us to pay attention to new discoveries in the Caribbean Sea. These new findings pose several challenges, including high pressures, low temperatures, and complex bathymetry. What entails a flow assurance problem such as the formation of hydrates. The purpose of this investigation is to determine the conditions of hydrate formation and define the amount of inhibitor necessary to prevent such formation. This research is supported by information from gas producing fields in ultra deep waters around the world. In addition, data similar to already modified fields, pipe data, pressure and temperature conditions are specified as some of the data necessary to evaluate the development of wells. Using geographic information and bathymetric information, we established an underwater gas pipeline path that allows us to produce the Gorgon, Purple Angel and Kronos wells. Finally, thanks to a process simulation software, the conditions are established for the flow assurance in the pipeline and the thermal, hydraulic and thermodynamic evaluation of the gas pipeline is carried out, according to the result, the arrival of fluids to the surface without plugs due to hydrate formation.

---

\* Degree work

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Master in Chemical Engineering

## Introducción

Actualmente el gas natural cuenta con el 23% de la canasta energética mundial (Promigas, 2018) y presenta un crecimiento anual del 2.9% para los próximos años. Además, el gas natural tuvo un aumento de consumo del 5.3%, una de las tasas de crecimiento más altas desde 1984 (BP, 2019).

En Colombia, el gas natural cuenta con el 18% de la canasta energética del país, solo por detrás del petróleo. Por lo cual se posiciona como una fuente importante de desarrollo no solo en los llanos orientales, sino también, en la región Caribe del país (Promigas, 2018). La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) planea ampliar las reservas de gas mediante la exploración de las cuencas sedimentarias Guajira y Sinú Offshore en aguas profundas y ultra profundas del Mar Caribe, y las cuencas Tumaco y Chocó Offshore en aguas del Pacífico colombiano. El primer descubrimiento exitoso en aguas profundas ocurrió en el 2014 dentro del bloque Tayrona con el pozo Orca-1. Este pozo reveló un potencial de hidrocarburos que asciende a los 284 millones de barriles equivalentes. Posteriormente, en el 2015 en aguas ultra profundas del bloque Fuerte Sur se halla el pozo Kronos y en el 2017, los pozos Gorgon-1 y Purple Angel-1 consolidan la presencia de una arena neta gasífera de grandes proporciones (Figura 1). Los tres descubrimientos incluso cuando están en etapa de evaluación, constituirán un horizonte exitoso en el momento que alcancen una producción comercial. (Colombia Energía, 2016)

Ahora en cuanto a las grandes preocupaciones para las compañías de petróleo y gas es en la producción de gas natural en campos costa afuera, particularmente en campos ultra profundos como los descubiertos en Colombia mencionados anteriormente, es la formación de hidratos de gas dentro de las tuberías y en todo el sistema integral de producción, lo cual, es un aspecto bastante crítico en las estrategias de aseguramiento de flujo. (Collet, Lewis, & Uchida, 2000)

La formación de hidratos en aguas ultra profundas resulta de la combinación del agua y gas, producidos a condiciones específicas de presión y temperatura (Carroll, 2003). Esta formación de hidratos, genera taponamiento no solo en las tuberías de producción, si no también, taponamiento en las BOP's, manifold, líneas de descarga o riser (Barker & Davalath, 1995). Las líneas de estrangulación y de control de pozo y los conjuntos BOP's son particularmente susceptibles, ya que se encuentran ubicados en lugares donde la temperatura es más baja y esta cae rápidamente cuando se detiene la circulación del pozo.

Por lo tanto, el prevenir o anular la formación de hidratos en el sistema de transporte submarino es de vital importancia para evitar además de taponamientos, ruptura de los ductos e intervenciones en el pozo para la remoción de los mismos. (Mazloum & et.al., 2011)

Teniendo en cuenta lo anterior, el objetivo de este trabajo es simular varios escenarios de operación en el transporte de gas, aplicando las diferentes técnicas de inhibición de hidratos, logrando determinar cuál es el mejor escenario para transportar gas desde la nueva zona gasífera en el mar Caribe hasta un punto en la costa colombiana.

## 1. Fundamento Teórico

### 1.1 Descripción General de Hidratos de Gas

Los hidratos de gas son compuestos sólidos cristalinos que consisten de moléculas de gas natural rodeadas por una estructura formada de moléculas de agua. Los cristales de hidratos tienen complejas estructuras tridimensionales en donde la molécula de agua forma una cavidad y el gas natural la llena. Son formados y permanecen estables a condiciones de alta presión y baja temperatura. (Carroll, 2002)

Las moléculas de agua son llamadas moléculas anfitrionas y el gas atrapado, el cual estabiliza el cristal, es llamado molécula huésped. El gas atrapado también recibe el nombre de elemento formador de hidratos. En el gas natural son encontrados ocho elementos considerados como formadores de hidratos, que son: metano, etano, propano, n-butano, iso-butano, dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico. (Carroll, 2002)

### 1.2 Circunstancias que dan Origen a la Formación de Hidratos

Para que se formen los hidratos, deben estar presentes y coexistir cinco elementos:

- Baja temperatura.

- Alta presión.
- Gas.
- Agua.
- Tiempo.

Los hidratos se forman cuando las condiciones de presión, temperatura, concentración de gas y agua se combinan para darles origen. Estos pueden formar estructuras estables, en sedimentos del fondo del océano a una profundidad mayor a los 500 metros y en el permafrost o hielos eternos de los polos. (Carroll, 2002)

Además, se han identificado circunstancias que pudieran provocar que las condiciones de formación de hidratos existan simultáneamente. Estas condiciones serán presentadas a continuación.

**1.2.1 Condiciones de alta presión y baja temperatura.** Las condiciones de presión y temperatura para la formación y estabilidad de los hidratos dependen de la composición del gas y podrían verse afectada por la presencia de sales y otros componentes del agua congénita (Demirbas, 2010). Se debe tener en cuenta que tratándose de la producción de gas natural en aguas profundas, ya se tienen presentes tres de las condiciones para la formación de hidratos, por lo que las condiciones de operación serán las que definan si se logra un bloqueo por hidratos.

Bajo condiciones apropiadas de presión, los hidratos de gas pueden formarse a temperaturas significativamente más altas que la del congelamiento del agua. La máxima temperatura a la que

los hidratos pueden formarse depende de la presión y la composición del gas natural. (Demirbas, 2010)

**1.2.2 Expansión debido al paso por una restricción.** Una expansión súbita del gas natural, producto de una disminución de la presión, causará una reducción en la temperatura del gas, esto ocasionará la condensación del vapor de agua que pudiera estar mezclado con el gas, lo que podría llevar la temperatura a las condiciones necesarias para la formación de hidratos (McCain & Jr., 1990).

Esta problemática es preocupante, debido a que en un sistema de producción hay gran cantidad de válvulas o estranguladores que generan restricciones al flujo y en ellas es propensa la formación de hidratos.

### 1.3 Propiedades físicas de los hidratos de gas

La estimación de las propiedades físicas de los hidratos es complicada, ya que dependen del tipo de hidrato que se trate, la molécula de gas que esté ocupando la cavidad y el grado de saturación que estas tengan (Carroll, 2002). A continuación se definen algunas de las propiedades más importantes.

**1.3.1 Peso molecular.** El peso molecular de los hidratos de gas (M) puede ser determinado a partir de conocer el tipo de estructura cristalina y el grado de saturación que tienen sus cavidades.

Un hecho interesante sobre el peso molecular de los hidratos es que este depende de la presión y la temperatura, dado que el grado de saturación de la cavidad es una función de estas condiciones, contrario a lo que sucede normalmente con el peso molecular que es constante para una sustancia dada (Carroll, 2002).

**1.3.2 Densidad.** La densidad de los hidratos de gas ( $\rho$ ) puede ser determinada de manera similar al peso molecular, por lo que también es necesario conocer el tipo de estructura cristalina y el grado de saturación que tienen sus cavidades. (Carroll, 2002)

Cabe resaltar que la densidad de los hidratos compuestos por gases hidrocarburos es muy similar a la del hielo, y de aquellos compuestos por gases no hidrocarburos, es incluso mayor que la del agua líquida.

**1.3.3 Entalpia de fusión.** Otra propiedad de los hidratos de gas de gran interés para la industria petrolera es la entalpia de fusión, de la cual es posible estimar la temperatura que sería requerida para derretir un bloqueo por hidratos que pudiera haberse generado si la estrategia de aseguramiento de flujo fallara. (Arnold & Stewart, 1999)

**1.3.4 Capacidad calorífica.** En el caso de la capacidad calorífica de los hidratos, la cantidad de datos experimentales son mínimos, debido al limitado rango de temperaturas en los que los hidratos pueden formarse y permanecer estables, es probablemente seguro asumir que estos valores son constantes. (Carroll, 2002)

## 2. Técnicas de control de hidratos en sistemas submarinos de transporte de gas

Una de las mayores preocupaciones en la producción de gas natural en campos costa afuera, particularmente en campos ultra profundos, es la formación de hidratos de gas no solo en las tuberías, sino dentro de todo el sistema integral de producción. Lo cual es considerado como el aspecto más crítico en las estrategias de aseguramiento de flujo. Los tapones de hidratos pueden tener impactos graves en la seguridad y economía de un proyecto y puede parar parcial o totalmente la producción por varios días o meses. En el peor de los casos puede resultar en pérdida de tubería. (Collet, Lewis, & Uchida, 2000)

Este problema es generado a causa de cinco factores que ayudan a su formación. Los pozos del Caribe colombiano producen gas, el cual es uno de estos factores, y el indispensable en la formación de hidratos. A medida que transcurre la vida del pozo, este comienza a producir agua, por lo cual se obtienen dos de los parámetros necesarios, los otros tres faltantes son, baja temperatura, alta presión y tiempo, los cuales estarán presentes en la producción (Carroll, 2003).

Los riesgos y problemas se generan a partir de la concurrencia de los factores mencionados, en este caso los hidratos tendrán su origen debido a las condiciones de producción. En los pozos del Caribe colombiano se encuentran acumulaciones considerables de gas y agua, por lo que son susceptibles a la formación de hidratos. Por lo cual se debe asegurar el flujo a lo largo de todo el

sistema de transporte submarino para evitar que se generen tapones que interrumpen la producción.

A medida que los fluidos avanzan y llegan a una zona propicia para la formación de hidratos y se forman las primeras partículas, estas comenzaran a unirse y a partir de transferencia de masa comenzaran a aumentar de tamaño. Tras su unión, el tamaño que pueden formar es tal que originan un taponamiento. Estos tapones podrán formarse a lo largo del sistema integral de transporte, específicamente en el pozo, en la tubería de producción, en las BOP's, en el manifold, en las líneas de descarga, en el gasoducto, en el riser o en la tubería de exportación. (Barker J. D., 2005)

Con el fin de evitar la formación de un tapón de hidratos de gas, varias técnicas de control de hidratos han sido empleadas efectivamente en la industria. Estas técnicas de control de hidratos incluyen, método de inyección de inhibidores y método térmico. Siendo el método de inyección de inhibidores el más utilizado alrededor del mundo.

## **2.1 Método de inyección de inhibidores**

Los sistemas de producción en aguas ultra profundas normalmente no tienen ninguna clase de aislamiento térmico, si se tiene en cuenta que por debajo de los 900 metros de profundidad y hasta el lecho marino la temperatura es bastante uniforme, cualquier tubería se enfriaría. Esta situación, lleva a condiciones propicias para la formación de hidratos por lo que es necesaria la implementación de algún método de inhibición. (Atilhan, Aparicio, Benyahia, & etal., 2012)

La inyección de inhibidores es el método más común para evitar bloqueos por la formación de hidratos, a parte de la deshidratación y aislamiento térmico, incluyendo el calentamiento. Hay dos tipos de inhibidores de hidratos, inhibidores de hidratos termodinámicos e inhibidores de hidratos cinéticos. (Chapoy, 2004)

**2.1.1 Inhibidores de hidratos termodinámicos (IHTs).** IHTs inhiben la formación de hidratos cambiando las condiciones de formación de hidratos a una temperatura más baja y una presión más alta (Yang, Mazloun, Chapoy, & Tohidi, 2014). Estos inhibidores son agregados en altas concentraciones (10-60 wt%) y se requieren costos elevados de mantenimiento y operación (Kelland, T.M., & Dybvik, 1995). Los IHTs más comunes son el metanol y el glicol.

Operativamente, los inhibidores termodinámicos funcionan reduciendo la temperatura de formación, lo que desplaza la curva de generación de hidratos hacia la izquierda, permitiendo así, que las condiciones de operación del sistema de producción de hidratos se mantenga del lado derecho de la curva de generación, en la región de no hidratos. Este efecto es mostrado en la Figura 1.

**2.1.2 Inhibidores de hidratos cinéticos (IHCs).** Estos inhibidores presentan beneficios significativos como la menor concentración requerida para inhibir la formación de hidratos. Esta menor concentración de químico inhibidor se traduce en menor tasa de inyección lo que representa menores costos por la disminución del volumen de químicos. Aun así estos químicos son más costosos y no recuperables.



**Figura 1.** Posibles escenarios de inhibición de hidratos.

Los IHCs, son polímeros de bajo peso molecular, que se adhieren a la superficie del hidrato al momento de su formación y de esta manera retrasan el crecimiento de los cristales ya que evita que estos se unan en los núcleos necesarios para la formación de hidratos. (Bai & Bai, 2010)

El efecto de inhibición es de tiempo ilimitado, ya que solo dura el tiempo que el polímero permanezca adherido a la superficie del hidrato, por lo que en operaciones de paro y arranque su efecto es prácticamente nulo y será necesario el uso de inhibidores termodinámicos. Estos inhibidores mantienen las partículas pequeñas dispersas, logrando mantener la viscosidad del líquido baja, lo que permite a los pequeños cristales de hidratos ser transportados junto con el fluido. (Pickering & et.al., 2001). Tienen la ventaja de ser amigables con el medio ambiente y no estar limitados por el porcentaje de agua producida. (Bai & Bai, 2010)

## 2.2 Método térmico

Este método se enfoca en la elevación de la temperatura de la tubería, ya sea por empaquetamiento o calentamiento eléctrico, con la intención de tener temperaturas por arriba de las condiciones de formación de hidratos dentro de la tubería.

**2.2.1 Calentamiento por empaquetamiento.** Este método de calentamiento consiste en una tubería dentro de otra, donde se hace circular un fluido caliente por el exterior de la tubería de producción. El resultado de hacer circular el fluido caliente en contraflujo a los fluidos producidos es generar una temperatura estable con la cual se evita la formación de hidratos. (Lenes, Lervik, Kulbotten, & A., 2015)

**2.2.2 Calentamiento eléctrico.** El calentamiento eléctrico se basa en el uso de una corriente para generar calor. Este método resulta muy útil en las válvulas, lugares donde comúnmente se forman hidratos debido al enfriamiento ocasionado en paradas largas de producción. Por lo tanto el calentamiento debe ser continuo a lo largo de la tubería y en las válvulas de la tubería durante las paradas y en las puestas en marcha (Carroll, 2003).

## 2.3 Remoción de agua

En teoría, si suficiente agua es removida de los fluidos producidos, la formación de hidratos no ocurrirá, por lo que deshidratar el gas es una técnica de prevención de hidratos muy común en facilidades terrestres. En el caso de producción en aguas ultra profundas están diseñadas para

separar el agua que viene con la producción cerca del lecho marino. La producción de agua luego de la separación será aproximadamente del 10% por lo que se requiere alguna inyección de inhibidores, claramente en un volumen mucho menor. Su desventaja es su complejo diseño e instalación y tiene un costo muy elevado. (Bai & Bai, 2010)

En la tabla 1 mostrada a continuación, se encuentra a manera de resumen como afecta cada técnica de inhibición de hidratos las variables involucradas en la formación de hidratos.

Tabla 1.

*Cambio de las variables de formación de hidratos respecto a cada uno de las técnicas de inhibición de hidratos.*

Técnicas de Inhibición de Hidratos						
Variables		Inyección de Inhibidores		Método Térmico		Remoción de Agua
		Inhibidores Termodinámicos	Inhibidores Cinéticos	Calentamiento por Empaquetamiento	Calentamiento Eléctrico	
Presión	+	X	N/A	N/A	N/A	N/A
	-					
Temperatura de Formación (X) /	+			O	O	
Temperatura de Tubería (O)	-		N/A			N/A
		X				
Cantidad de Agua	+	N/A	N/A	N/A	N/A	
	-					X

Técnicas de Inhibición de Hidratos						
Variables	Inyección de Inhibidores		Método Térmico		Remoción de Agua	
	Inhibidores Termodinámicos	Inhibidores Cinéticos	Calentamiento por Empaquetamiento	Calentamiento Eléctrico		
	Aglomeración de Hidratos	+				
	-	X	X	N/A	N/A	N/A

Nota: +: Aumentar: -: Disminuir.

### 3. Modelo Matemático

#### 3.1 Métodos para calcular las condiciones de formación de hidratos

El conocer los valores de formación de hidratos es de vital importancia para el posterior aseguramiento de flujo en todo el sistema integral de producción. Los métodos más importantes son:

##### 3.1.1 Métodos aproximados.

**3.1.1.1 Método de la densidad relativa.** Fue desarrollado en 1945 por Katz (Katz, Cornell, Kobayashi, & et.al., 1959). Este método se basa en el uso del grafico mostrado a continuación en la figura 2.

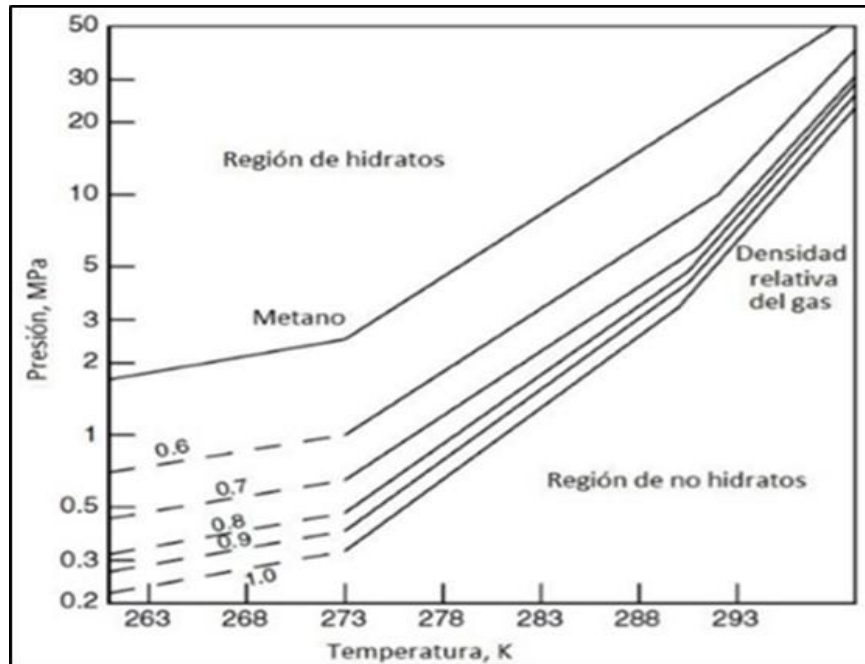


Figura 2. Gráfico usado para el método de densidad relativa. Adaptada de Sloan, E.D. y Koh, C.A. 2007. Clathrate Hydrates of Natural Gases, tercera edición. Boca Ratón, Florida, Estados Unidos: CRC Press.

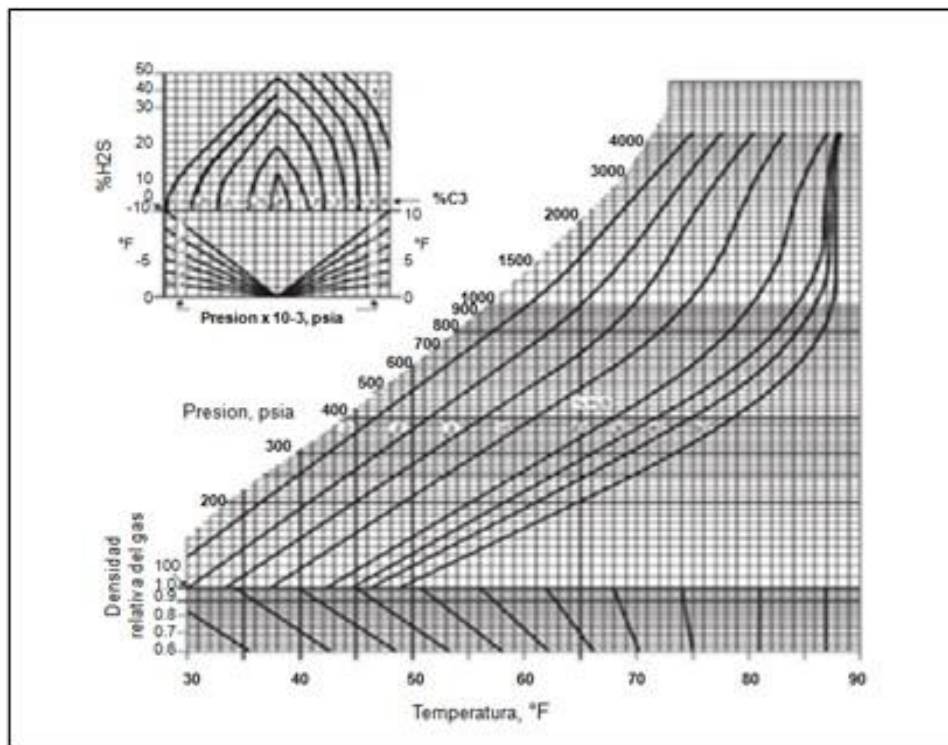
Una vez se conoce la densidad relativa del gas, se pueden resolver dos tipos de problemas:

- a. Dadas ciertas condiciones de presión y temperatura, se puede determinar si se está dentro de la región donde ocurre formación de hidratos y serán estables.
- b. Para una presión o temperatura dada, se puede determinar la otra variable para las condiciones en las que iniciará la formación de hidratos.

La gran ventaja que presenta este método es su simplicidad, involucra un solo gráfico de presión contra temperatura, teniendo como tercera variable la densidad relativa del gas. En contra peso a lo anterior, una desventaja de este método es que no incluye la composición del

gas, por lo que solo debe ser tomado como un aproximado y su uso no es recomendado para gases amargos.

**3.1.1.2 Método de Baillie y Wichert.** Fue desarrollado en 1987 por Baillie y Wichert, tomando como base el método de la densidad relativa. El gráfico desarrollado comprende gases con una densidad relativa de 0.6 a 1.0 y es capaz de corregir por la cantidad de propano presente en el gas, hasta en un 10% mol y por la presencia de ácido sulfhídrico, hasta en un 50% mol (Carroll, 2003). El gráfico de este método es mostrado en la Figura 3.



*Figura 3.* Gráfico usado para el método de Baillie & Wichert. Adaptada de Gas Processors Suppliers Association. 2004. Engineering Data Book, doceava edición; versión FPS. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: GPSA.

Con la ayuda de este grafico se puede determinar la temperatura de formación de hidratos a una presión dada y determinar la presión de formación de hidratos para una temperatura dada. Este método presenta dos ventajas importantes ya que corrige la temperatura de formación por la presencia del propano y del ácido sulfhídrico. Su principal desventaja es la complejidad de su uso y es igualmente un método aproximado por lo que no considera la composición del gas.

**3.1.2 Métodos basados en cálculos termodinámicos.** Estos métodos permiten además de la predicción de condiciones de formación, un amplio espectro de cálculos adicionales, como son, el determinar la composición del hidrato o la fracción de cada cavidad que está llena, siendo su principal característica el poder distinguir entre los tres tipos de hidratos conocidos.

**3.1.2.1 Método de Van Der Waals y Platteeuw.** El primer modelo para calcular la formación de hidratos fue el postulado en 1959 por Van Der Waals y Platteeuw, postularon que la concentración del elemento gaseoso en el hidrato fuera tratado de manera similar que la absorción del gas en un sólido (Chapoy, 2004). Desarrollaron el método para solo una molécula de gas que busca entrar en una cavidad del hidrato, el término de la estabilidad cristalina lo calcularon con la ecuación (1):

$$\mu^H - \mu^B = RT \sum_i v_i \ln(1 - Y_i) \quad (1)$$

Donde R es la constante universal de los gases, y su valor dependerá del sistema de unidades que se esté utilizando; T es el valor absoluto de la temperatura;  $v_i$  es el número de cavidades del

tipo de hidrato  $i$ ; y  $Y_i$  es una función de probabilidad de que la cavidad del hidrato tipo  $i$  esté ocupada por la molécula de gas, y está definida en la ecuación (2):

$$Y_i = \frac{c_i p}{1 + c_i p} \quad (2)$$

Donde  $p$  es la presión y  $C_i$  es una función de la molécula, la cavidad ocupada y la temperatura.

**3.1.2.2 Método de Parrish & Prausnitz.** A pesar de la exactitud del método presentado por Van Der Waals y Platteeuw, aun no era lo suficientemente preciso para cálculos más especializados, por lo que en 1972 Parrish y Prausnitz presentaron un método con un mayor rigor científico, existiendo dos diferencias principales con el método anterior, la primera es que extendieron el término de la estabilidad cristalina a un modelo de multicomponentes y no para una sola molécula (Chapoy, 2004), quedando como se muestra en la ecuación (3):

$$\mu^H - \mu^B = RT \sum_i v_i \ln \left( 1 - \sum_K Y_{Ki} \right) \quad (3)$$

Todos los términos representan lo mismo que en el Método de Van Der Waals y Platteeuw, pero ahora, la función de probabilidad queda definida en la ecuación (4):

$$Y_i = \frac{c_i p_K}{1 + \sum_j c_{ij} p_j} \quad (4)$$

Donde  $p_j$  es la presión parcial para cada componente, y  $c_{ij}$  es una función mucho más compleja, ya que este método toma en cuenta que más de una molécula de gas estará compitiendo por ocupar la cavidad con lo que se reduce la probabilidad de que específicamente la molécula de gas que se esté sumando en esa iteración esté entrado a la estructura cristalina del hidrato.

La segunda diferencia que presenta este método es que el término de la presión parcial  $K_p$ , es reemplazado con la fugacidad ( $\hat{f}_k$ ), la cual, termodinámicamente está definida por medio del potencial químico, y en este caso representaría una corrección en la presión parcial que elimina todos los supuestos idealizados de la fase gaseosa, lo que permite su uso en presiones mucho más altas, quedando entonces la función de probabilidad como se muestra en la ecuación (5):

$$Y_{Ki} = \frac{c_i \hat{f}_K}{1 + \sum_j c_{ij} \hat{f}_j} \quad (5)$$

**3.1.2.3 Método de Ng & Robinson.** El siguiente gran avance fue presentado en 1976 por Ng y Robinson, su modelo, fue el primero capaz de calcular la formación de hidratos con la presencia de hidrocarburos líquidos, lo que representa un ajuste del modelo de van der Waals y Platteeuw respecto al cambio de entalpía y volumen del agua libre, ya que ahora debe incluir a los hidrocarburos (Carroll, 2003). También hicieron modificaciones al modelo de Parrish y Prausnitz, ya que determinaron las fugacidades por medio de la ecuación de estado de Peng-Robinson. (Chapoy, 2004)

Este último método es de los más utilizados en los softwares comerciales disponibles actualmente para la predicción de condiciones de formación de hidratos.

### 3.2 Métodos para calcular la cantidad de inhibidor de hidratos

Una vez que las condiciones de formación de hidratos han sido predichas y se ha detectado que se tienen condiciones de operación dentro de la región de hidratos en algún punto del sistema de producción, se hace necesario determinar la disminución de temperatura adecuada para evitar esta formación de hidratos y posteriormente calcular la cantidad de inhibidor necesario para lograr dicha disminución.

Se conocen varios métodos para calcular la cantidad de inhibidor de hidratos, entre los cuales están el método de Hammerschmidt, el cual es el más utilizado, también se encuentran el método de Nielsen & Bucklin y el método de Carroll.

**3.2.1 Método de Hammerschmidt.** Este método es rápido y aproxima el efecto de los inhibidores termodinámicos en la disminución de la temperatura de formación de hidratos. La ecuación desarrollada es la ecuación (6):

$$\Delta T = \frac{K_H X}{M(100 - X)} \quad (6)$$

Donde  $T$  es la disminución de la temperatura en [°F];  $K_H$  es una constante que depende del inhibidor que se esté utilizando;  $X$  es la concentración del inhibidor, en porcentaje peso de la fase del agua líquida (esto es la dosis de inhibidor) y finalmente  $M$  es el peso molecular del inhibidor, que para el metanol tiene un valor de 32 y para el MEG de 62. (Bai & Bai, 2010)

A partir de esta ecuación se han hecho mejoras en el valor de la constante  $K_H$ , con la intención de obtener mejores predicciones (Carroll, 2003). Originalmente, Hammerschmidt le dio un valor de 1,297 para ambos inhibidores; años más tarde la GPSA modificó el valor para el MEG a 2,222 y tiempo después Arnold modificó nuevamente el valor del MEG a 1,222 (Chapoy, 2004). Finalmente, Bai (2010), propone el valor 2,335 para el metanol y 2,700 para el MEG, siendo estos últimos valores los más utilizados actualmente. Se recomienda que esta correlación no sea utilizada para dosis de inhibidor mayores del 20% en el caso del metanol y del 40% en el caso del MEG.

**3.2.2 Método de Nielsen & Bucklin.** Nielsen & Bucklin propusieron otra correlación, mostrada en la ecuación (7), que es sólo aplicable para metanol, pero puede ser utilizada en concentraciones mayores al 25% y hasta un 50% en la dosis de inhibidor (Carroll, 2003).

$$\Delta T = -129.6 \ln(1 - x_{MeOH}) \quad (7)$$

Donde  $T$  es la disminución de la temperatura en [°F] y  $x_{MeOH}$  es la fracción mol del metanol.

**3.2.3 Método de Carroll.** Finalmente, Carroll propuso una correlación que toma en consideración la concentración del inhibidor y un coeficiente de actividad del agua, esto amplió los límites de aplicación en los que puede ser utilizada, siendo de un 85% para el caso del metanol y de un 50% para el caso del MEG. La correlación desarrollada es mostrada en la ecuación (8) (Carroll, 2003).

$$\Delta T = -72 (Ax_1^2 + \ln(1 - x_1)) \quad (8)$$

Donde T es la disminución de la temperatura en [°F]; A es una constante que depende del inhibidor que se esté utilizando, para el caso del metanol es de 0.21 y para el MEG de -1.25 y  $x_1$  es la fracción mol del inhibidor.

Un valor común para el coeficiente de transferencia de calor  $U$  para tuberías expuestas a condiciones marinas es de 3.13 Btu/h·ft<sup>2</sup>·°F. (Joakim Ramsen, 2009)

## 4. Metodología

### 4.1 Panorámica del offshore en Colombia

Durante los últimos años, Colombia retomó actividades costa afuera después de una larga ausencia de más de dos décadas con el campo Chuchupa en zona somera. Con la apertura de

adjudicación de bloques y suscripción de contratos en el año 2004, la industria costa afuera ha tenido un aumento, acumulando en la actualidad 12 áreas en exploración, 9 áreas en evaluación técnica y un área en producción. Además, de la exploración costa afuera ha surgido la oportunidad de integrar nuevas reservas de crudo y gas y fomentar una estabilidad energética a largo plazo en el país (Belalcázar, 2017 ). La Tabla 2 indica los mayores éxitos en aguas del Caribe, iniciando con el pozo Kronos del año 2015 y finalizando con el Pozo Gorgón, hallazgos que prueban la existencia de gas en una estructura ubicada en el mismo tren geológico del campo Kronos.

Tabla 2.

*Pozos exploratorios exitosos en aguas ultra profundas del Caribe colombiano entre 2015-2017*

Pozo Exploratorio	Año	Bloque	Empresa	Distancia	Profundidad	Lámina de Agua	Coordenadas Geográficas
				[km]	[m]	[m]	
Kronos-1	2015	Fuerte Sur	Ecopetrol 50%	58.7	3720	1584	Lat 09°09'53.9" N
	Anadarko 50%		Long 76°49'55.9" W				
Purple Angel-1	2017	Purple Angel	Ecopetrol 50%	65	4795	1835	Lat 10°27'11.8" N
	Anadarko 50%		Long 76°15'25.4" W				
Gorgon-1	2017	Purple Angel	Ecopetrol 50%	4575	2316	2316	Lat 09°25'59.28" N
	Anadarko 50%		Long 76°44'54.1" W				

*Nota.* Fuente: Boletín informativo por parte de Ecopetrol S.A.

El primer hallazgo en aguas del Caribe de Colombia fue el pozo exploratorio Orca- 1, el mayor descubrimiento en hidrocarburos de Latinoamérica en el año 2014. Posterior a esto, el pozo Kronos-1 confirmó la existencia de hidrocarburos en aguas ultra profundas, al descubrir un

cierre estructural en tres direcciones frente a una estructura de cabalgamiento, confirmando el modelo geológico propuesto de una arena neta gasífera de 40 a 70 metros de espesor (Rada & Vargas, 2017). Por otro lado, para proteger el estado comercial del gas almacenado en los bloques Fuerte Sur y Purple Ángel, la corporación Anadarko inició perforaciones en el pozo Purple Ángel- 1, durante el primer trimestre del año 2017, el cual tuvo como resultado el aumento de la columna de gas del campo Kronos a 520 metros. Además, la perforación de estos pozos afirma el potencial de hidrocarburos que contiene esta provincia al sur del Caribe de Colombia. (Ecopetrol, 2017)

Para el año 2017 el presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Orlando Velandia, señaló que, además del pozo Purple Angel, a cargo de Anadarko y Ecopetrol, habría otras cuatro perforaciones de ese tipo. El pozo Gorgon-1 en el segundo trimestre por la compañía Anadarko, el pozo Siluro en el bloque RC-11 operado por la empresa española Repsol en el tercer trimestre y en la última parte del año el pozo Molusco 1, en el bloque RC-9 por la empresa Ecopetrol y el pozo Brahma a cargo de Petrobras en compañía de las empresas Ecopetrol y Repsol. (El Tiempo, 2017)

Según estudios de la ANH, el 20% del análisis de descubrimientos y desarrollo de nuevos campos (“yet to find”) del país, se encuentran en áreas costa afuera. El 15% de este análisis de potenciales hallazgos están ubicados en las cuencas offshore Guajira con el pozo Orca-1 y Sinú con los pozos Kronos-1 y Purple Ángel -1 (Rada & Vargas, 2017). En la Figura 4 se evidencia la organización de los bloques y la posición de los pozos más destacados en el área costa afuera del

Mar Caribe, así mismo, se muestra un esquema con la estructura geológica y las capas que atraviesa el pozo Kronos-1.



Figura 4. Pozos Kronos, Gorgon y Purple Angel en la zona del Caribe colombiano. Adaptada de El País. Disponible en: <https://www.elpais.com.co/economia/gobierno-anuncia-el-hallazgo-de-gas-mas-grande-en-los-ultimos-28-anos.html>.

El área que cubre la plataforma continental del Caribe corresponde a la faja Sinú Offshore y se encuentra ubicada al noroeste de Colombia, entre la desembocadura del río Magdalena hasta el suroeste del golfo de Urabá. La cuenca presenta yacimientos de areniscas negras y de grano grueso, con gran hacinamiento de areniscas turbidíticas contra los flancos de diapiros de shale. Además, la faja Sinú tiene numerosas estructuras y estratigrafías en una adecuada roca generadora y migratoria de hidrocarburos. (Universidad Nacional de Colombia , 2012)

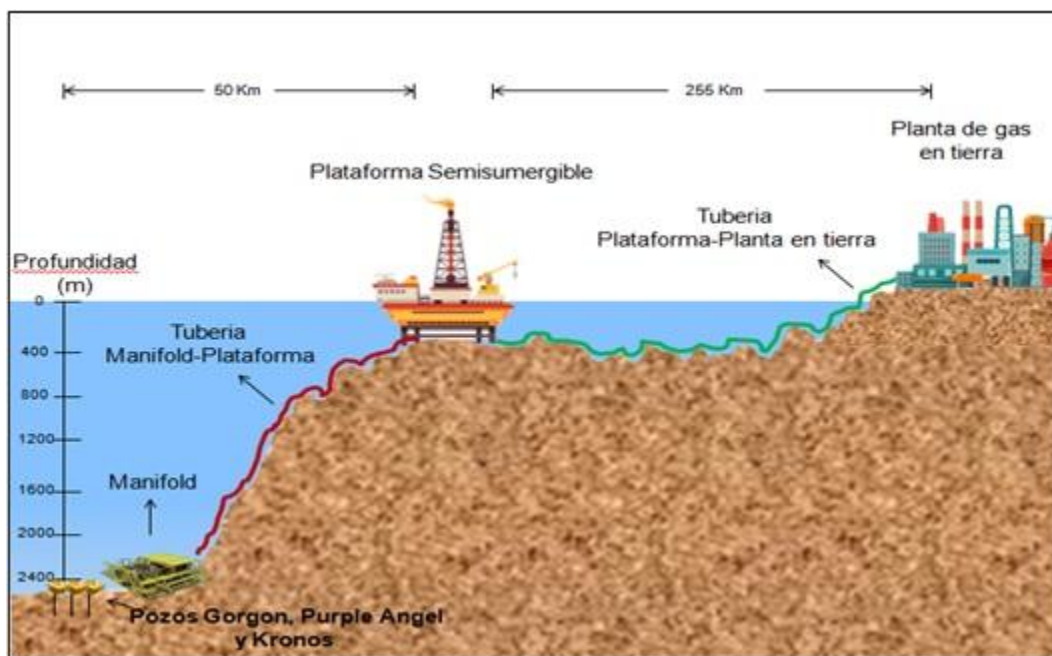
## 4.2 Escenarios de Desarrollo

En este apartado, se presentan algunos escenarios para el desarrollo de la zona gasífera, comprendida por los pozos Kronos 1, Purple Angel 1 y Gorgon 1. Por consiguiente, los escenarios son estudiados en base a la implementación de inhibidores de hidratos y con una visión para el desarrollo regional de campos cercanos. Considerando, si la adopción de pozos submarinos o plataformas flotantes, y la combinación de sí el flujo se transporta a través de una plataforma de procesamiento o directamente a una planta costera. Teniendo en cuenta esto, se consideran tres tipos de escenarios de desarrollo para la zona gasífera:

**4.2.1 Escenario 1.** Se acogen pozos submarinos para la producción de gas. Una plataforma de producción semisumergible (SEMI) se construye cerca de Kronos para procesar e intensificar el fluido. El gas procesado se exporta a través 255 km de tubería hasta la planta en tierra. En esta fase el transporte de gas ha sido desplegado desde una plataforma fija o flotante en donde el gas se separa, deshidrata, comprime y se exporta por tubería de alta presión. Este escenario está basado en la estructura y arquitectura submarina del campo Asgard en el Mar del Norte.

**4.2.2 Escenario 2.** El producto de los pozos submarinos está conectado a través de una línea de flujo a una central de procesamiento y compresión (CPC) ubicada en aguas someras. Después el gas es exportado hacia la planta en tierra por medio de la tubería de exportación. Este esquema fue adoptado para el desarrollo del campo Liwan 3-1 en el Mar del Sur de China.

**4.2.3 Escenario 3.** La corriente de los pozos submarinos está en contacto por medio de una línea de flujo de 14 km a una estación de compresión submarina. Después de esto, el gas se exporta a través de una tubería con una longitud de 68 km a la planta costera. El procesamiento submarino ha sido identificado como uno de los desarrollos tecnológicos más prometedores en la industria offshore con el éxito de Tordis, Perdido, Parque das Conchas (BC-10), Pazflor y Marlim. Por lo tanto, una alternativa adaptable que no debe ser descartada, es generar la corriente de gas a partir de facilidades submarinas.



*Figura 5.* Esquema del escenario 1 para el transporte de gas desde la zona de pozos hasta la planta de gas en tierra.

Por medio de la experiencia adquirida en Gullfaks, Asgard y Ormen Lange, se afirma que la ubicación de un compresor cerca al yacimiento aumenta la extracción y la velocidad de

producción. Los compresores submarinos logran presiones por encima de los 20 MPa (5800 psi) y fomentan el transporte de gas por tubería submarina con una menor caída de presión. (Aker solution, 2013) De manera simultánea, los separadores de gas-líquido se consideran un componente fundamental para el desarrollo submarino a tierra cuando aguas arriba se hace uso de un compresor. La tabla 3 contiene el resumen del análisis de los principales equipos relacionados con un sistema de producción submarina.

Como se evidencia en el escenario 3, se podría lograr el transporte de gas desde el lecho oceánico de forma viable, ya que existen equipos de producción y procesamiento para aguas profundas. Sin embargo, en vista de disminuir la inversión y lograr un desarrollo regional, se sugiere un esquema en donde los pozos submarinos están conectados a una CPC.

Tabla 3.

*Lista de equipos utilizados en la arquitectura submarina para transporte de gas*

<b>Equipo</b>	<b>Característica</b>	<b>Función</b>
Compresor	Equipo de procesamiento Submarino	Mantiene la presión durante el transporte del gas en la tubería.
Bomba multifásica (Booster)	Equipo de procesamiento submarino	Impulsa el agua al final de la separación para su reinyección.
Separador	Equipo de procesamiento Submarino	Separa el petróleo, agua y gas en el lecho marino, lo que disminuye costos y tiempo de producción.
Manifold	Equipo de producción submarino	Estructura submarina que contiene válvulas y tuberías diseñadas para mezclar y dirigir fluidos producidos desde múltiples pozos en una o más líneas de flujo

Cabezal de Pozo	Equipo de producción Submarino	Sirve como sello de presión y aislamiento entre el pozo y el ambiente marino
Umbilical	Equipo de producción Submarino	Tubos de acero y/o conductos termoplásticos que proporcionan control hidráulico, servicios de inyección de productos químicos y alimentación eléctrica.
Árbol de producción	Equipo de producción submarino	Controlar el flujo de gas desde el pozo a través de varias válvulas y estranguladores, hasta la unidad receptora (plataforma o tierra)
Tubería del manifold	Equipo de transporte submarino	Estructura submarina que conecta una línea de flujo con otras estructuras submarinas.
Tubería de terminación	Equipo de transporte submarino	Ubicado al final de una tubería para soportar el movimiento y proteger la integridad de la tubería.
Jumper	Equipo de transporte submarino	Sistemas de conectores entre la cabeza de pozo/ Manifold y PLET/PLEM

*Nota.* Adaptado de: Artículo de la revista Journal of Computational Design and Engineering. Woo, J. H., Nam, J. H., & Ko, K. H. (2014). Development of a simulation method for the subsea production system. Department of Naval Architecture & Ocean Engineering, Korea Maritime University, Dongsam. Vol. 1, No. 3 (2014) 179-180.

En la Figura 6 se evidencia el esquema aplicado al campo Kronos donde la corriente de gas es enviada desde una CPC ubicada sobre una columna de agua de 200 metros, en un punto desde el cual se pueden enlazar las corrientes de flujo de otros campos o áreas prospecto de gas. La ubicación de la plataforma en el borde de la pendiente continental, permitió la división del desarrollo completo en dos secciones, aguas ultra profundas y aguas someras, por esta razón, la construcción de estas secciones se puede hacer en paralelo y acelerar el desarrollo entero del campo.



Figura 6. Sistema de producción y transporte de gas de los pozos Gorgon 1, Purple Angel y Kronos 1. Vista espacial de todo el recorrido desde los pozos hasta la planta en tierra mediante la herramienta cartográfica de modelado de datos SIG Google Earth Pro.

Ahora, teniendo en cuenta el material de tubería, se sugirió utilizar acero de alta resistencia X120 que permite ahorros del 5% al 15% en costos iniciales, el cual posee un menor diámetro interno y menor peso que las tuberías convencionales. Además, la ruta de la tubería fue basada en la profundidad de un desarrollo análogo implementado para el campo Liwan 3-1 que presenta condiciones similares.

Así mismo, teniendo el trayecto definido se obtuvo el perfil batimétrico, como se muestra en la Figura 5, el cual se obtuvo por medio de un software de sistemas de información geográfica con el fin de definir la inclinación y las profundidades en cada segmento de la tubería. También

se puede observar que el segmento que corresponde a una línea roja representa el gasoducto submarino en aguas someras desde las facilidades de producción hasta la costa.

En relación del análisis de la temperatura circundante a lo largo de la tubería de exportación mostrada en la Figura 7, se obtuvo por medio de un software de simulación de procesos.

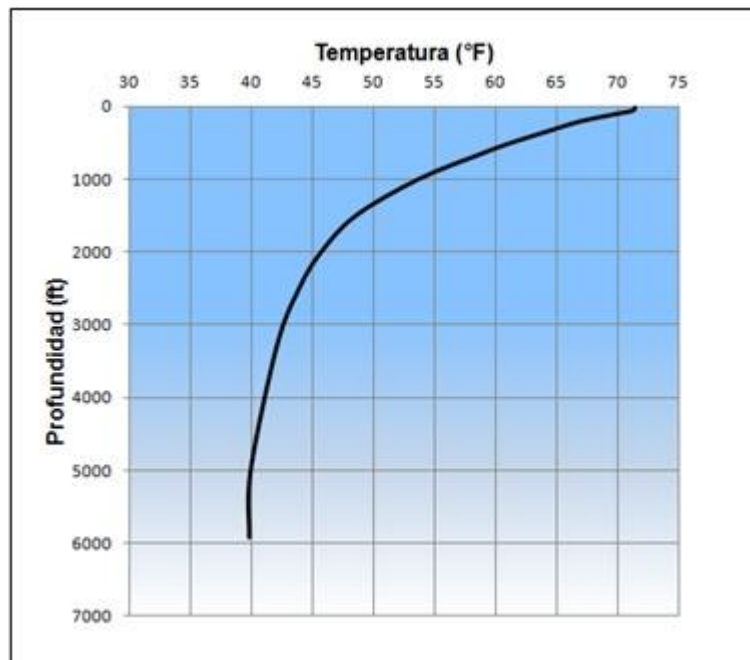


Figura 7. Perfil de temperatura en el lecho oceánico.

## 5. Bases para la simulación

Para lograr una correcta evaluación de la hidráulica de un gasoducto es fundamental contar con la composición del gas, perfiles de presión y temperatura, presiones de salida en la tubería de

exportación y presiones de llegada a la planta en tierra, entre otras consideraciones. Estos datos aún son inciertos ya que las cuencas Sinú-San Jacinto y Sinú-Offshore se encuentran en estado de exploración y evaluación. Teniendo en cuenta lo anterior, la tasa de flujo y las composiciones no se conocerán hasta que comience la producción de los pozos. Por lo tanto, la composición que se utilizó en la simulación se obtuvo de una recopilación de 18 mezclas de gases, que se muestran en las tablas 4, 5, y 6.

Tabla 4.

*Promedio de seis mezclas de gases pobres recopilados de proyectos costa afuera.*

Gases Pobres	CO2	N2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+
Mezcla 1 <sup>a</sup>	1,50	0,69	89,92	5,72	1,74	0,13	0,21	0,09	0,00	0,00	0,00
Mezcla 2 <sup>b</sup>	1,43	0,59	92,89	3,23	1,12	0,24	0,32	0,08	0,05	0,04	0,02
Mezcla 3 <sup>c</sup>	2,33	0,54	91,37	2,67	1,74	0,43	0,30	0,14	0,07	0,41	0,00
Mezcla 4 <sup>d</sup>	0,01	0,50	95,48	3,48	0,40	0,04	0,07	0,01	0,01	0,00	0,00
Mezcla 5 <sup>d</sup>	1,50	0,59	92,10	5,10	0,50	0,07	0,09	0,02	0,02	0,01	0,00
Mezcla 6 <sup>d</sup>	1,78	0,73	89,23	4,90	1,95	0,55	0,65	0,10	0,08	0,03	0,00
Promedio	1,42	0,61	91,83	4,18	1,24	0,24	0,27	0,07	0,04	0,08	0,00

*Nota:* Composición de gases pobres en diferentes campos costa afuera alrededor del mundo. <sup>a</sup> Baker, M. (2005). Transport of North Slope Natural Gas Tiderwater, Alaska. <sup>b</sup> King, G. (1992, Septiembre 1). Ultra-High Gas Pressure Pipelines Offer Advantages for Arctic. <sup>c</sup> Huang M., et al., (2010). Simulation of Hydrate Formation and Inhibition in Submarine Wet-gas Pipeline, Beijing, China. <sup>d</sup> Casares, C., & Lanziani, J. (1997). The natural gas composition in transport by pipelines, Bariloche, Argentina.

Tabla 5.

*Promedio de seis mezclas de gases intermedios recopilados de proyectos costa afuera.*

Gases Intermedios	CO2	N2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+
Mezcla 1 <sup>a</sup>	6,51	0,08	83,5	4,37	3,03	0,67	0,74	0,32	0,18	0,62	0,00
Mezcla 2 <sup>b</sup>	1,29	0,53	83,8	3,5	3,08	1,98	3,16	1,21	1,08	0,34	0,07
Mezcla 3 <sup>c</sup>	2,61	0,6	80,1	9,47	4,62	0,64	1,24	0,25	0,25	0,13	0,05

Mezcla 4 <sup>d</sup>	3,1	1,51	84,9	4,44	2,28	0,88	0,62	0,29	0,2	1,77	0
Mezcla 5 <sup>e</sup>	0,19	0,35	81	13,24	3,44	0,43	0,74	0,2	0,16	0,27	0
Mezcla 6 <sup>f</sup>	1,78	0,73	89,2	4,9	1,95	0,55	0,65	0,1	0,08	0,03	0
Promedio	2,58	0,63	83,8	6,65	3,07	0,86	1,19	0,4	0,32	0,53	0,02

*Nota:* Composición de gases intermedio en diferentes campos costa afuera alrededor del mundo. Fuente. <sup>a</sup> Mucharam, L., Wahyuningsih, E., & Ircham, M. (2008). Study to Predict Liquid Holdup in Undulating Pipeline. <sup>b</sup> AOGCC, NGL. (1995, May 16). Ultimate Recovery. <sup>c</sup> Løkke, et al., (2008). Water content of high-pressure natural gas, Paris, Francia. <sup>d</sup> Huang M., et al., (2010). Simulation of Hydrate Formation and Inhibition in Submarine Wet-gas Pipeline, Beijing, China. <sup>e</sup> Faulkner, L. (2006). Fundamentals of Natural Gas Processing, Second Edition, Capítulo 6, Overview of the Natural Gas Industry. Columbus, Ohio. <sup>f</sup> Moshfeghian, M. (2012). Transportation of Natural Gas in Dense Phase, PetroSkills, John M. Campbell.

Tabla 6.

*Promedio de seis mezclas de gas ricos recopilados de proyectos costa afuera.*

Gases Ricos	CO2	N2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+
Mezcla 1 <sup>a</sup>	0,88	1,02	77,59	10,7	6,90	0,75	1,61	0,22	0,22	0,11	0,00
Mezcla 2 <sup>b</sup>	1,23	0,64	78,68	9,76	6,29	0,68	1,57	0,25	0,35	0,40	0,15
Mezcla 3 <sup>c</sup>	0,41	0,69	77,81	11,56	7,79	0,53	1,00	0,08	0,08	0,02	0,03
Mezcla 4 <sup>d</sup>	0,57	0,72	77,98	3,31	0,94	0,73	0,55	0,27	0,91	14,02	0,00
Mezcla 5 <sup>e</sup>	0,19	0,35	80,98	13,2	3,44	0,43	0,74	0,24	0,16	0,27	0,00
Mezcla 6 <sup>f</sup>	1,70	2,30	77,10	6,60	3,10	1,80	2,70	2,80	1,20	0,50	0,20
Promedio	0,83	0,95	78,36	9,19	4,74	0,82	1,36	0,64	0,49	2,55	0,06

*Nota:* Composición de gases intermedio en diferentes campos costa afuera alrededor del mundo. Fuente. <sup>a</sup> Gaard, et al., (2003). Experiments with various Drag Reducing Additives in Turbulent Flow in Dense Phase Gas Pipelines, Berna, Suiza. <sup>b,c</sup> Hankinson & Schmidt, (1982). Phase Behavior and Dense Phase Design Concepts for Application to the Supercritical Fluid Pipeline System. Londres, Inglaterra. <sup>d,e</sup> Huang M., et al., (2010). Simulation of Hydrate Formation and Inhibition in Submarine Wet-gas Pipeline, Beijing, China. <sup>f</sup> Bureau, (1972) & Jones et al., (1999). Fundamentals of Natural Gas Processing, Capítulo 1 Overview of the Natural Gas Industry.

Como se muestra en la Figura 8, se tuvieron en cuenta las composiciones típicas de tres gases (rico, pobre, intermedio) con el fin de abarcar las posibles envolventes operacionales. Cada envolvente se construyó luego de promediar el porcentaje molar de cada componente para las diferentes mezclas. Además, se señaló la ruta termodinámica de un gasoducto en dos fases y las

condiciones mínimas de operación. La temperatura mínima del lecho marino en el trayecto propuesto fue de 39 °F y al identificar esta temperatura en el diagrama de fases se advirtió una mayor probabilidad de condensación cuando se transportan gases intermedios a ricos. Por lo cual, para llevar a cabo la simulación se escogió un gas rico ya que la formación de hidratos es más propensa cuando la cantidad de condensados es mayor.

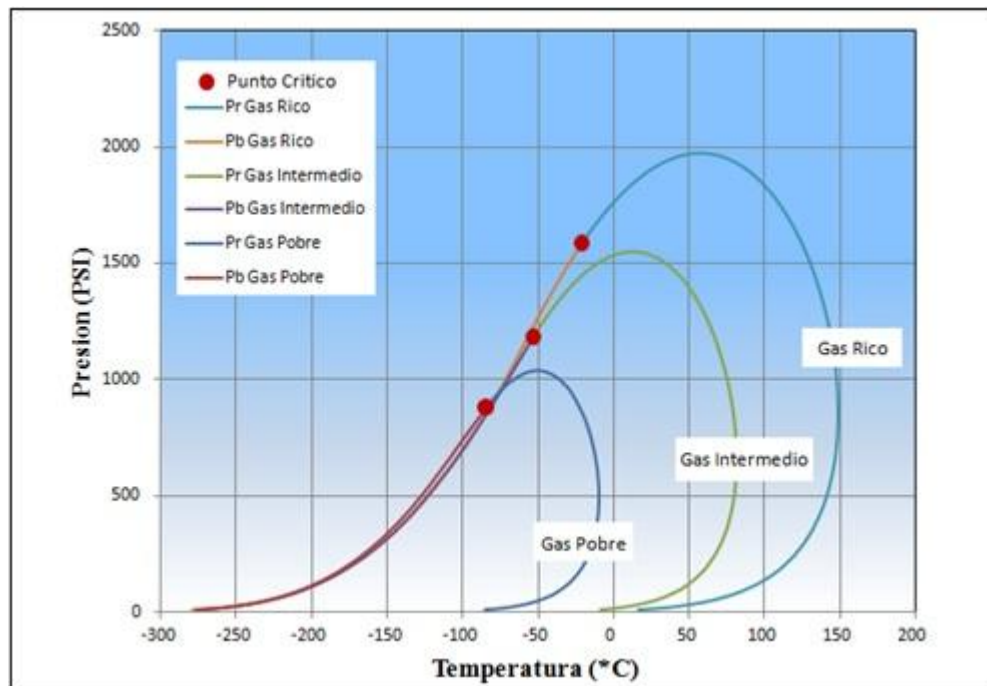


Figura 8. Envolvente de fases de los tres gases típicos (Rico, Intermedio y Pobre).

Con el fin de definir los datos de simulación, se investigó la información de campos en aguas ultra profundas de diferentes territorios del mundo, especialmente en el mar del norte y el golfo de México, con el objetivo de encontrar similitudes con las condiciones de los yacimientos costa afuera de Colombia. Posteriormente, con la información recopilada se pudo hacer un estimado de

datos para Gorgon, Purple Angel y Kronos. La presente investigación es una contextualización a cerca de las características que pueden presentar los campos de gas costa afuera.

En la tabla 7 se evidencia la relación entre la tasa de flujo de gas y el diámetro interno de la línea, a mayores tasas de flujo se debe emplear un diámetro de tubería más grande. También se muestra que más del 80% de los campos consultados implementan líneas de flujo con diámetro interno de 10 a 20 pulgadas.

Tabla 7.

*Relación existente entre la profundidad y la presión en cabeza, presión en yacimiento y la relación entre el flujo de gas y el diámetro interno de la tubería.*

CAMPOS DE GAS							
Aguas Ultraprofundas							
Condiciones	Tamar	Vortex	Mensa	Camden Hill	East Anstey	Coulomb	Fourier
Presión en Cabeza (psig)	2176	5600	2176	1750	1750	3250	1750
Profundidad (m)	1686	2543	1615	2219	2027	2362	2137
Presión en Yacimiento (psig)	8261	8565	8261	7362	7362	7000	6600
Profundidad (m)	4562	5891	4724	4596	4940	5110	5852
Flujo de gas (MMSCFD)	250	65	130	100	130	120	125
Diámetro interno de la línea de flujo (in)	10	8	6	12	12	12	12

*Nota:* Todos los datos registrados en la tabla son obtenidos de proyectos de transporte de gas en el mundo, presentes en el Anexo 1.

Tabla 8.

*Relación existente entre el caudal de exportación y el diámetro de la tubería y la relación entre la distancia plataforma-costa y la presión de transporte en proyectos de transporte de gas.*

PROYECTOS DE TRANSPORTE DE GAS							
Aguas Ultraprofundas							
Condiciones	Tamar	Liwan 3-1	Mensa	Camden Hill	East Anstey	Coulomb	San Jacinto
Caudal de exportación de gas (MMSCFD)	1200	1200	300	500	500	550	1300
Diámetro de la tubería de exportación (in)	30	30	12	24	20	24	24
Presión de transporte (psig)	1305	1300	2000	1750	1750	2901	2500
Distancia de la plataforma a la costa (km)	90	275	100	183	183	225	298

*Nota:* Todos los datos registrados en la tabla son obtenidos de proyectos de transporte de gas en el mundo, presentes en el Anexo 1.

Por otro lado, era necesario saber los rangos de presión en la entrada de la tubería, ya que esta constituye el inicio de la operación de transporte del gas hacia la plataforma y posteriormente hasta la planta en tierra. De la tabla 8, se encontró que la distancia de las facilidades de producción hasta la costa se encuentra muy relacionada con la presión de entrada.

La distancia de transporte del gas hasta la planta en tierra es considerablemente extensa, por lo cual se debe usar una presión alta en la entrada para lograr movilizar el gas a lo largo de todo el recorrido de la tubería. Para la simulación, se determinó la presión de entrada teniendo en cuenta la distancia total del gasoducto y la composición del fluido utilizado con el fin de proporcionar una presión mayor a la cricondembarica del fluido.

Además, basados en datos recopilados de campos productores de gas y con un sistema de transporte similar al propuesto en este trabajo, se logró determinar que el diámetro común de la tubería de cabeza de pozo a manifold varia de 4-12” dependiendo de la cantidad de producción y el diámetro del umbilical por el cual se inyecta el inhibidor varia de 2-4”.

Luego de determinar los datos para llevar a cabo la simulación, se realizó la evaluación del flujo de gas a través de la tubería por medio de un software de simulación de procesos. Dentro de la simulación del proceso se tuvo en cuenta el desnivel oceánico gracias a datos obtenidos de GIS Google Earth Pro. En la tabla 9, se presenta un resumen de los datos utilizados para la corriente de entrada, condiciones operacionales necesarias para la simulación, propiedades de los dos inhibidores utilizados (metanol y etilenglicol) y las propiedades de la tubería en cada tramo del trayecto propuesto.

Tabla 9.

*Datos de Simulación.*

<b>Corriente de entrada</b>		
<b>Datos</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Temperatura	150	Fahrenheit, °F.
Presión	2750	Psia.
Flujo Molar	500	Millones de pies cúbicos estándar diarios, MMSCFD
<b>Segmentos de tubería</b>		
<b>Cabeza de pozo –</b>	<b>Manifold –</b>	<b>Unidades</b>

	Manifold	Planta en tierra	
Temperatura ambiente	39	Varia con la profundidad	Farenheit, °F
Coeficiente de transferencia de calor	3.13	3.13	Btu/h-ft <sup>2</sup> -F.
Longitud de trayecto	50	255	Kilómetros, km.
Presión de entrada	2750	2425	Psia
Temperatura de entrada	150	37.14	Farenheit, °F
Diámetro nominal	12	32	Pulgadas, in.
Rugosidad	0.00015	0.00015	Pies, ft.

*Nota:* Parámetros de simulación para el sistema de transporte de gas.

## 6. Resultados y discusión.

El transporte de gas a través de redes submarinas en campos costa afuera es el más utilizado y eficiente en el mundo, pero el utilizar esta manera de transporte trae consigo muchos desafíos exigentes. Monitorear constantemente la presión a lo largo de la tubería, bajas temperaturas, largas distancias y batimetrías extremas, son algunos de los desafíos que se deben sortear para evitar un taponamiento de tubería, el cual puede ser provocado por la formación de hidratos. Una correcta solución a esta problemática permite tener un transporte continuo del gas a lo largo de toda la tubería y contribuye a la viabilidad de un proyecto.

El aseguramiento de flujo se realiza mediante análisis termodinámicos e hidráulicos para evitar el taponamiento total o parcial del flujo por formación de hidratos en la tubería y así garantizar el transporte de fluidos desde los pozos hasta la plataforma y posteriormente su punto de llegada en tierra. Por medio de un software de simulación de procesos se modela todo el recorrido que debe sortear el fluido con su debida batimetría, para conocer la distribución de presión y temperaturas a las cuales es seguro operar, las condiciones de presión y temperatura en las cuales es posible la formación de hidratos y a su vez determinar en qué lugar de la tubería tomaría lugar esa formación y por ultimo determinar la cantidad de inhibidor necesaria de metanol y etilenglicol para evitar la formación de hidratos. La caída de presión, perfil de presión y temperatura, condiciones de formación de hidratos y cantidad de inhibidor, son los factores que se tienen en cuenta para el correcto aseguramiento de flujo.

Como se puede observar en la figura 5 del escenario 1 seleccionado para la simulación, la tubería tiene que sortear una batimetría complicada debido a los constantes cambios de inclinación y el recorrido completo de la tubería es bastante extenso, aproximadamente 302 km. La figura 9, nos muestra la caída de la presión a lo largo de todo el recorrido de la tubería, se evidencia que es indispensable que la presión de entrada del fluido sea por encima de los 2000 psia para lograr que el fluido llegue con suficiente presión a la planta en tierra.

Debido a la consideración anterior, altas presiones en la entrada del fluido a la tubería y las bajas temperaturas presentes en el lecho marino en aguas ultra profundas las cuales enfriaran el fluido transportado por la tubería, fue necesario determinar las condiciones de presión y

temperatura de formación de hidratos. Estas condiciones fueron evaluadas en el primer trayecto de tubería desde los pozos hasta el manifold, debido a que en ese tramo de tubería es más factible la formación de hidratos.

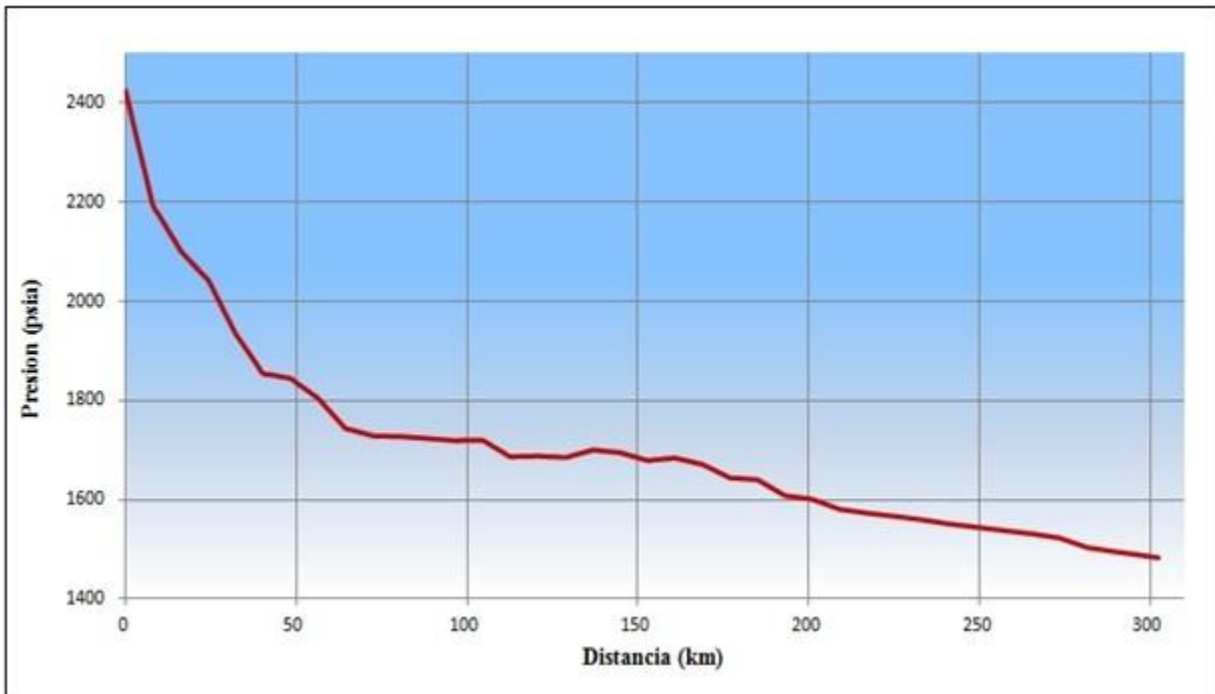


Figura 9. Variación de la presión a lo largo de todo el trayecto de tubería.

En la figura 10, se puede observar que las condiciones de presión y temperatura a las cuales se puede presentar la formación de hidratos en el primer tramo de tubería Pozos - Manifold es a 2747 psia y 73 F, por lo que la formación de hidratos se presentara cuando alcance los 1700 ft de trayecto en la tubería.

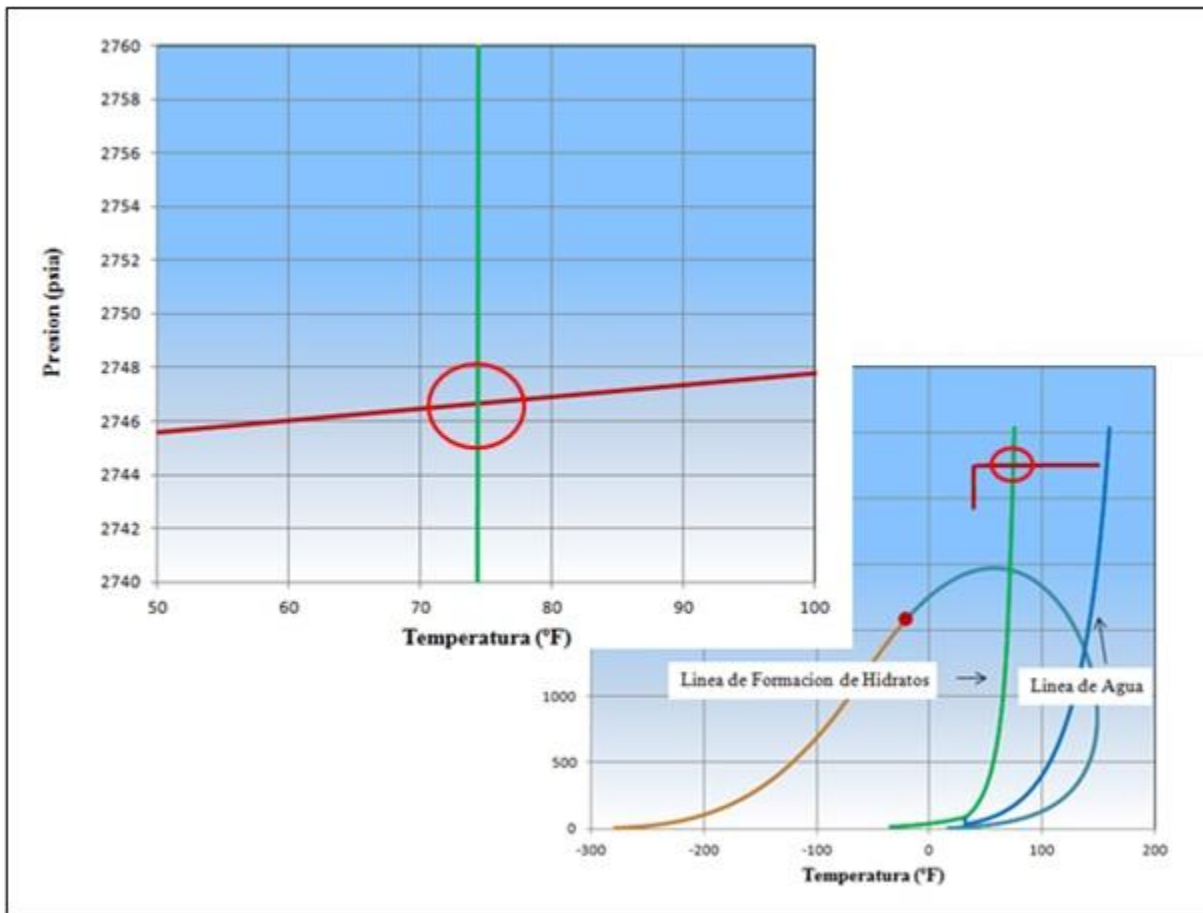


Figura 10. Presión vs Temperatura en la cual se evidencia el corte con la línea de formación de hidratos.

Una vez determinadas las condiciones y lugar de formación de hidratos, fue necesario establecer la cantidad de inhibidor de metanol y etilenglicol para evitar dicha formación. Lo anterior, se logró mediante el uso de un software de simulación de procesos, el cual entregó como resultado 22200 gal/d de metanol y 1845 gal/d de etilenglicol, estos volúmenes de inhibidor son fraccionados en partes iguales para cada uno de los tres pozos, ya que es necesario inhibir los hidratos en cada uno de ellos. Como se muestra en la figura 11, la curva de formación de hidratos es trasladada hacia la izquierda, dependiendo de qué inhibidor se utilice, a su vez se

puede observar que, a mayor porcentaje másico de inyección del etilenglicol, mayor será la reducción en la temperatura de formación de hidratos.

Como se describe en la sección 3 de este trabajo, hay en la literatura métodos aproximados para calcular la cantidad de inhibidor necesaria para evitar la formación de hidratos. El método de Hammerschmidt es el más utilizado y por ende el que se utilizó para comparar con los valores obtenidos del software de simulación de procesos.

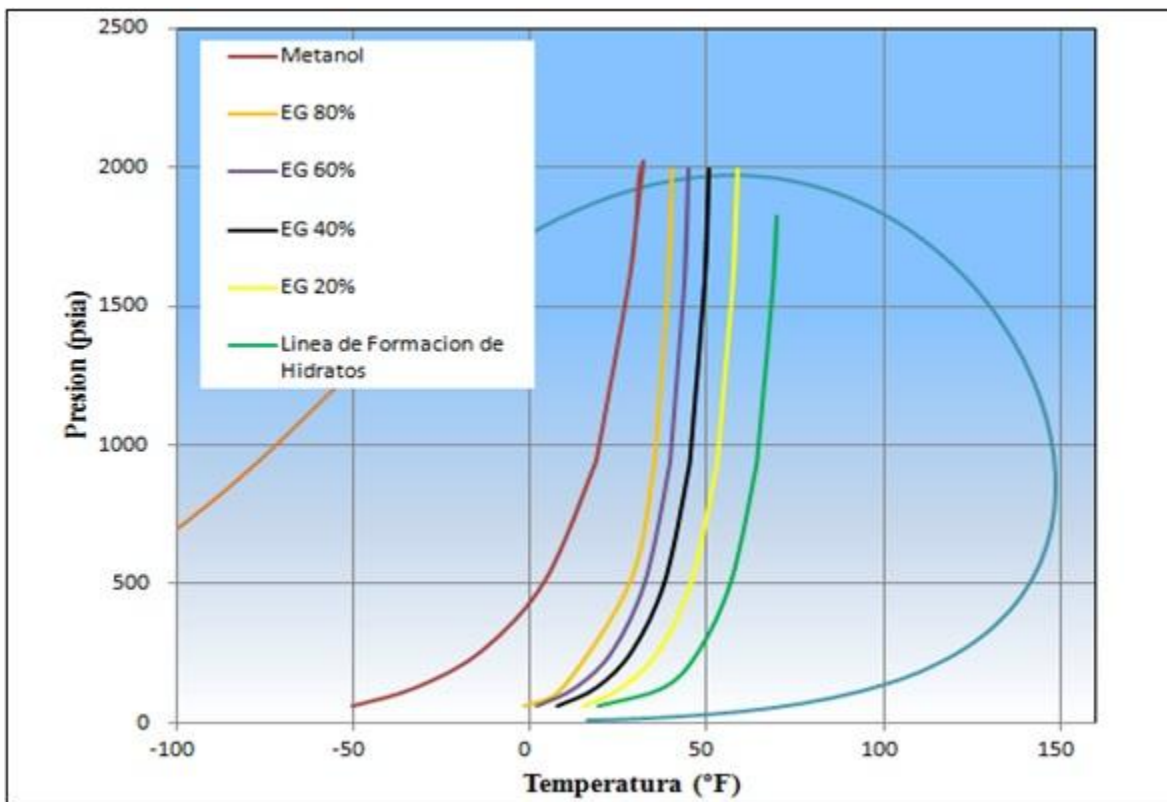


Figura 11. Diferentes líneas de formación de hidratos.

Como partida de este método y para cálculos posteriores se determina la cantidad de agua condensada por día.

De la Figura 20-4 de la GPSA, se obtiene:

*Agua en la entrada: 110lb/MMSCF*

*Agua en la salida: 9.5lb/MMSCF*

*$\Delta$ Agua: 100.5lb/MMSCF*

*Agua condensada = (500)(110 – 9.5) = 50.250lb/dia*

1. Metanol. Se calcula la concentración requerida de metanol, con la ecuación 6 de Hammerschmidt.

$$K_H \text{ metanol} = 2335$$

$$M \text{ metanol} = 32$$

$$32 = 2335X / (32(100 - x))$$

$$X = 30.5\%$$

Al conocer el porcentaje de inhibidor, se procede a calcular la tasa de inhibidor en la fase acuosa, se asume que 100% metanol es inyectado.

$$m_I = (X_R * m_{H2O}) / (X_L - X_R) = (0.305)(50250) / ((1 - 0.305)) = 22.052 \text{ lb/dia}$$

Luego, se calcula las pérdidas por vaporización. Basados en la Figura 20-65 de la GPSA.

A 40F y 900 psia, las perdidas son 1.05 (lb/MMSCF)/(wt% Metanol)

$$\text{Perdidas diarias} = (1.05)(500)(30.5) = 16.012.5 \text{ lb/dia}$$

Se continúa con el cálculo de las perdidas en el condensado. Basados en la Figura 20-66 de la GPSA.

A 40F y 25.5 %wt MeOH,  $X_{MeOH} = 0.15\text{mol}\%$

lbmol de condensado por dia =

$$\begin{aligned} & (500\text{MMSCF}/\text{dia})(10\text{bbl}/\text{MMSCF})((350)(0.78)\text{LB}/\text{bbl})((1 \text{ lbmol})/(140 \text{ lb})) \\ & = 9750\text{lbmol}/\text{dia} \end{aligned}$$

$$\text{lbmol Metanol} = (9750)(0.0015) = 19.5 \text{ lbmol}/\text{dia}$$

$$\text{lb Metanol} = (19.5)(32) = 624 \text{ lb}/\text{dia}$$

$$\text{Taza total de inyección de metanol} = 22052 + 16012.5 + 624 = 38688.5 \text{ lb/día.}$$

2. Etilenglicol. Se calcula la concentración requerida de etilenglicol al 80%, con la ecuación 6 de Hammerschmidt.

$$K_H \text{ etilenglicol} = 2335$$

$$M \text{ etilenglicol} = 62$$

$$32 = 2335X / (62(100 - X))$$

$$X = 46\%$$

Debido a que las pérdidas de etilenglicol por vaporización y en el hidrocarburo son despreciables. Únicamente se hace el cálculo de la tasa másica de inhibidor necesaria en la fase acuosa.

$$m_I = ((0.46)(50250))/((0.8 - 0.46)) = 67985lb/dia$$

Como se puede evidenciar, los cálculos basados en la literatura son muy aproximados a los obtenidos mediante el software de simulación de procesos.

## 7. Conclusiones

De acuerdo a la investigación realizada de las principales técnicas de control de hidratos en aguas ultra profundas se puede concluir que la técnica más usada es la inyección de inhibidores.

La aplicación de inhibidores para evitar la formación de hidratos hace viable el posible desarrollo de campos costa afuera en aguas ultra profundas del Caribe colombiano, ya que la evaluación térmica, hidráulica y termodinámica demuestra su buen funcionamiento en el aseguramiento de flujo.

Se identifico los modelos matemáticos y posibles valores para las variables hidráulicas y térmicas de tuberías submarinas expuestas a condiciones oceanográficas para pozos ultra profundos.

Se eligió el escenario 1, en el cual se unen los tres pozos a un manifold, luego a la plataforma y posteriormente a la planta en tierra, debido a que es la opción más adecuada para posibilitar un desarrollo regional de los campos.

De acuerdo a la simulación se estableció la cantidad de inhibidor óptima para cada uno de los inhibidores utilizados, permitiendo de esta manera evitar sobre costos en el desarrollo del campo y lo más importante, evitando taponamientos por formación de hidratos a lo largo de toda la tubería.

## 8. Recomendaciones

Se recomienda como aporte adicional determinar la cantidad de equipos de producción y transporte requeridos para el escenario propuesto y adicionalmente realizar un estudio de viabilidad económica o costo beneficio de cada uno de los inhibidores planteados para evitar la formación de hidratos.

**Referencias Bibliográficas**

- Aker solution. (2013). *Subsea Compression technology. Subsea Asia conference*. Kuala Lumpur: Salvatore Micali. pág. 5
- Akpabio, M.G. (2012, Julio). *Hydrate Prevention in Subsea Natural Gas Production*. Petroleum Production Specialization Project, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Noruega.
- Arnold, K., & Stewart, M. (1999). *Surface Production Operations*. EUA.
- Atilhan, M., Aparicio, S., Benyahia, F. et al. (2012). *Advances in Natural Gas Technology*. ed. H. AlMegren. Rijeka, Croacia: InTech.
- Bai, Y. y Bai, Q. (2010). *Subsea Engineering Handbook*, Primera Edición. Waltham, Massachusetts, Estados Unidos: Gulf Professional Publishing / Elsevier.
- Barker, J. D. (2005). *Hydrate Inhibition Design for Deepwater Completions*. SPE Drilling & Completion.
- Barker, J. W., Davalath, J. (1995). “*Hydrate Inhibition Design for Deepwater Completions*”, SPE Drilling & Completion, SPE 26532.
- Belalcázar, J. C. (Ed.). (2017). *Costa afuera, oportunidades en el mar profundo*. Colombia Energía(15), 56.
- Bokin, E., Febrianti, F., Khabibullin, E. et al. (2010, Noviembre). *Flow Assurance and Sour Gas in Natural Gas Production. TPG 4140-Natural Gas*, Norwegian University of Science and Technology. Trondheim, Noruega.
- BP (2019). *BP Statical reviem of world energy*. 68th edición.

Carroll, J. (2002). *Natural Gas Hydrates a Guide for Engineers*. Gulf Professional Publishing.

Chapoy, A. (2004, Noviembre). *Phase Behaviour in Water/Hydrocarbon Mixtures Involved in Gas Production Systems*. PhD Thesis, College Doctoral, Ecole Des Mines De Paris. París, Francia.

Collet, T., Lewis, R., & Uchida, T. (2000). *El Creciente Interés en los Hidratos de Gas*. Oilfield Review.

Colombia Energía, “El futuro se vislumbra mar adentro”. (2016). [En línea]. Disponible en: <http://colombiaenergia.com.co/>

Demirbas, A. (2010). *Methane Gas Hydrate, primera edición*. Londres, Reino Unido: Springer.

Ecopetrol. (03 de 8 de 2017). *Boletín de prensa 2017 - Ecopetrol*. Obtenido de <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/purple-angel-1-encuentra-gas>

El Tiempo. (2017, 13 de Marzo). “*En el 2017 se perforaron cinco pozos en el mar Petrobras, Repsol y Ecopetrol, algunas de las empresas que estarán a cargo de las perforaciones*”. Recuperado de: <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/perforaran-cinco-pozos-en-el-mar-en-2017-66812>

Gas Processors Suppliers Association. (2004). *Engineering Data Book*, doceava edición; versión FPS. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: GPSA.

Joshep. (26 de Febrero de 2010). *Residual Analysis*. Obtenido de *A closer look at scientific data and claims, with an emphasis on anthropogenic global warming*: Obtenido de <http://residualanalysis.blogspot.com.co/2010/02/temperature-of-ocean-water-at-given.html>

- Katz, D. L., Cornell, D., Kobayashi, R. et al. (1959). *Handbook of Natural Gas Engineering*, primera edición. Ciudad de Nueva York, Nueva York, Estados Unidos: McGraw-Hill Book Company.
- Kelland, M. A., Svartaas T. M. y Dybvik, L. (1995) *Studies on Nex Gas Hydrate Inhibitors*. SPE 30420.
- Lenes, A., Lervik, J. K., Kulbotten, H. y Nysveen A. (2015). *Low Power DEH System for Flow Assurance. International Ocean and Polar Engineering Conference*.
- Matthews, P.; Subramanian, S. y Creek, J. (2002). *High Impact, Poorly Understood Issues with Hydrates In Flow Assurance*. Proceedings of the Forth International Conference on Gas Hydrates.
- Mazloum, S. et al. (2011). “*Dveloping a robust hydrate early warning system*”, Porceedings of the 7th international conference on gas hidrates, Edinburgh, Escocia, Reino Unido.
- McCain, W. D. Jr. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*, segunda edición. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: PennWell Books.
- Pickering, P., et al. (2001, Septiembre) *Evaluating New Chemicals and Alternatives for Mitigating Hydrates in Oil & Gas Production*. IIR Conference. Aberdeen.
- Promigas. (2018). *Informe del sector gas Natural 2018*. Bogotá: XIX Edición.
- Rada, A. y Vargas, B. (2017). *Evaluación Hidráulica del Transporte de Gas en Fase Densa para el Desarrollo de Campos Costa Afuera en el Caribe Colombiano (Tesis de pregrado)*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Ramsen, J (2009). *Important Aspects of Gas Temperature Modeling in Long Subsea Pipelines*. PSIG Annual Meeting. Pipeline Simulation Interest Group (págs. 3-6). Galveston: OnePetro.

Sloan, E. D. y Koh, C. A. (2007). *Clathrate Hydrates of Natural Gases*, tercera edición.

Universidad Nacional de Colombia Sede Bogotá. (Abril de 2012). *Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia*. (C. A. Vargas Jimenez, Ed.) *Earth Sciences Research Journal*, 16(35-40).

Yang, J., Mazloum, S., Chapoy, A. y Tohidi, B. (2014) *Minimizing Hydrate Inhibitor Injection Rates*. *International Petroleum Technology Conference IPTC-17835-MS*.

## Apéndices

## Apéndice A. Notation

Notación	
$P$	Presión, Psia
$\rho$	Densidad del gas, $\text{kg}/\text{m}^3$
$T$	Temperatura del gas, F
$R$	Constante universal de los gases, $\text{J}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$
$M$	Viscosidad del gas, $\text{kg}/(\text{m} \cdot \text{s})$
$\dot{m}$	Flujo másico, $\text{kg}/\text{s}$
$A$	Área superficial de la tubería, $\text{m}^2$
$u$	Velocidad del gas, $\text{m}/\text{s}$
$\epsilon$	Rugosidad de la tubería, m
$D$	Diámetro de la tubería, m
$Q$	Transferencia de calor, $\text{Btu}/\text{h}$
$U$	Coefficiente de transferencia de calor, $\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}$
$\tau_{amb} = \tau_a$	Temperatura ambiente, F
$T$	Tiempo, s
$\tau_{gas}$	Temperatura del gas, F
$\lambda_n$	Conductividad de la capa de pared, $\text{W}/\text{m} \cdot \text{K}$
$\lambda_{sea}$	Conductividad térmica del agua de mar, $\text{W}/\text{m} \cdot \text{K}$
$d_0$	Diámetro exterior, m
$T_2$	Temperatura de salida después de una distancia L, K
$T_1$	Temperatura de entrada, K

**Apéndice B. Proyectos de gas en aguas ultra profundas.**

<b>CAMPOS DE GAS</b>							
<b>Aguas Ultraprofundas</b>							
<b>Condiciones</b>	<b>Tamar</b>	<b>Vortex</b>	<b>Mensa</b>	<b>Camden Hill</b>	<b>East Anstey</b>	<b>Coulomb</b>	<b>Fourier</b>
Presión en Cabeza (psig)	2176	5600	2176	1750	1750	3250	1750
Profundidad (m)	1686	2543	1615	2219	2027	2362	2137
Presión en Yacimiento (psia)	8261	8565	8261	7362	7362	7000	6600
Profundidad (m)	4562	5891	4724	4596	4940	5110	5852
Flujo de gas (MMSCFD)	250	65	130	100	130	120	125
Diámetro interno de la línea de flujo (in)	10	8	6	12	12	12	12

*Nota:* Todos los datos registrados en la tabla son obtenidos de proyectos de transporte de gas en el mundo.

**Apéndice C. Campos de gas en aguas ultra profundas con datos adicionales de diámetros y longitudes de tubería**

<b>CAMPOS DE GAS</b>					
Aguas Ultraprofundas					
<b>Campo</b>	<b>Columna de Agua (m)</b>	<b>DIámetro (in) / Longitud (km)</b>		<b>Presion (psi) / Temperatura (F) En cabeza de pozo</b>	<b>Caudal de gas (MMSCFD)</b>
		<b>Tie-back</b>	<b>Pipe Line</b>		
Tamar	1686	10" / 150 km	30" / 90 km	2176 psia / 172 F	1200 MMSCF
Canyon Express	2586	8" / 72 km	24" / 298 km	3250 psi / 140 F	1300 MMSCF
MENSA	1615	6" / 220 km	12" / 100 km	6000 psi / 176 F	300 MMSCF
CAMDEN HILLS- ACONCAGUA- KINGS PEAK	4100	12" / 193 km	24" / 183 km	1750 psi / 150 F	500 MMSCF
COULOMB	2362	12" / 40 km	24" / 225 km	3250 psi / 144 F	500 MMSCF
EAST ANSTEY- FOURIER	2100	12" / 100 km	20" / 183 km	1750 psi / 160 F	500 MMSCF