

**INHIBICIÓN DE HIDRATOS EN GASODUCTOS SUBMARINOS POR MEDIO DE  
CALENTAMIENTO ELÉCTRICO EN AGUAS ULTRA PROFUNDAS DEL CARIBE  
COLOMBIANO**

**FABIO ENRIQUE ESPITIA HERNÁNDEZ  
VÍCTOR HERNÁN MANTILLA GÓMEZ**

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

**2017**

**INHIBICIÓN DE HIDRATOS EN GASODUCTOS SUBMARINOS POR MEDIO DE  
CALENTAMIENTO ELÉCTRICO EN AGUAS ULTRA PROFUNDAS DEL CARIBE  
COLOMBIANO**

**FABIO ENRIQUE ESPITIA HERNÁNDEZ  
VÍCTOR HERNÁN MANTILLA GÓMEZ**

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de Ingeniero de  
Petróleos**

**DIRECTOR  
MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCA  
M.SC. en Ingeniería Química**

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

**2017**

## **DEDICATORIA**

A las dos personas más importantes de mi vida. A mi nono Gustavo, gracias por tus enseñanzas, por tus consejos y tu excelente manera de guiarme para afrontar los problemas de la vida. En este reto universitario fuiste demasiado importante, no lo hubiera podido haber hecho sin tu ayuda y aunque no me puedas ver convertido en la persona que siempre quisiste, sé que estás feliz viéndome donde quiera que te encuentres. A Cristina Maria, por tu amor y comprensión. Tú eres y seguirás siendo parte fundamental en mi vida. Gracias por haber estado conmigo incluso en los momentos más difíciles y ayudarme a cumplir todas mis metas. Este proyecto no fue fácil, pero estuviste motivándome y ayudándome hasta donde tus alcances te lo permitieron. Te lo agradezco muchísimo. Un agradecimiento especial a mi compañero Hernán, porque a pesar de las dificultades nunca nos dimos por vencidos.

**Fabio Enrique Espitia Hernández**

A Dios que ha derramado en mí la sabiduría necesaria para superar cada una de las circunstancias que la vida presenta.

A mi familia por su incansable apoyo, paciencia inagotable y por su amor incondicional, sin ustedes jamás sería posible.

Y a mi compañero Fabio, por 6 años de apoyo incondicional, días y noches de estudio, esto sin duda, es nuestro.

***Víctor Hernán Mantilla Gómez***

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	18
1. CONTROL DE HIDRATOS EN SISTEMAS SUBMARINOS	22
1.1. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE INHIBIDORES EN SISTEMAS SUBMARINOS.	24
1.2 CALENTAMIENTO ELÉCTRICO PARA EL CONTROL DE HIDRATOS	25
1.3. TECNOLOGÍAS DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO	25
1.3.1 Sistema de calentamiento eléctrico directo (DEH)	26
1.3.2 Sistema de calentamiento eléctrico directo tubería en tubería (DEH-PiP)	29
1.3.3 Sistema de calentamiento eléctrico tubería en tubería con cable trenzado (ETH-PiP).	30
1.3.4 Sistema de calentamiento eléctrico con tubería de producción integrada.	31
2. MODELO MATEMÁTICO DEL SISTEMA ELECTRICO	33
2.1 IMPEDANCIA DEL SISTEMA Y CAÍDA DE VOLTAJE	35
2.2 CIRCUITO ELÉCTRICO EQUIVALENTE	37
3. METODOLOGÍA	40
3.1 POTENCIAL COSTA FUERA EN COLOMBIA Y ZONA DE INTERÉS	40
3.2 DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DE INTERÉS Y UBICACIÓN DE LA PLATAFORMA	42
3.3 PERFIL DE TEMPERATURA Y PERFIL BATIMÉTRICO	44
3.4 SELECCIÓN DE LA ARQUITECTURA SUBMARINA	47

4. PARAMETROS DE INFLUENCIA EN EL SISTEMA Y BASES DE SIMULACION	52
4.1 PARÁMETROS PRE-ESTABLECIDOS	52
4.1.1. Coeficiente global de transferencia	52
4.1.2 Composición del gas	52
4.1.3 Longitud de la línea.	56
4.1.4 Diámetro de la línea.	56
4.1.5 Presión en fondo y cabeza de pozo.	57
4.2 PARÁMETROS VARIABLES	58
4.2.1 Temperatura en fondo y cabeza de pozo.	58
4.2.2 Caudal de gas	59
4.2.3 Generalidades del modelo de simulación	61
4.3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO	61
4.3.1 Modelo base – sin inhibición de hidratos	62
4.3.2 Modelo con inhibición de hidratos empleando glicol.	64
4.3.3 Modelo de simulación del sistema DEH.	66
4.4 VARIABLES PARA LA REALIZACIÓN DE LA SIMULACIÓN DEL ANÁLISIS PARAMÉTRICO.	67
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	69
5.1 DIÁMETRO DE LA TUBERÍA	69
5.2 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE LOS ESCENARIOS PROPUESTOS.	72
5.3 ANALISIS COMPARATIVO DE FORMACION DE HIDRATOS CON INHIBICION POR MEDIO DE INYECCION DE GLICOL.	78
5.4 ANALISIS COMPARATIVO DE FORMACION DE HIDRATOS CON INHIBICION POR MEDIO DEL SISTEMA DEH.	84

5.5 ANALISIS COMPARATIVO DE FORMACION DE HIDRATOS CON INHIBICION ENTRE INYECCIÓN DE GLICOL Y CALENTAMIENTO ELECTRICO DIRECTO.	86
5.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS (DEH vs GLICOL)	87
6. CONCLUSIONES	90
7. RECOMENDACIONES	92
BIBLIOGRAFÍA	93
ANEXOS	99

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Comportamiento termodinámico de hidratos de gas. ....	22
Figura 2. Diagrama de un sistema de calentamiento electro directo DEH. ....	26
Figura 3. Perfil de temperatura en la tubería durante la parada, modificado del campo Url. ....	28
Figura 4. Principio de operación de un sistema DEH-PiP. ....	29
Figura 5. Configuración de un sistema ETH-PiP. ....	30
Figura 6. Configuración de un sistema de producción integral (IPB). ....	31
Figura 7. Diagrama del circuito equivalente de un sistema de calentamiento eléctrico directo DEH. ....	37
Figura 8. Diagrama de fasores para una carga perfectamente equilibrada (suponiendo una compensación completa). ....	39
Figura 9. Bloques de exploración costa afuera del caribe colombiano. ....	40
Figura 10. Ubicación de pozos descubiertos en los bloques Fuerte Sur y Purple Angel. ....	42
Figura 11. Ubicación geográfica de la zona de interés y plataforma propuesta. ....	43
Figura 12. Mapa de zonas protegidas en el caribe colombiano. ....	43
Figura 13. Temperatura típica en lecho marino. ....	44
Figura 14. Temperatura en lecho marino para profundidades mayores a 800m. ..	45
Figura 15. Temperatura en lecho marino para profundidades menores a 800 m. .	45
Figura 16. Perfil batimétrico de las líneas de los pozos de interés con la plataforma propuesta. ....	46
Figura 17. Perfil de temperatura de las líneas de los pozos de interés con la plataforma propuesta. ....	47
Figura 18. Esquema de inyección de inhibidores químicos en sistemas submarinos. ....	48

Figura 19. Esquema de producción utilizado en pozos submarinos del mar del norte.....	50
Figura 20. Esquema del modelo planteado para la zona de interés. ....	51
Figura 21. Envoltentes de fases para las diferentes composiciones típicas. ....	54
Figura 22. Envoltente de fases y curva de formación de hidratos para el gas seco típico. ....	54
Figura 23. Envoltente de fases y curva de formación de hidratos para el gas rico típico. ....	55
Figura 24. Envoltente de fases y curva de formación de hidratos para el gas condensado típico.....	55
Figura 25. Longitud de las líneas submarinas .....	56
Figura 26. Distribución de frecuencia de diámetros empleados en campos con sistemas DEH .....	58
Figura 27. Esquema del modelo base de simulación en HYSYS .....	63
Figura 28. Diseño por kilómetro de la línea Gorgón-Plataforma. ....	63
Figura 29. Diseño segmentado de temperatura ambiente y coeficiente global de transferencia para la línea Gorgon-Plataforma. ....	64
Figura 30. Esquema del modelo de simulación empleando glicol en HYSYS. ....	64
Figura 31. Diseño de la herramienta "Balance" en HYSYS. ....	65
Figura 32. Formato de variación del parámetro "Mass Flow" del inhibidor necesario. ....	66
Figura 33. Perfil de temperatura y formación de hidratos para el modelo simulando la implementación del sistema DEH. ....	67
Figura 34. Diámetros en la línea Kronos-plataforma para un gas condensado. ....	70
Figura 35. Diámetros en la línea Kronos-Plataforma para un gas seco.....	71
Figura 36. Diámetros en la línea Kronos-plataforma para un gas rico.....	71
Figura 37. Perfil de temperatura para un gas condensado en la línea Kronos-Plataforma para los escenarios propuestos. ....	72
Figura 38. Perfil de temperatura para un gas rico en la línea Kronos-Plataforma para los escenarios propuestos. ....	73

Figura 39. Perfil de temperatura para un gas seco en la línea Kronos-Plataforma para los escenarios propuestos. ....	73
Figura 40. Perfil de temperatura para un gas condensado en la línea PurpleAngel-Plataforma para los escenarios propuestos. ....	74
Figura 41. Perfil de temperatura para un gas rico en la línea PurpleAngel-Plataforma para los escenarios propuestos. ....	74
Figura 42. Perfil de temperatura para un gas seco en la línea PurpleAngel-Plataforma para los escenarios propuestos. ....	75
Figura 43. Perfil de temperatura para un gas condensado en la línea Gorgon-Plataforma para los escenarios propuestos. ....	75
Figura 44. Perfil de temperatura para un gas rico en la línea Gorgon-Plataforma para los escenarios propuestos. ....	76
Figura 45. Perfil de temperatura para un gas seco en la línea Gorgon-Plataforma para los escenarios propuestos. ....	76
Figura 46. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas condensado en la línea Kronos-Plataforma. ....	80
Figura 47. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas rico en la línea Kronos-Plataforma para un escenario determinado. ....	80
Figura 48. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas seco en la línea Kronos-Plataforma para un escenario determinado. ....	81
Figura 49. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas condensado en la línea PurpleAngel-Plataforma para un escenario determinado. ....	81
Figura 50. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas rico en la línea PurpleAngel-Plataforma para un escenario determinado. ....	82
Figura 51. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas seco en la línea PurpleAngel-Plataforma para un escenario determinado. ....	82
Figura 52. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas condensado en la línea Gorgon-Plataforma para un escenario determinado. ....	83
Figura 53. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas rico en la línea Gorgon-Plataforma para un escenario determinado. ....	83

Figura 54. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas seco en la línea Gorgon-Plataforma para un escenario determinado. ....	84
Figura 55. Perfil de temperaturas y línea de formación de hidratos para un gas seco en la línea Gorgon-Plataforma para un escenario determinado T=150°F Q=60MMSCFD. ....	85
Figura 56. Perfil de temperaturas y línea de formación de hidratos para un gas seco en la línea Gorgon-Plataforma para un escenario determinado T=150°F Q=60MMSCFD. ....	86
Figura 57. Comparación económica de los métodos de inhibición de hidratos. ....	88

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Características de pozos de gas descubiertos en el caribe colombiano. .	41
Tabla 2. Equipos principales de la arquitectura subsea. ....	49
Tabla 3. Composición de gases típicos. ....	53
Tabla 4. Diámetros y caudales en campos con sistema de calentamiento eléctrico. ....	57
Tabla 5. Relación de características de campos offshore ultra profundos a nivel mundial. ....	59
Tabla 6. Escenarios propuestos para la simulación. ....	68
Tabla 7. Punto inicial de formación de hidratos de gas en las diferentes líneas propuestas. ....	77
Tabla 8. Volúmenes de glicol requeridos para garantizar el aseguramiento de flujo en cada línea propuesta. ....	79
Tabla 9. Costos típicos de implementación de los métodos de inhibición de hidratos de gas. ....	87
Tabla 10. Costos estimas de cada línea propuesta. ....	88

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Campos con sistema de calentamiento eléctrico DEH implementados a nivel mundial.	99
Anexo B. Comparación cualitativa de las ventajas y desventajas de los métodos de inhibición de hidratos.	103
Anexo C. Comparación cualitativa de las diferentes tecnologías de inhibición de hidratos.	105
Anexo D. Costos para tubería submarina aislada con inyección de glicol.	107
Anexo E. Costos para tubería submarina aislada con inyección de inhibidores de baja dosificación.	108
Anexo F. Costos para tubería submarina aislada con sistema de calentamiento eléctrico directo.	109

## RESUMEN

**TITULO:** INHIBICIÓN DE HIDRATOS EN GASODUCTOS SUBMARINOS POR MEDIO DEL CALENTAMIENTO ELÉCTRICO EN AGUAS ULTRA PROFUNDAS DEL CARIBE COLOMBIANO\*.

**AUTORES:** FABIO ENRIQUE ESPITIA HERNÁNDEZ.  
VÍCTOR HERNÁN MANTILLA GÓMEZ.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** CONTROL DE HIDRATOS, COSTA AFUERA, CALENTAMIENTO ELÉCTRICO, ULTRA PROFUNDO, INHIBICIÓN, GASODUCTOS, GAS, CARIBE COLOMBIANO.

El sistema de calentamiento eléctrico directo se aplica en la industria desde el año 2000 en aguas profundas. Este sistema tiene el potencial de prevenir la formación de hidratos de gas al pasar una corriente eléctrica a través de la tubería por medio de un cable de alimentación. El principio básico en los sistemas DEH implica pasar una corriente eléctrica de gran potencia a través de la pared de la tubería para generar calor. Por tal razón es la opción más atractiva y confiable para campos de aguas profundas y ultra profundas en operación de líneas de flujo de transporte. Sin embargo, en la mayoría de campos se emplean los métodos convencionales de inhibición de hidratos por medio de inyección de químicos. El concepto de calentamiento eléctrico directo (DEH) no depende de las condiciones de campo. Esto implica que, los caudales de petróleo, gas y agua no hacen ninguna diferencia en el sistema, dado que el objetivo de esta tecnología es aumentar la temperatura de la línea por encima de la temperatura de formación de hidratos sin importar los fluidos transportados. La mayor limitante del sistema DEH es la temperatura máxima alcanzada por el cable de alimentación, ya que propicia su deterioro y aumenta la corrosión de la tubería. La mayoría de los problemas de aseguramiento de flujo como hidratos, cera, y otros son manejados eficientemente por los sistemas DEH. La experiencia con el sistema de calentamiento eléctrico directo es generalmente buena. La mayoría de los problemas encontrados emanan desde la fase de instalación y puesta en marcha de los proyectos, pero estos han sido solventados junto con otros problemas menores de operación.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Manuel Enrique Cabarcas Simanca

## ABSTRACT

**TITLE:** INHIBITION OF HYDRATES IN SUBMARINE GAS PIPES THROUGH ELECTRICAL HEATING IN ULTRA DEEP WATERS OF THE COLOMBIAN CARIBBEAN SEA\*.

**AUTHORS:** FABIO ENRIQUE ESPITIA HERNÁNDEZ.  
VÍCTOR HERNÁN MANTILLA GÓMEZ\*\*.

**KEYWORDS:** HYDRATE CONTROL, OFF SHORE, ELECTRICAL HEATING, ULTRA DEEP, INHIBITION, GAS PIPELINE, GAS, COLOMBIAN CARIBBEAN SEA.

The direct electrical heating system has been applied in the industry since 2000 in deep water. This system has the potential to prevent the formation of gas hydrates by passing an electrical current through the pipe by a power cable.

The basic principle in DEH systems involves passing a high-power electrical current through the pipe wall to generate heat. For this reason it is the most attractive and reliable option for deepwater and ultra deepwater fields in operation of transport flow lines. However, in most fields, conventional methods of inhibiting hydrates by chemical injection are employed. The concept of direct electrical heating (DEH) does not depend on the field conditions. This implies that the oil, gas and water flows do not make any difference in the system, since the aim of this technology is to increase the temperature of the line above the temperature of hydrate formation regardless of the fluids transported. The greatest limitation of the DEH system is the maximum temperature reached by the power cable, as it leads to deterioration and increases corrosion of the pipe.

Most flow assurance problems like hydrates, wax, and others are handled efficiently by DEH systems. Experience with the direct electrical heating system is generally good. Most of the problems emanated from the installation and start-up phase of the projects, but these have been solved along with other minor operating problems.

---

\* Project of grade

\*\* Faculty of Engineering Physical Chemical. School of Engineering Petroleum Director Manuel Enrique Cabarcas Simanca

## INTRODUCCIÓN

El gas, como recurso energético ha tomado mayor importancia en los últimos años, esto gracias a ser considerado la tercera fuente energética más importante, con una participación del 23.8% en la matriz energética mundial<sup>1</sup>. A su vez, esto ha permitido que la perspectiva de crecimiento en la demanda mundial, aumente al 25% en el año 2040<sup>2</sup>.

En Colombia, la industria energética tiene grandes expectativas con el desarrollo de las actividades costa afuera, esto gracias al gran potencial que este sector representa para la canasta energética del país. Colombia posee un gran territorio marino que cubre cerca de 900,000 km<sup>2</sup> en ambas costas, de los cuales solo se han explorado cerca del 5%<sup>3</sup>.

Según estimativos recientes, el 20% de la necesidad energética del país, se encuentra en actividades costa fuera; y de este porcentaje, el 15% de los potenciales descubrimientos están ubicadas en el Caribe y el 5% restante en el Pacífico. Este potencial hidrocarburífero representa en suma para Colombia 12,000 MMbpe<sup>4</sup>.

Las operaciones costa fuera representan desafíos operacionales principalmente en el área de transporte de hidrocarburos a través de gasoductos submarinos, ya que

---

<sup>1</sup> BRITISH PETROLEUM Statistical Review World Energy [en línea] disponible en: [http://www.bp.com/es\\_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2016/bp-statistical-review-world-energy-2016.html](http://www.bp.com/es_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2016/bp-statistical-review-world-energy-2016.html)

<sup>2</sup> REPSOL Matriz Energética Mundial [en línea] disponible en: [https://www.repsol.com/pt\\_pt/corporacion/conocer-repsol/contexto-energetico/matriz-energetica-mundial/](https://www.repsol.com/pt_pt/corporacion/conocer-repsol/contexto-energetico/matriz-energetica-mundial/)

<sup>3</sup> REVISTA COLOMBIA ENERGIA Costa afuera, oportunidades en el mar profundo En: Colombia Energía 2016 pp. 56-57

<sup>4</sup> Ibíd.

las tuberías submarinas representan al menos el 25% del costo total de un proyecto y es una de las razones que justifican los estudios de aseguramiento de flujo en ambientes submarinos<sup>5</sup>. Además, las bajas temperaturas que se presentan en el lecho oceánico ocasionan la precipitación de hidratos de gas, (hasta 5°C por debajo de los 1000 metros de profundidad)<sup>6</sup>

Por tal motivo, cuando evaluamos pozos marinos ultra-profundos se debe tener en cuenta la precipitación de hidratos y el control de las bajas temperaturas en las líneas de flujo submarinas. Estas operaciones, se caracterizan por condiciones extremas las cuales generan desafíos técnicos a las compañías operadoras y de servicios, lo cual hace necesario recalcar que la variable más importante a considerar al momento de evaluar el transporte de gas a través de gasoductos submarinos es la temperatura, ya que al presentarse cambios bruscos en esta variable se pueden generar problemas de taponamientos por hidratos de gas, disminuyendo así la productividad del campo que a su vez refleja un duro impacto para la rentabilidad del proyecto.

A nivel mundial se han implementado diferentes tecnologías convencionales que permiten prevenir y tratar la formación de hidratos en líneas de flujo submarinas. Estas tecnologías son: Inhibición química con metanol y MEG (THIs), Inhibición con baja dosificación (LDHIs), tecnologías de calentamiento activo<sup>7</sup>.

Sin embargo, las tecnologías convencionales tienen dificultad para implementarse en campos ultra profundos, dado que requieren grandes volúmenes inyectados para prevenir los hidratos de gas en las líneas de flujo, lo que puede llegar a generar graves problemas ambientales en caso de fuga y ocasionar mayores costos

---

<sup>5</sup> NAVA, Zhaira; ROJAS, Marisela; MARTINEZ, Nelson; TRUJILLO, Jorge; RIGUAL; Yobiris; GONZALES, Camilo Hydraulic Evaluation of Transport Gas Pipeline on Offshore Production Bangkok: International Petroleum Technology 2011

<sup>6</sup> MARTINEZ, Isodoro Termodinámica dle océano Madrid: Universidad Politecnica de Madrid 2017

<sup>7</sup> GIDEON Op. Cit.

operacionales. A sí mismo, en el entorno submarino las tecnologías de inhibición convencional (metanol y MEG) son sensibles a cambios en la temperatura, por lo tanto, las tasas de inyección se ajustan para que correspondan con este cambio, lo que requiere grandes cantidades o volúmenes que oscilan entre 30-60% en volumen (Patel & Russum, 2010). A pesar de esto, la inhibición de los hidratos de gas con inhibidores químicos sigue siendo el método más utilizado en la industria del gas con cerca de un 85% de uso a nivel mundial.

En este contexto, el calentamiento eléctrico directo de tubería (DEH) pretende ser una alternativa adecuada y rentable para el desarrollo de campos submarinos ultra profundos con largas distancias de línea de flujo, ya que desde un punto de vista técnico, el uso del calentamiento directo permite simplificar las operaciones en estado estacionario y transitorio de fluidos altamente complejos mediante la gestión de hidratos, cera, punto de fluidez y problemas de alta viscosidad con calentamiento continuo o discontinuo. (Ansart, Marret, Parenteau, & Rageot, 2014). El sistema DEH elimina el uso de productos químicos en tuberías submarinas., lo que hace que el sistema sea amigable con el medio ambiente, por consiguiente, la contaminación se reduce considerablemente y el flujo de contaminantes en la producción se elimina en comparación con el uso de tecnologías convencionales.

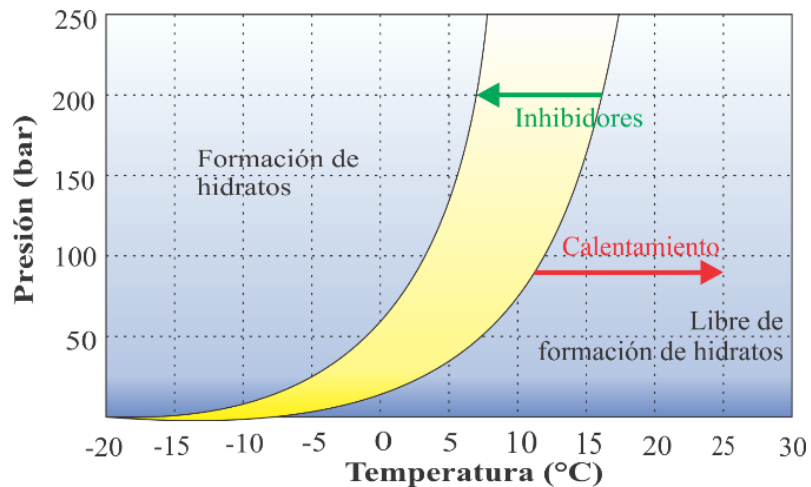
Durante las últimas décadas, se implementó el sistema de calentamiento eléctrico directo en 20 campos alrededor del mundo con resultados exitosos. El primer campo en desarrollar esta tecnología fue Asgard Field, en el año 2000. Este campo localizado en las profundidades del mar del norte con una lámina de agua de 270m y que presentaba grandes desafíos, ya que se diseñó para calentar las líneas de flujo desde 6 °C hasta 27 °C y prevenir así, la formación de hidratos de gas (Gideon, 2013). Kaombo Field en 2014 en las costas africanas presento grandes desafíos en la implementación del sistema debido a su profundidad, la cual registro 1900m de lámina de agua siendo el más profundo (Total, 2015). Y por último, el proyecto María en el año 2017, el cual se encuentra en el mar del norte y que además, es un

proyecto en etapa de evaluación con una lámina de agua de 243m (Ministerio de Energía de Noruega, 2017). Por consiguiente, queda demostrando así la versatilidad que ofrece el sistema de calentamiento eléctrico directo (DEH) en su aplicabilidad en ambientes submarinos, lo amigable que es con el medio ambiente y la reducción en costos de implementación que ofrece, con un rango cercano de 70% - 90% del costo total del proyecto en comparación con los métodos de inyección química convencional.

## 1. CONTROL DE HIDRATOS EN SISTEMAS SUBMARINOS

La formación de taponamientos asociados a hidratos de gas en sistemas submarinos, es un problema común que se puede presentar a lo largo de las líneas submarinas en un proyecto costa fuera. Las bajas temperaturas durante el transporte del gas, el corte de agua y la presión de la línea determinaran si está presenta formación de hidratos. Para solucionar este problema se utilizan los métodos convencionales de inhibición de hidratos, los cuales consisten en la inyección de químicos que representan altos costos de inversión en CAPEX y OPEX, seguido de problemas de disposición ambiental y grandes desafíos operacionales en su inyección y posterior regeneración.

**Figura 1. Comportamiento termodinámico de hidratos de gas.**



Fuente. Modificado de Schlumberger 2016.

Existen dos categorías principales de inhibidores químicos: los inhibidores termodinámicos (THIs) y los inhibidores de hidrato de baja dosificación (LDHIs)<sup>8</sup>, La estrategia típica de manejo de hidratos con estos químicos se basa en la inyección continua del inhibidor con poco o ningún aislamiento del sistema submarino. Esta inyección se realiza de manera continua a lo largo de la línea de flujo, ya que las bajas temperaturas del lecho marino propician la precipitación de hidratos.<sup>9</sup>

En el entorno submarino, los THIs (metanol y MEG) son sensibles a cambios drásticos de temperatura, por lo tanto, las tasas de inyección se ajustan para que correspondan con el efecto del decrecimiento de la temperatura. Esto lleva a inyectar grandes cantidades o volúmenes (30-60 % en volumen) necesarios para prevenir los hidratos a medida que aumenta el corte de agua<sup>10</sup>. La dosificación típica de estos inhibidores en la región del golfo de México oscila entre 30-80 galones/día, pero esto puede variar dependiendo de las necesidades de cada campo.

Hay muchas restricciones asociadas con el uso de THIs en ambientes submarinos. La principal razón son las preocupaciones medioambientales basadas en los límites de descarga y consideraciones de seguridad. Asimismo, se pueden agravar los problemas de precipitación de escamas y aumentar la generación de residuos tóxicos, debido a la reducción de la solubilidad de las sales en el agua durante los procesos de regeneración de los THI. Por tal motivo, muchas compañías operadoras han venido implementando tecnologías de inhibición más amigables con el medio ambiente.

---

<sup>8</sup> PAEZ, J., BLOK, R., VAZIRI, H., & ISLAM, M. Problems in Gas Hydrates: Practical Guidelines for Field Remediation. Society of Petroleum Engineers (pág. 1). Buenos Aires: Society of Petroleum Engineers Inc. 2001

<sup>9</sup> GIDEON, M. Cold Flow in Long-Distance Subsea Pipelines. Trondheim: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología. 2013

<sup>10</sup> PATEL, Z., & RUSSUM, J. Offshore Magazine. Obtenido de Flow assurance: Chemical inhibition of gas hydrates in deepwater production systems. 26 de Junio de 2010

Con respecto a los inhibidores LDHIs, estos presentan características de baja toxicidad, son eficaces bajo condiciones extremas de temperatura y requieren menores volúmenes para el tratamiento de hidratos. Sin embargo, los inhibidores de baja dosificación están prohibidos en la plataforma continental de Noruega, debido a la estricta reglamentación del gobierno en cuanto a límites de toxicidad y capacidad de disolución.

En la actualidad, los LDHIs son ampliamente utilizados en la industria y, como tal, pueden considerarse una tecnología probada. Además, han prevenido con éxito la formación de hidratos para longitudes de línea submarinas que oscilan entre 10 km y 250 km y su dosificación típica oscila entre 2.5 - 20 galones por día.<sup>11</sup>

### **1.1. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE INHIBIDORES EN SISTEMAS SUBMARINOS.**

En ambientes submarinos los LDHIs son más rentables que los THIs, y la transición entre ambos depende netamente de factores económicos. Entre estos factores económicos se incluyen: sistemas de volumen limitado de THIs (Metanol), CAPEX y reducción de OPEX a través de diseños de sistemas donde hay menos líneas umbilicales, menor capacidad de almacenamiento y bombas más pequeñas. Cabe mencionar, que los LDHIs tienen un valor aproximado de 10 dólares/gal, mientras que los THIs presentan los siguientes costos:—El Metanol oscila los 0,30-2 dólares/gal y el Monoetilenglicol ronda los 1,75-5 dólares/gal.<sup>12</sup> Sin embargo, aunque los inhibidores LDHIs son más costosos que los THIs, sólo requieren menos del 1% en peso para prevenir la formación de hidratos.

---

<sup>11</sup> GIDEON, M. Op. Cit.

<sup>12</sup> *Ibíd.*.

## **1.2 CALENTAMIENTO ELÉCTRICO PARA EL CONTROL DE HIDRATOS**

El calentamiento eléctrico es una tecnología aplicada en aguas profundas y ultra profundas desde el año 2000. Fue diseñado como alternativa para campos donde la reglamentación ambiental no permite la inyección de inhibidores químicos para el control de hidratos. Este método se ha implementado exitosamente en 27 campos de gas costa afuera en los últimos 17 años.

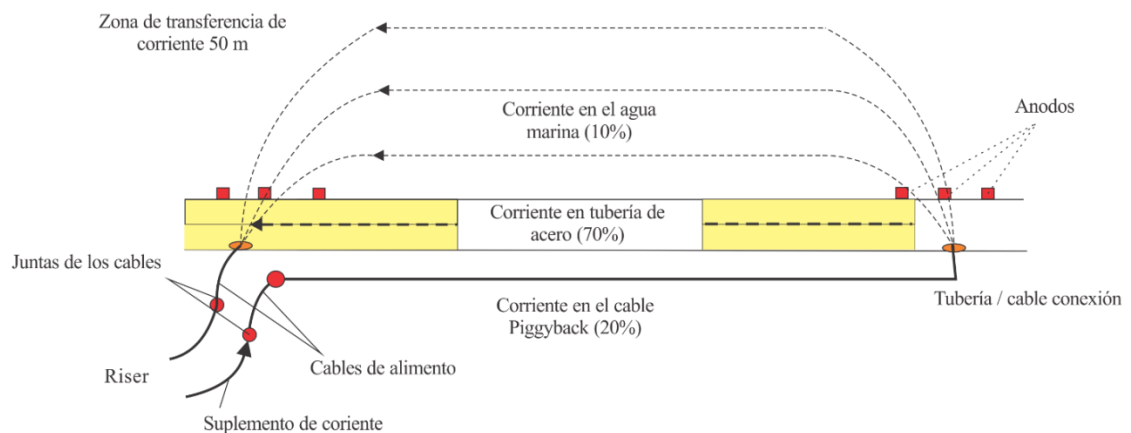
La región pionera en el desarrollo de campos profundos y ultra profundos con calentamiento eléctrico es la plataforma continental de Noruega. En esta zona del Mar del Norte, se ha aplicado de manera exitosa la tecnología de calentamiento eléctrico en 12 campos de gas, con láminas de agua entre 200m y 1100m. Sin embargo, a lo largo del mundo se están desarrollando nuevos proyectos (desde las costas africanas con láminas de agua que rondan los 1500m, pasando por Indonesia y el Mar caspio, hasta llegar a los nuevos prospectos en la costa brasileña con columnas de agua que superan los 2000m), los cuales contemplan el uso de sistemas de calentamiento eléctrico para el control de hidratos.

## **1.3. TECNOLOGÍAS DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO**

Cuando se habla de métodos de inhibición de hidratos es importante tener en cuenta las diferentes tecnologías de calentamiento eléctrico que existen, ya que proporcionan versatilidad en su implementación, menores costos operacionales con valores de reducción que oscilan el 90% y bajo impacto ambiental. El calentamiento eléctrico es una alternativa viable para tratar problemas de aseguramiento de flujo en ambientes submarinos. A continuación, se presentan las diferentes tecnologías de calentamiento eléctrico:

**1.3.1 Sistema de calentamiento eléctrico directo (DEH)** El sistema DEH se basa en el uso de una corriente alterna (AC) a través de un conductor metálico para generar calor. El sistema cuenta con un cable la traslación de corriente (piggyback) paralelo con la tubería y dos cables de alimentación, ver Figura3. Uno de los dos cables de alimentación es de un solo núcleo y está conectado al extremo de la tubería, y el otro cable está conectado al cable piggyback que a su vez está conectado al extremo más lejano de la tubería. Esto implica, que tiene dos cables conectados al final de cada tubería, creando un circuito cerrado. Por consiguiente, a medida que se añade corriente, se encuentra una fuerza óhmica y, por lo tanto, una pérdida de energía en este proceso que causa el calentamiento de la tubería. El calor generado se divide de tal forma que el 70% está en la tubería, el 20% en el cable piggyback y el 10% restante se disipa en el agua de mar.<sup>13</sup>

**Figura 2. Diagrama de un sistema de calentamiento electro directo DEH.**



Fuente. Tomado de Ansart, Marret, Parenteau, & Rageot, 2014

El sistema está diseñado de tal manera que la temperatura del fluido de producción esté por encima de la temperatura de formación de hidratos (25 °C). Por lo tanto, el

<sup>13</sup> LENES, A., LERVIK, J. K., KULBOTTEN, H., & NYSVEEN, A. Hydrate Prevention on Long Pipelines by Direct Electrical Heating. SINTEF Energy Research (pág. 2). Trondheim: Statoil. 2005

calentamiento debe ser continuo a lo largo de la tubería durante las paradas y en la puesta en marcha. <sup>14</sup>

El generador de potencia del sistema DEH puede ser ubicado en una plataforma marina, buque de producción FPSO o en las instalaciones tierra firme, dependiendo de la configuración del sistema de producción del campo. Por otra parte, la potencia requerida para estabilizar la temperatura de la tubería por encima de la temperatura de formación de hidratos (25 °C) está en el rango de 100 - 300 W/mts para líneas entre 8 y 12 pulgadas. Este tipo de aplicaciones han reportado valores de coeficiente global de transferencia en el rango de 3 -8 W/mts<sup>2</sup>°K y voltajes entre 7-24 kV. Así mismo, las frecuencias de operación en los sistemas de calentamiento eléctrico directo actuales oscilan entre 50 y 60 Hz, y se espera que para la próxima generación se consideren frecuencias de entre 100 y 200 Hz con corrientes requeridas de 500 A y 405 A respectivamente.<sup>15</sup>

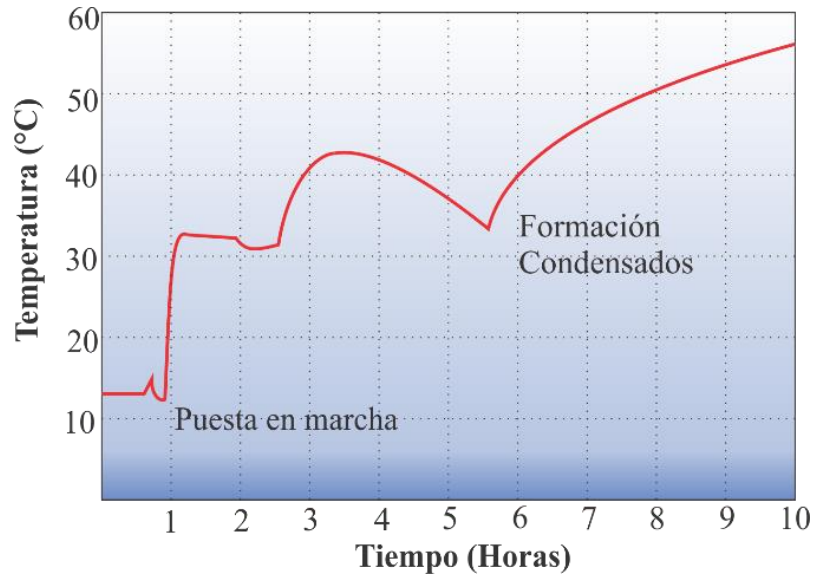
El sistema DEH se puede aplicar en largas distancias de tubería (100-200 km) y en profundidades de agua que superan los 1500 mts, debido a que no existe un interruptor conceptual para distancias más largas cuando el sistema está dividido en secciones. Sin embargo, para una tubería de mayor distancia, el aumento en el número de secciones también elevará el costo del sistema.

---

<sup>14</sup> GIDEON, M. Cold Flow in Long-Distance Subsea Pipelines. Trondheim: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología. 2013

<sup>15</sup> LERVIK, J. K., IVERSEN, Ø., & SOLHEIM, K. High Frequency Heating of Subsea Oil Production Pipelines. International Ocean and Polar Engineering Conference (págs. 1-5). Rhodes, Greece: International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE). 2016

**Figura 3. Perfil de temperatura en la tubería durante la parada, modificado del campo Url.**



Fuente. Modificado de Urdahl, Børnes, Kinnari, & Holme, 2003.

El perfil de temperatura que produce el sistema de calentamiento eléctrico directo DEH depende de la configuración de cada campo. La temperatura varía dependiendo de la continuidad de la corriente, temperatura exterior y la longitud de la tubería, ya que existen tramos de la tubería donde el sistema DEH no estará equipado debido a que no es necesario en ese punto.<sup>16</sup>

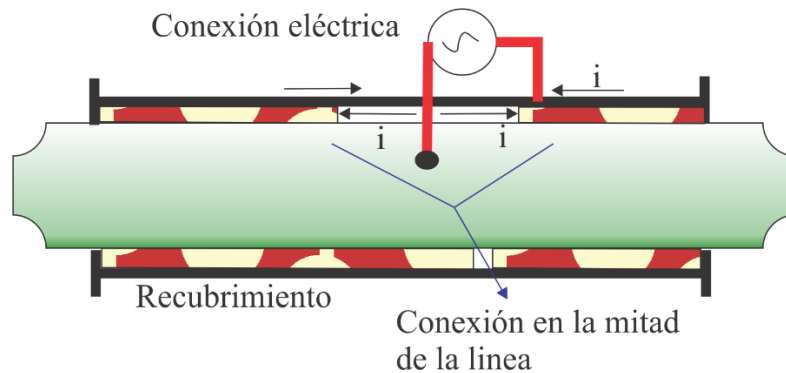
La correcta ubicación del transformador de corriente es un factor importante en el diseño de la infraestructura de cualquier proyecto. Por esta razón, los sistemas DEH de nueva generación ubican el transformador en el lecho marino, mejorando así la eficiencia y disminuyendo los costos de generación de energía, al disminuir las pérdidas de corriente.

<sup>16</sup> URDAHL, O., BØRNES, H., KINNARI, K., & HOLME, R. Operational Experience by Applying Direct Electrical Heating for Hydrate Prevention. Offshore Technology Conference (pág. 5). Houston: Offshore Technology Conference. 2003

### 1.3.2 Sistema de calentamiento eléctrico directo tubería en tubería (DEH-PiP)

Los sistemas DEH-PiP trabajan sobre el mismo principio que los sistemas DEH, excepto que la corriente se suministra en la parte central del tramo de la tubería interna y se devuelve a través de la tubería externa, sin necesidad de un cable piggyback. Esta tecnología tiene un bajo rendimiento ya que no está calificada para el funcionamiento continuo durante la producción del campo. Sin embargo, su eficiencia global es mejor que la del sistema DEH, debido al aislamiento térmico proporcionado por la configuración tubería dentro de tubería. Los rangos de voltaje oscilan entre 1-2 kV, la potencia requerida entre 18-65 W/mts y coeficiente global de transferencia de 0,25 W/mts<sup>2</sup>°K.

**Figura 4. Principio de operación de un sistema DEH-PiP.**



Fuente. Modificado de Ansart, Marret, Parenteau, & Rageot, 2014.

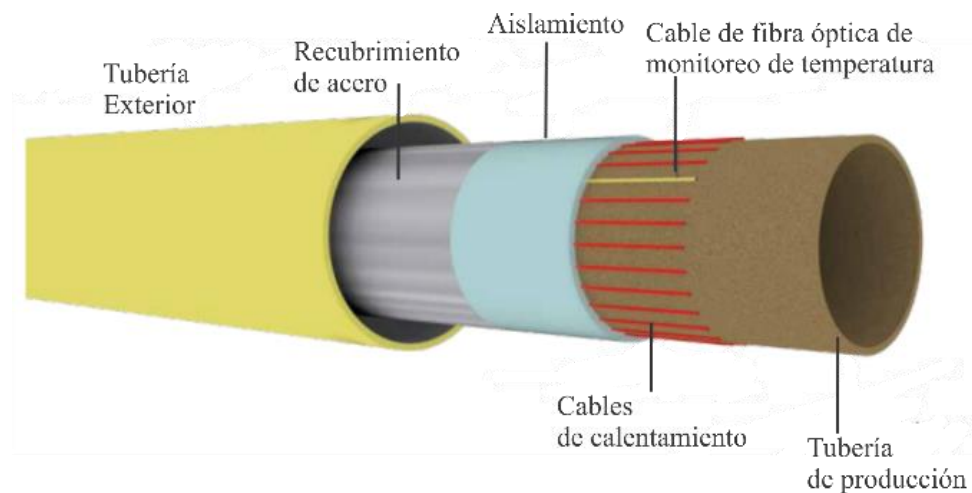
Hasta la fecha se han instalado tres (3) sistemas DEH-PiP en los siguientes campos de gas: Serrano y Orégano (2001), Habanero (2003) y Nakika (2003). Sin embargo, no hay retroalimentación operacional relevante sobre estos tres (3) sistemas DEH-PiP instalados.<sup>17</sup>

<sup>17</sup> ANSART, B., MARRET, A., PARENTEAU, T., & RAGEOT, O. Technical and Economical Comparison of Subsea Active Heating Technologies. Offshore Technology Conference (págs. 1-7). Kuala Lumpur: Offshore Technology Conference. 2014

**1.3.3 Sistema de calentamiento eléctrico tubería en tubería con cable trenzado (ETH-PiP).** El sistema ETH-PIP ha sido desarrollado en la última década por Technip para combinar el alto rendimiento térmico de la tubería submarina enrollada. Así mismo, este sistema proporciona alta eficiencia en los cables de rastreo térmico utilizados, los cuales están calificados tanto para la conservación como para el calentamiento continuo durante la producción.

Los cables calefactores se colocan directamente sobre la línea de flujo y por debajo de la capa de aislamiento. Además, proporcionan una eficiencia de calentamiento muy alta, ya que los cables de fibra óptica también se incorporan en el sistema para monitorear permanentemente la temperatura interna del fluido y los cables a lo largo de la línea de flujo a través de un sistema DTS (Distributed Temperature Sensing). Los rangos de potencia oscilan entre 4-100 W/mts, voltaje entre 1-2 kV y coeficiente global de transferencia de 0,5 a 1,5 W/mts<sup>2</sup>°K.

**Figura 5. Configuración de un sistema ETH-PiP.**



Fuente. Modificado de Technip, 2017.

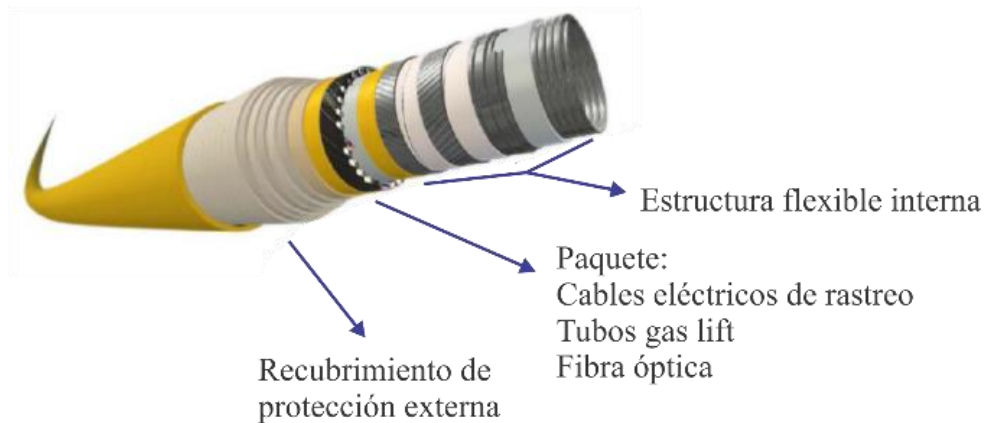
El primer sistema ETH-PiP del mundo se instaló en 2012 en el campo Islay en el mar del norte, este campo se desarrolló después de un proceso formal de evaluación y calificación de la tecnología completada por Total en 2009. Por otra

parte, la operatividad del sistema se demostró a través de una extensa campaña de ensayos de puesta en marcha y operación. El sistema ETH-PIP en Islay es una tubería con diámetros entre 6" y 12" de diámetros con coeficiente global de transferencia de  $0.9W/mts^{\circ}K$ , con una línea de flujo superduplex que entregan  $30W/m$  para calentar el fluido sobre la línea de flujo de 6km de largo.<sup>18</sup>

#### 1.3.4 Sistema de calentamiento eléctrico con tubería de producción integrada.

Technip ha desarrollado el Paquete de Producción Integrada (IPB) para proporcionar soluciones de aseguramiento de flujo activo dentro de tuberías flexibles para aplicaciones dinámicas de elevación y flujo estático. Los sistemas IPB se han utilizado con tubos de acero para proporcionar inyección de gas caliente de elevación en la base de la tubería y utiliza además cables eléctricos de rastreo para calentar el líquido interno, y fibras ópticas para la vigilancia de la temperatura (DTS). Los rangos de voltaje oscilan entre 1-2 kW, la potencia requerida entre 18-65 W/mts y coeficiente global de transferencia entre  $0,5-1 W/mts^2^{\circ}K$ .<sup>19</sup>

**Figura 6. Configuración de un sistema de producción integral (IPB).**



Fuente. Modificado de Ansart, Marret, Parenteau, & Rageot, 2014.

<sup>18</sup> ANSART, B., MARRET, A., PARENTEAU, T., & RAGEOT, O. Technical and Economical Comparison of Subsea Active Heating Technologies. Offshore Technology Conference (págs. 1-7). Kuala Lumpur: Offshore Technology Conference. 2014

<sup>19</sup> Ibíd.

Technip ha entregado 2 proyectos IPB hasta la fecha para la operadora Total en África Occidental: El campo Pazflor 10 con un sistema IPB con tubos de gas lift, y Dalia 11 con un sistema IPB con cables de traziado y tubos de gas lift. Se espera, para el campo PapaTerra en Brasil, un sistema IPB con tubería de 6" de diámetro con 16 cables de rastreo y adicionando un sistema flexible de flujo completamente calentado para desarrollo de sistemas submarinos.

## 2. MODELO MATEMÁTICO DEL SISTEMA ELECTRICO

En el sistema DEH la corriente se conduce al extremo lejano de la tubería a través de un cable DEH. Por razones de seguridad, el sistema está conectado a tierra por una serie de ánodos en ambos extremos y, por consiguiente, la corriente de retorno se divide entre la tubería y el agua de mar. Sin embargo, en los extremos de las zonas de transferencia de calor, no habrá intercambio de corriente a través de los ánodos de sacrificio a lo largo de la tubería, proporcionando parámetros eléctricos y magnéticos constantes de la tubería.

Dichos parámetros eléctricos del sistema DEH están determinados por:

- Diámetro de la tubería
- Distancia entre el cable y la superficie externa de la tubería
- Resistividad eléctrica
- Propiedades magnéticas del material
- Resistencia eléctrica del agua de mar
- Frecuencia del sistema.

La resistividad y la corriente eléctrica, son los parámetros que generan el calor en la tubería. Esto se puede expresar a través de una resistencia AC equivalente:

$$P = I^2 * R \quad (1)$$

$P$  - Poder real (calor generado)

$I$  - Caída de Corriente en Amperios.

$R$  - Resistencia a la corriente alterna

La resistencia AC para la tubería puede ser diez veces más alta que la resistencia CC (Corriente continua) debido a la distribución desigual de la corriente dentro del material ferromagnético. La densidad de corriente en la tubería varía tanto en la dirección radial como en la dirección circunferencial debido al efecto de la corriente en el cable trasero. Además, la permeabilidad magnética relativa influye en gran medida la distribución de la corriente sobre la sección transversal de la tubería.<sup>20</sup>

La permeabilidad magnética relativa se define por:

$$B = \mu * H = \mu_r * \mu_0 * H \quad (2)$$

$B$  - densidad de flujo magnético

$H$  - intensidad del campo magnético

$\mu_0$  - permeabilidad del aire

$\mu_r$  - permeabilidad magnética relativa

Los cálculos de calor e impedancia para el sistema de calentamiento directo se complican debido a que los aceros de tubería son magnéticamente no lineales, es decir:

$$\mu_r = f(H) \quad (3)$$

Por lo tanto, se requieren mediciones en las corrientes que dan campos magnéticos de magnitud relevante.

---

<sup>20</sup> NYSVEEN, A., KULBOTTEN, H., LERVIK, J. K., & BØRNES, H. Direct Electrical Heating of Subsea Pipelines- Technology Development and Operating Experience. Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (págs. 5-8). Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2007

## 2.1 IMPEDANCIA DEL SISTEMA Y CAÍDA DE VOLTAJE

La impedancia del sistema de calentamiento eléctrico directo (DEH) por longitud,  $Z$ , se define por:

$$Z = r + j * x * k \quad (4)$$

$Z$  - impedancia

$j$  - vector unidad imaginaria

$r$  - resistencia

$x$  - reactancia

$k$  - factor de corrección

El término real en la ecuación causa el calor generado total, es decir, el calor en el lecho marino, cable de alimentación y tubería de acero. Sin embargo, tanto los términos reales como imaginarios pueden determinarse mediante análisis FEM (Elementos finitos), que requieren la definición de la permeabilidad relativa para el material de tubería de acero. Se consideran dos enfoques diferentes para determinar la permeabilidad relativa:

- Definir la permeabilidad relativa a partir de la curva medida  $B/H$  (curva de magnetización).
- Introducir una permeabilidad relativa efectiva en función de la corriente,  $I$ , es decir,  $\mu_r = f(I)$ .

En el segundo método, el calor en la tubería se calcula como una función de  $\mu_r$  y se compara con el calor medido en una configuración de prueba con geometría y corriente relevantes. Esto asegura una exactitud adecuada para el valor de  $r$

encontrado para el sistema de calentamiento directo mediante la simulación electromagnética. Cabe mencionar que, para el calentamiento directo es importante que  $r$  sea correcto ya que este término se relaciona con el calor generado y por lo tanto con la temperatura de la tubería de acero. Sin embargo, la reactancia calculada  $x$ , puede no ser necesariamente correcta, ya que los resultados de las mediciones y los cálculos han demostrado que el término  $x$  derivado de los análisis FEM se desvía de las mediciones. Por consiguiente, es necesario incluir un factor de corrección  $k$ .

El factor de corrección,  $k$ , depende principalmente del campo magnético en la tubería de acero. Por lo general este factor es de 1,0 si no se supera el nivel de saturación, lo cual es relevante para las tuberías de acero al carbono. Es importante resaltar que en las tuberías, el campo magnético es mayor al nivel de saturación.<sup>21</sup>

El calor generado (aumento de temperatura) en la tubería es proporcional al cuadrado de la corriente del tubo y también tiene un impacto en la caída de voltaje del sistema.

El voltaje del sistema viene determinado por:

$$U = Z * L * I \quad (4)$$

$U$  - Caída de voltaje

$L$  - Longitud de la tubería / cable

$I$  - Corriente de cable

---

<sup>21</sup> NysveEN, A., KULBOTTEN, H., LERVIK, J. K., & BØRNES, H. Direct Electrical Heating of Subsea Pipelines- Technology Development and Operating Experience. Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (págs. 5-8). Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2007

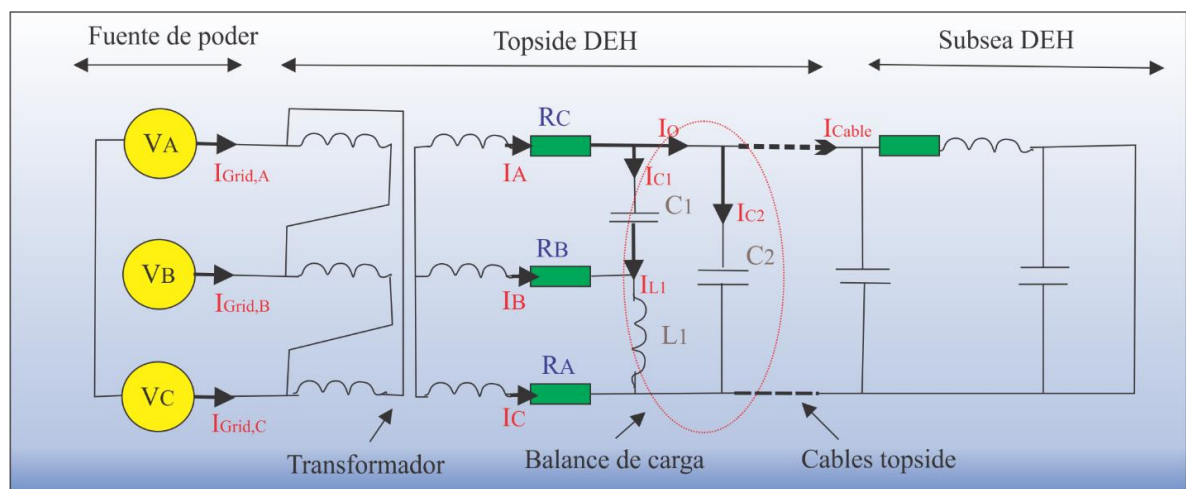
## 2.2 CIRCUITO ELÉCTRICO EQUIVALENTE

El sistema DEH es una carga inductiva monofásica con un pobre factor de potencia. Por tal razón, la conexión de esta carga a la fuente de alimentación de la parte superior requiere ciertas medidas:

- El voltaje en la rejilla tiene que ser transformado a un nivel que da la corriente especificada en el sistema DEH.
- El factor de potencia de DEH es del orden de 0,3 en una configuración de traslación, la compensación de fase de la carga es esencial para reducir la carga en el equipo de suministro de energía.

La corriente requerida puede cambiar durante la fase operativa y los datos finales del sistema de tuberías no se pueden congelar en el momento de la adquisición del transformador DEH. Por lo tanto, la tensión de salida y las corrientes del transformador deben incluir tolerancias.

**Figura 7. Diagrama del circuito equivalente de un sistema de calentamiento eléctrico directo DEH.**



Fuente. Modificado de Nysveen, Kulbotten, Lervik, & Børnes, 2007.

La conexión de una carga monofásica en el rango de megavattios a la red trifásica en una plataforma debe evitarse. Para tal fin, ha sido diseñado un circuito de balanceo de carga de componentes pasivos como una medida de mitigación. La figura 7 muestra un diagrama de circuito DEH con una fuente de alimentación de la parte superior, transformador, circuito de equilibrado de carga DEH y DEH submarino.

La carga inductiva es compensada por condensadores de derivación C2. Para la mayoría de los propósitos, la compensación a un factor de 0,9 es suficiente. A través de esto, la corriente de carga neta  $I_0$  se reduce a un tercio de la corriente de carga no compensada  $I_{cable}$ . Suponiendo una corriente de carga totalmente compensada ( $I_0$  puramente resistiva), la carga de DEH monofásica puede estar perfectamente equilibrada entre las tres fases de la red ajustando C1 y L1 de modo que se cumpla la siguiente condición:

$$I_{L1} = I_{C1} = \frac{I_0}{\sqrt{3}} \quad (5)$$

La Figura 8 muestra el diagrama fasorial para un circuito perfectamente equilibrado donde:

$$I_A = I_0 + I_{C1} \quad (6)$$

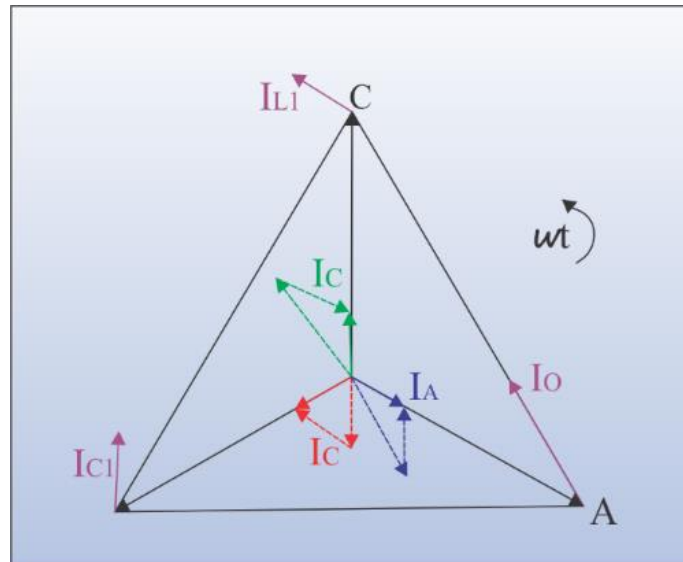
$$I_B = I_{L1} - I_{C1} \quad (7)$$

$$I_C = -I_0 - I_{L1} \quad (8)$$

El propósito de RA, RB y RC es limitar las corrientes de arranque cuando el sistema DEH está energizado. En lugar de utilizar un circuito de carga equilibrada, puede usarse un convertidor estático de frecuencia. Sin embargo, el coste de un

convertidor es significativamente mayor que un circuito basado en componentes pasivos, y esto debe evaluarse en función de la flexibilidad que ofrece el convertidor en términos de regulación actual.<sup>22</sup>

**Figura 8. Diagrama de fasores para una carga perfectamente equilibrada (suponiendo una compensación completa).**



Fuente. Modificado de Nysveen, Kulbotten, Lervik, & Børnes, 2007.

Un sistema basado en componentes pasivos requiere la derivación del transformador DEH para ajustar la corriente de alimentación. Si el transformador está equipado con cambiador de tomas de baja carga, esto requiere desenergizar el circuito para cambiar el voltaje de salida del transformador.

<sup>22</sup> NYSVEEN, A., KULBOTTEN, H., LERVIK, J. K., & BØRNES, H. Direct Electrical Heating of Subsea Pipelines- Technology Development and Operating Experience. Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (págs. 5-8). Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2007

### 3. METODOLOGÍA

#### 3.1 POTENCIAL COSTA FUERA EN COLOMBIA Y ZONA DE INTERÉS

La exploración de campos de gas costa fuera en Colombia, se inició en el año 1972 con el descubrimiento del campo Chuchupa en la región caribe, logrando abrir las puertas de la zona con mayor potencial gasífero del país. A lo largo de los últimos 3 años, se han desarrollado varios proyectos de exploración en el caribe colombiano en los bloques Tayrona, Fuerte Sur y Purple Angel. Dando como resultado descubrimientos de gas en los pozos Orcar-1 (2014), Kronos (2015) Purple Angel-1 (2016) y Gorgon-1 (2017).

**Figura 9. Bloques de exploración costa afuera del caribe colombiano.**



Fuente. Modificado de Ecopetrol 2016

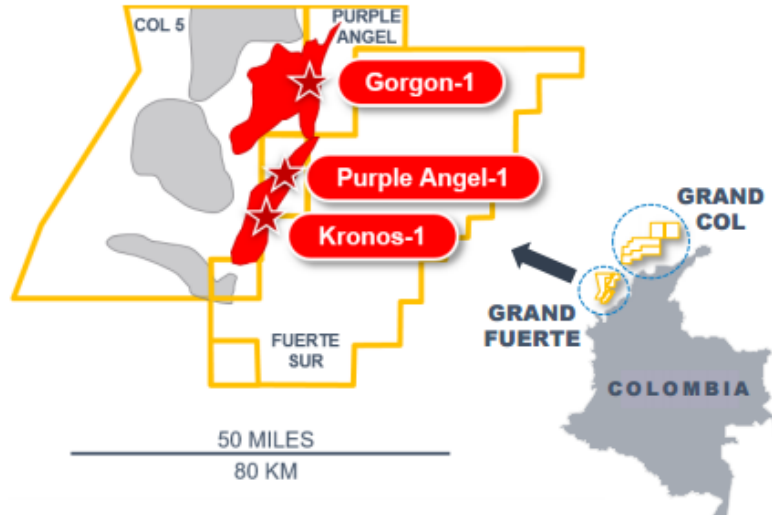
Los últimos descubrimientos de los pozos Purple Angel-1 y Gorgon-1, prueban la existencia de gas en una estructura localizada en el mismo tren geológico del campo Kronos. Gorgon-1, está ubicado a 27 kilómetros al norte del pozo Purple Angel-1, que recientemente confirmó la extensión del yacimiento de gas descubierto con el pozo Kronos-1 en agosto de 2015. El pozo Gorgon-1 forma parte del bloque Purple Angel y limita con los bloques Fuerte Sur (donde se descubrió Kronos-1), Col-5 y Fuerte Norte. Ecopetrol tiene 50% de participación en estos bloques, cuyo operador es Anadarko con el 50% restante. En total, los cuatro bloques cubren un área de 14.900 kilómetros cuadrados.

**Tabla 1. Características de pozos de gas descubiertos en el caribe colombiano.**

Pozos	Año	Bloque	Operador	Distancia a la costa [km]	Profundidad del yacimiento (m)	Lámina de agua [m]
Orca-1	2014	Tayrona	Ecopetrol (30%) Repsol (30%) Petrobras (40%)	40	3657	674
Kronos-1	2015	Fuerte sur	Ecopetrol (50%) Anadarko (50%)	53	3720	1584
Molusco	2016	RC9	Ecopetrol	45	1730	100
Purple Angel-1	2016	Fuerte sur	Ecopetrol (50%) Anadarko (50%)	58		1835
Gorgon-1	2017	Purple Angel	Ecopetrol (50%) Anadarko (50%)	70	2259	2316

Se seleccionó la zona donde están los pozos Kronos-1, Purple Angel-1 y Gorgon-1 como la zona de estudio para evaluar el rendimiento del sistema de calentamiento eléctrico directo. Esta zona posee características en las cuales el sistema DEH es aplicable. Ya que cuenta con láminas de agua que superan los 1500m, gran potencial de gas que necesita ser transportado y bajas temperaturas a lo largo de las líneas submarinas con posible formación de hidratos.

**Figura 10. Ubicación de pozos descubiertos en los bloques Fuerte Sur y Purple Angel.**



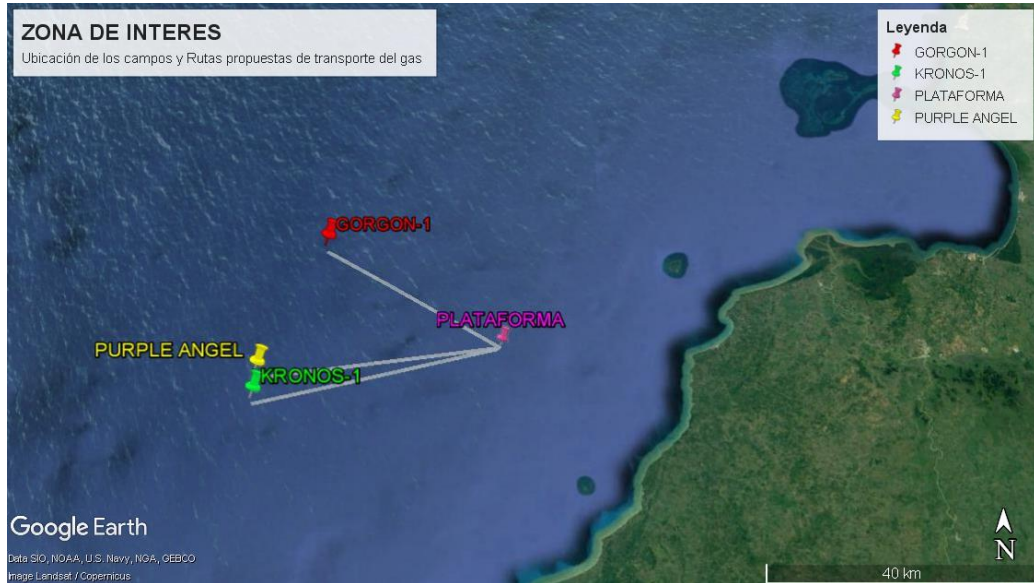
Fuente. Modificado de Anadarko 2016.

### **3.2 DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DE INTERÉS Y UBICACIÓN DE LA PLATAFORMA**

La zona de interés seleccionada comprende los campos Kronos-1 cuya ubicación geográfica es Lat 9° 9'53.90"N – Long 76°49'55.90"O, Purple Angel-1 Lat 9°12'25.73"N – Long 76°49'55.09"O y Gorgon-1 Lat 9°25'59.28"N – Long 76°44'54.11"O. Además, se propone la ubicación de una plataforma como facilidad más cercana. Ver Figura 11.

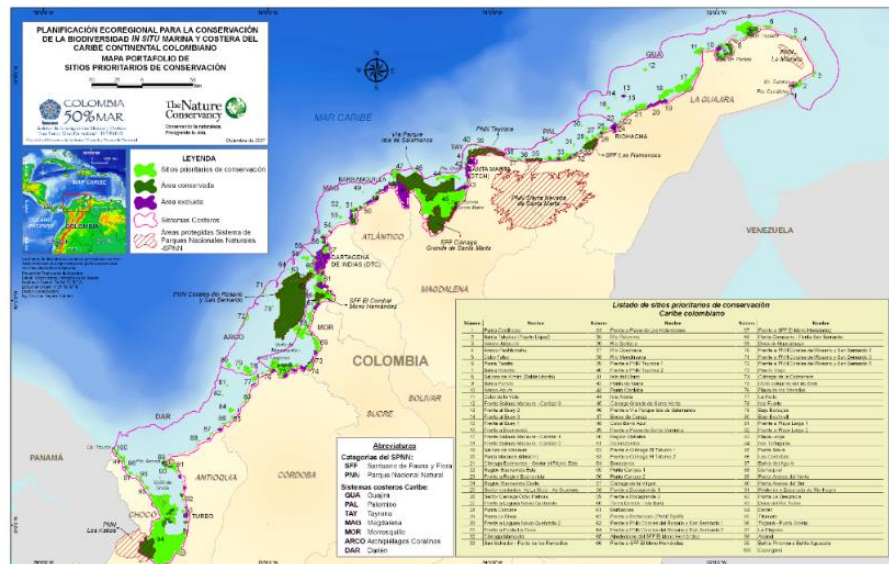
La ubicación de la plataforma propuesta en el diseño se realizó bajo los criterios de conservación ambiental de la zona. Se cotejaron los mapas de zonas protegidas en el caribe colombiano y se realizó un sondeo de la profundidad de las zonas potenciales para la ubicación de la plataforma, ver Figura 12. El lugar de ubicación seleccionado corresponde a las coordenadas Lat 9°14'50.53"N y Long 76°27'43.79"O, con una profundidad de 135m y distanciada de la costa en 34 km.

Figura 11. Ubicación geográfica de la zona de interés y plataforma propuesta.



Fuente. Modificado de Google Earth Pro, 2017.

Figura 12. Mapa de zonas protegidas en el caribe colombiano.

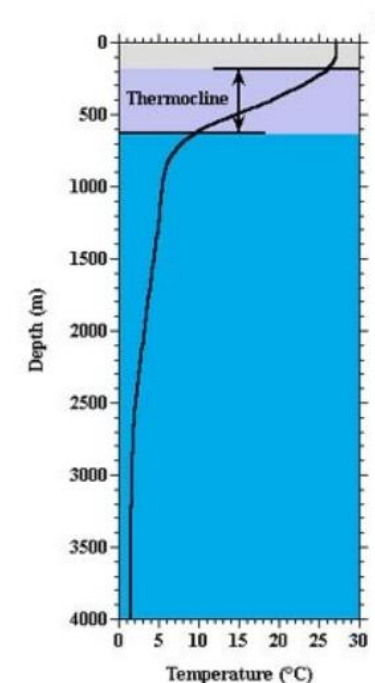


Fuente. Tomado de la Dirección General Marítima de Colombia, 2017.

### 3.3 PERFIL DE TEMPERATURA Y PERFIL BATIMÉTRICO

Para realizar el perfil de temperatura al cual estarán sometidas las líneas de transporte de gas, se tuvieron en cuenta los perfiles batimétricos desde cada uno de los campos a la plataforma propuesta, además de esto, la temperatura del lecho oceánico y los diferentes cambios de elevación.

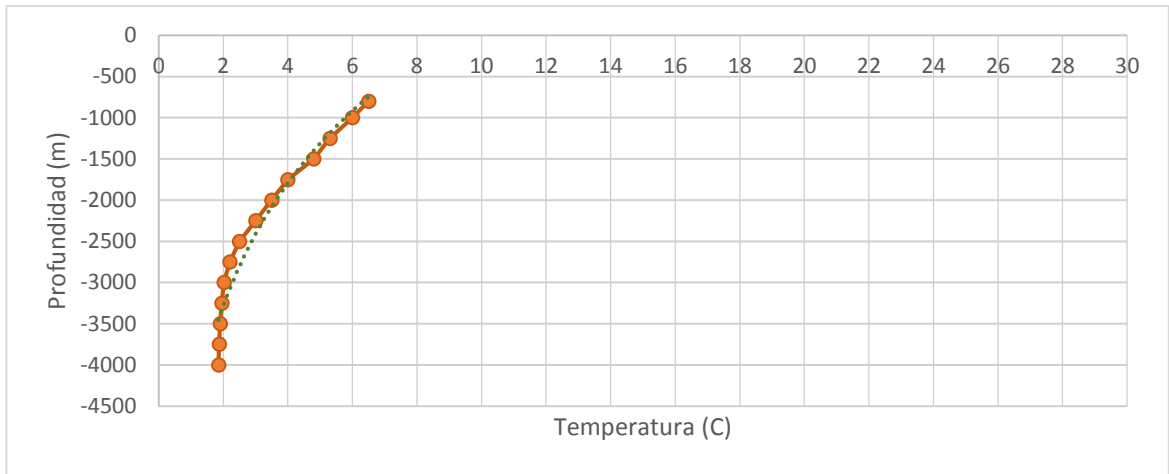
**Figura 13. Temperatura típica en lecho marino**



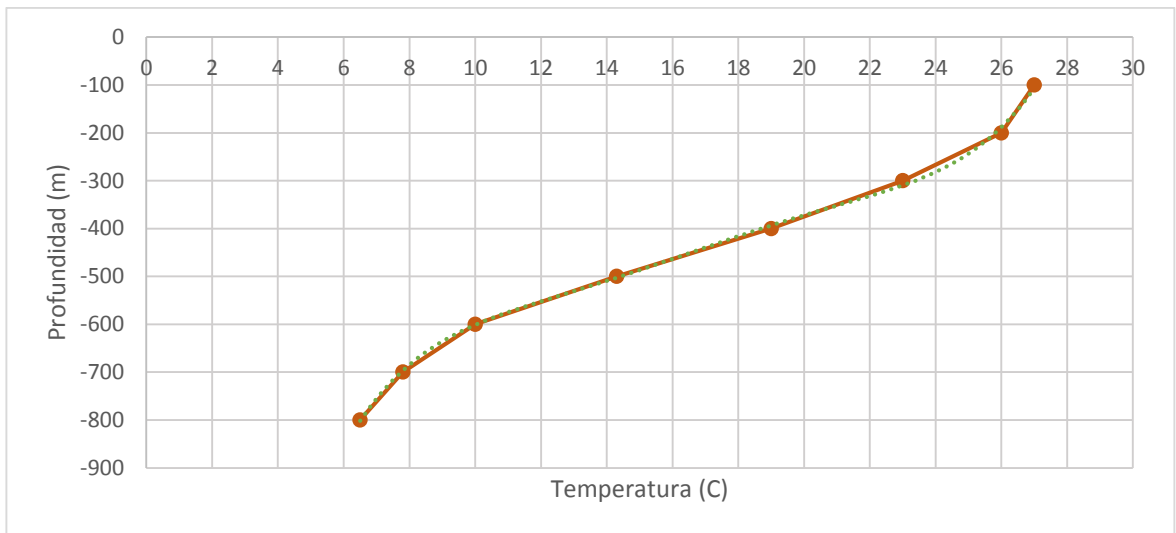
Fuente. Tomado de Martinez, 2017.

Se empezó por realizar una tabla de datos basados en la literatura y con la cual se podría realizar una interpolación para obtener un valor de temperatura determinado para cada kilómetro de la línea. Sin embargo, para obtener valores más cercanos a los reales se separó el perfil en 2 etapas, para láminas de agua superiores e inferiores a 800 m.

**Figura 14. Temperatura en lecho marino para profundidades mayores a 800m.**



**Figura 15. Temperatura en lecho marino para profundidades menores a 800 m.**



Los perfiles de temperatura se determinaron con base en las siguientes correlaciones calculadas por medio interpolación:

- Correlación para determinar temperaturas en el lecho marino a profundidad menores de 800 m:

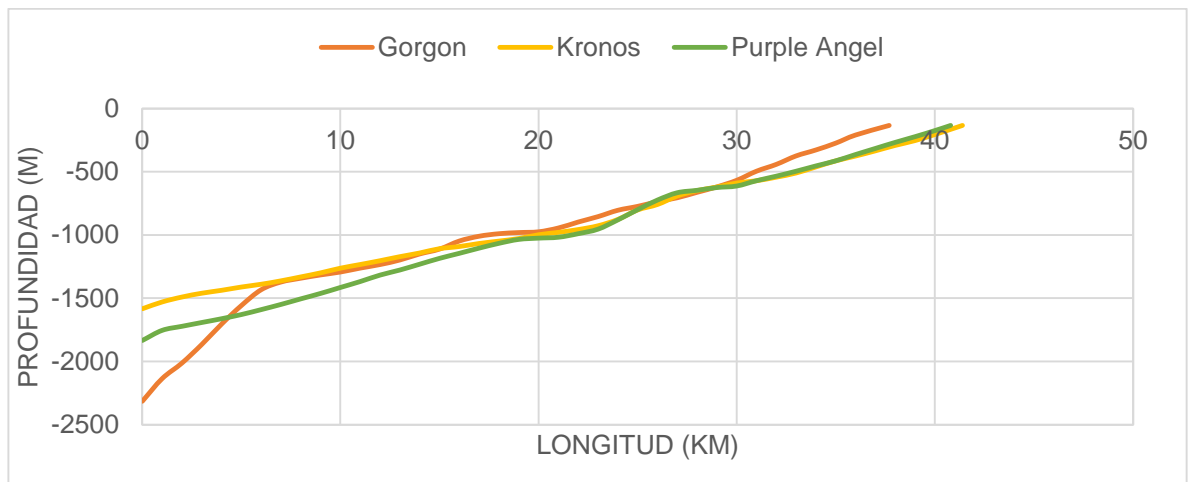
$$Temperatura = 0,0331 * Profundidad + 31,604 \quad (9)$$

- Correlación para determinar temperaturas en el lecho marino a profundidades mayores de 800m:

$$Temperatura = 6E - 07 * Profundidad^2 + 0,0043 * Profundidad + 9,6986 \quad (10)$$

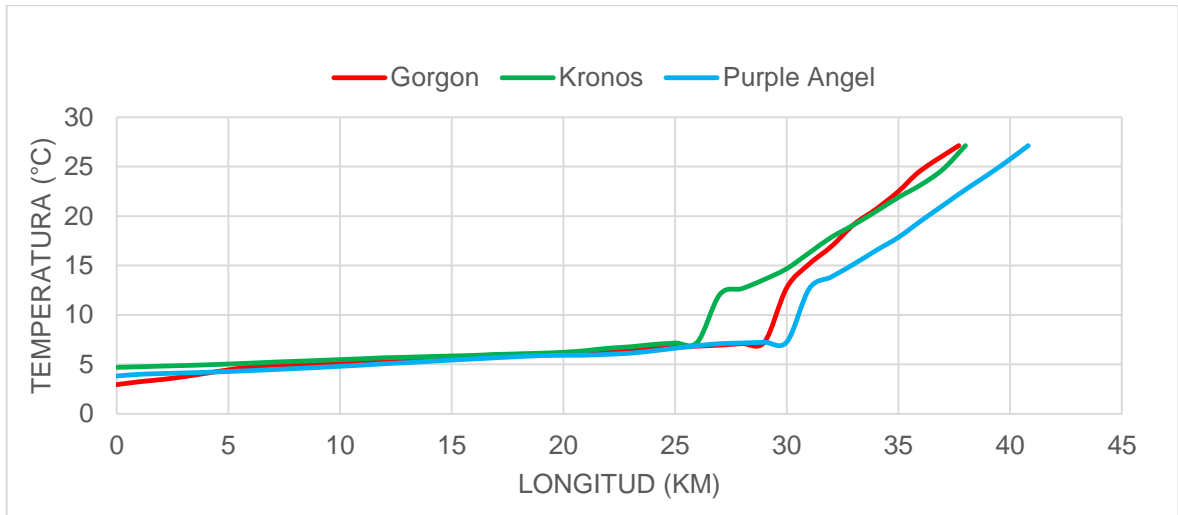
Los datos del perfil batimétrico de cada línea fueron obtenidos por medio del software Google Earth PRO, basándose en las coordenadas de cada campo. Dichas coordenadas corresponden a la ubicación de los buques perforadores, las cuales fueron tomadas de la página web de la Dirección General Marítima de Colombia.

**Figura 16. Perfil batimétrico de las líneas de los pozos de interés con la plataforma propuesta.**



Una vez obtenidos los valores de profundidad y las temperaturas del lecho marino, se estableció el perfil de temperatura para cada línea.

**Figura 17. Perfil de temperatura de las líneas de los pozos de interés con la plataforma propuesta.**

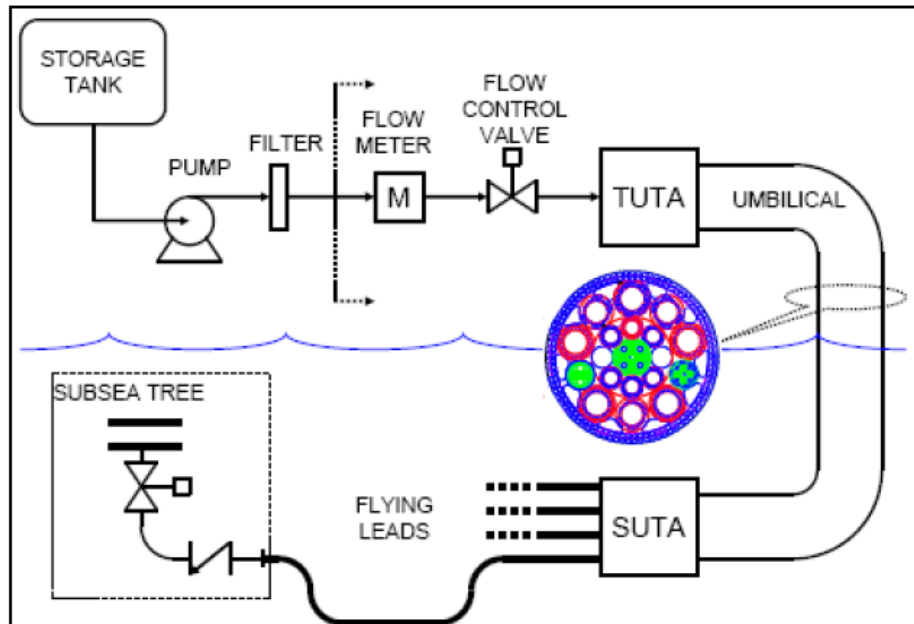


### **3.4 SELECCIÓN DE LA ARQUITECTURA SUBMARINA**

Al definir la arquitectura para el desarrollo de campos en aguas profundas, se requieren cuidados especiales ya que el costo que representa una intervención o reparación de estos componentes puede afectar tanto la rentabilidad del proyecto como provocar daños en la formación, pérdidas de producción y riesgos medioambientales.

El método tradicional de inyección de inhibidores, presenta una arquitectura compleja y robusta capaz de tratar los enormes volúmenes de químicos utilizados durante su implementación; lo cual se ve reflejado en mayores costos operacionales, además de que representa un riesgo bastante grande para el medio ambiente.






**Figura 18. Esquema de inyección de inhibidores químicos en sistemas submarinos.**



Fuente. Tomado de Mayorga & Mantilla, 2010.

La nueva provincia gasífera del país presenta grandes desafíos para su desarrollo debido a las características de la zona. Las altas profundidades, las largas distancias y las complicadas condiciones de presión y temperatura permiten que el calentamiento eléctrico sea considerado como una alternativa importante para el aseguramiento de flujo del proyecto.

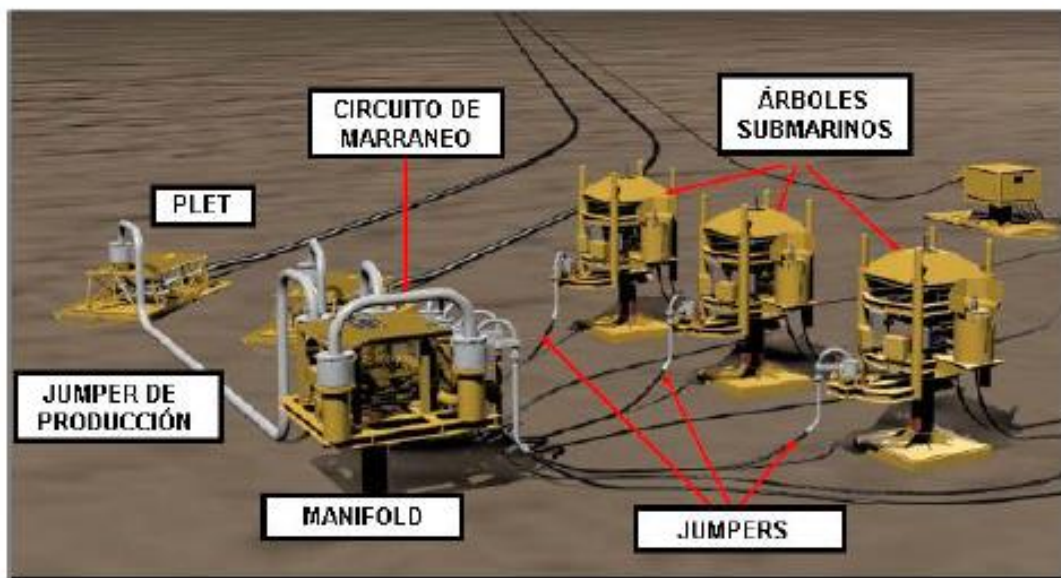
**Tabla 2. Equipos principales de la arquitectura subsea.**

Equipo	Ilustración	Descripción
Cabezal submarino		Mantiene el control de la presión de yacimiento.
Árbol de producción		Aísla y controla la producción del pozo.
Jumper		Garantiza el aseguramiento de flujo
Manifold		Equipo de convergencia de las líneas de los diferentes pozos
Plet		Estructura que conecta el manifold con la línea principal de producción.

En este caso, la implementación del sistema de calentamiento eléctrico en la zona de interés necesita un esquema de producción similar al usado en los campos del mar del norte (Noruega), que han empleado con éxito la tecnología. Los tres campos

de la zona, contarían con cabezales de pozo, árboles de producción submarinos, jumpers, manifolds, Plets, líneas de flujo, y además de esto, los cables DEH que son la parte fundamental del sistema; y que a su vez están conectados a la unidad de producción en superficie (ya sea plataforma o FPSO) por medio de umbilicales que permiten su monitoreo y control.

**Figura 19. Esquema de producción utilizado en pozos submarinos del mar del norte.**



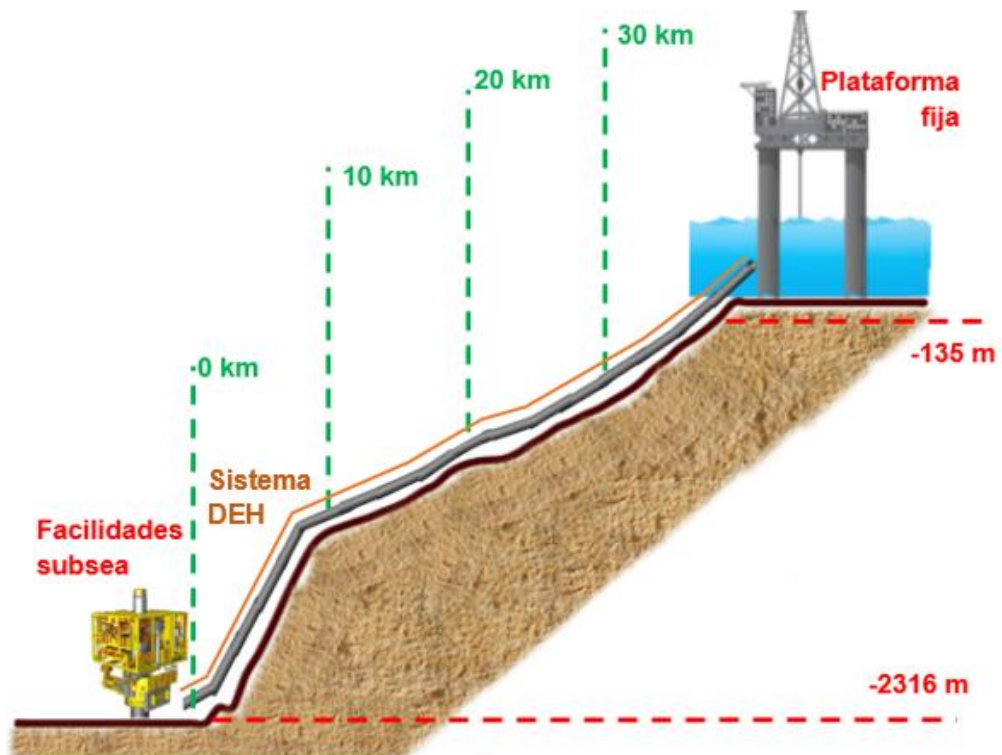
Fuente. Tomado de Velasco, 2011.

La profundidad de agua en la zona de interés oscila entre 1500 y 2200 m. Se proponen tres líneas submarinas con tubería de acero de grado X65, debido a sus propiedades eléctricas y magnéticas con diámetros entre 8-30 pulgadas. Las líneas de flujo propuestas son:

- Kronos-Plataforma (41.4 km)
- Purple Angel-Plataforma (40.8 km)
- Gorgon-Plataforma (37.7 km)

un tirante de agua de 138m por medio de umbilicales. Así mismo, se propone que el generador de potencia junto con el transformador del sistema y el cable piggyback con conductor de cobre y cuya sección transversal es 630 mm<sup>2</sup> y temperatura límite de 90C estén ubicados en la plataforma. La arquitectura mencionada será implementada en los tres campos de la zona de estudio. Ver Figura 20.

**Figura 20. Esquema del modelo planteado para la zona de interés.**



## 4. PARAMETROS DE INFLUENCIA EN EL SISTEMA Y BASES DE SIMULACION

### 4.1 PARÁMETROS PRE-ESTABLECIDOS

Para llevar a cabo el modelo de simulación se tuvo en cuenta una serie de parámetros pre establecido. Estos valores no serán variables debido a que su selección fue basada en la experiencia presentada a nivel mundial en proyectos con sistema DEH.

**4.1.1. Coeficiente global de transferencia** El coeficiente global de transferencia es un parámetro muy importante al momento de evaluar el transporte de fluidos en tuberías, su valor está ligado las características de la tubería como diámetro, material y espesor. Para proyectos offshore con láminas de agua ultra profundas, y en los cuales se emplean los sistemas de calentamiento eléctrico directo se calculan valores de coeficientes que rondan los  $8 \text{ W/mts}^2 \cdot \text{k}$ , valor este, que será el valor base de cálculo de nuestro análisis.

**4.1.2 Composición del gas** Durante el proceso de simulación, se necesitarán evaluar diferentes parámetros que serán estimados a partir de datos de la literatura y experiencias en otros campos a nivel mundial. La composición típica de diferentes campos de gas, sus respectivas envolventes y parámetros operacionales como presión, temperatura en cabeza, diámetro de la línea, caudal, coeficiente global de transferencia y distancia total de la línea son los de mayor influencia en el transporte del hidrocarburo en las condiciones del caso de estudio.

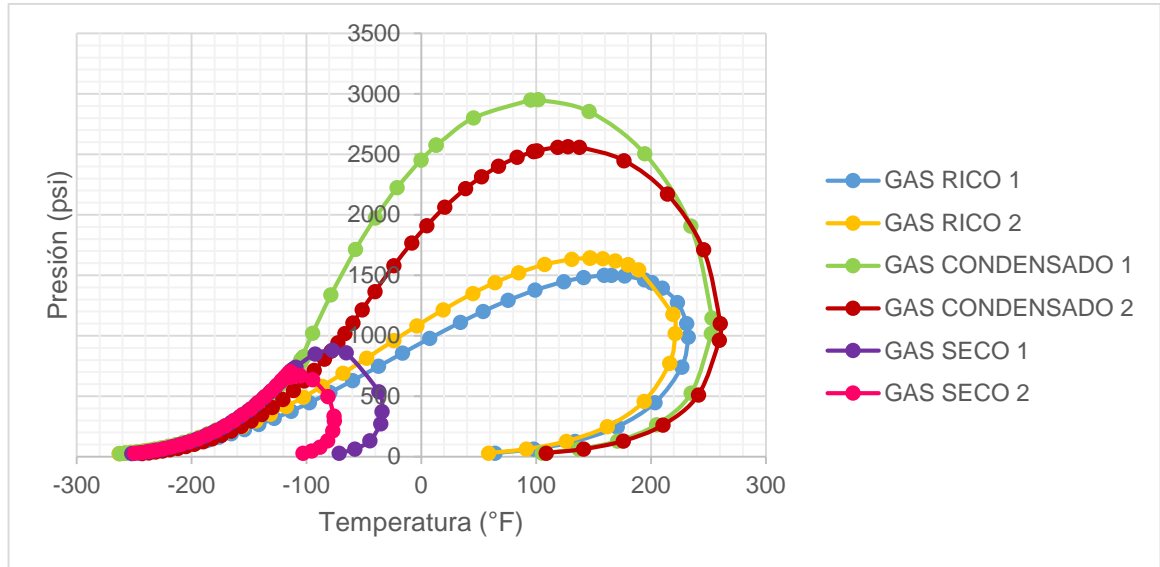
Se definieron 2 composiciones típicas de cada tipo de gas: condensado, rico y seco. Ver Tabla 3.

**Tabla 3. Composición de gases típicos.**

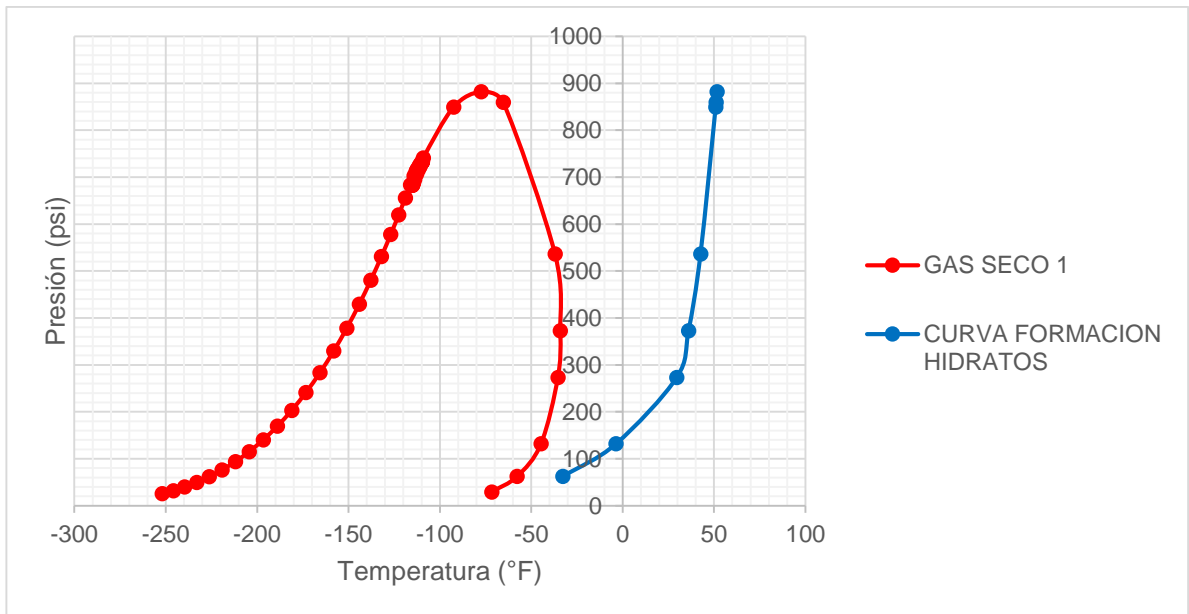
<b>COMPOSICIONES DE GASES TIPICOS</b>							
<b>Componente</b>	<b>Formula</b>	<b>GAS SECO</b>		<b>GAS CONDENSADO</b>		<b>GAS RICO</b>	
		<b>Gas 1</b>	<b>Gas 2</b>	<b>Gas 1</b>	<b>Gas 2</b>	<b>Gas 1</b>	<b>Gas 2</b>
Metano	CH <sub>4</sub>	0,9800	0,9785	0,7623	0,6840	0,3632	0,4253
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0,0138	0,0150	0,0243	0,0040	0,0193	0,0226
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	0,0005	0,0020	0,0095	0,0340	0,0274	0,0321
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0036	0,0030	0,0833	0,0990	0,1483	0,1307
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0008	0,0010	0,0301	0,0530	0,1928	0,1699
i-butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0005	0,0002	0,0089	0,0330	0,0000	0,0000
n-butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0001	0,0001	0,0063	0,0000	0,1437	0,1266
i-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0001	0,0001	0,0033	0,0000	0,0549	0,0484
n-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0000	0,0000	0,0028	0,0140	0,0000	0,0000
n-Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0006	0,0001	0,0048	0,0140	0,0504	0,0444
Heptano	C <sub>7</sub> +	0,0000	0,0000	0,0644	0,0650	0,0000	0,0000

Los diferentes cálculos durante el análisis se realizaron por medio del software HYSYS para simular las diferentes condiciones que se podrían presentar en las líneas de transporte de gas. Con base a esto y con las composiciones dadas, se obtuvieron las siguientes envolventes de fases (ver figuras 21,22,23), las cuales y para simplificar el análisis, se seleccionó una composición de cada gas y se realizó la curva de formación de hidratos para cada una.

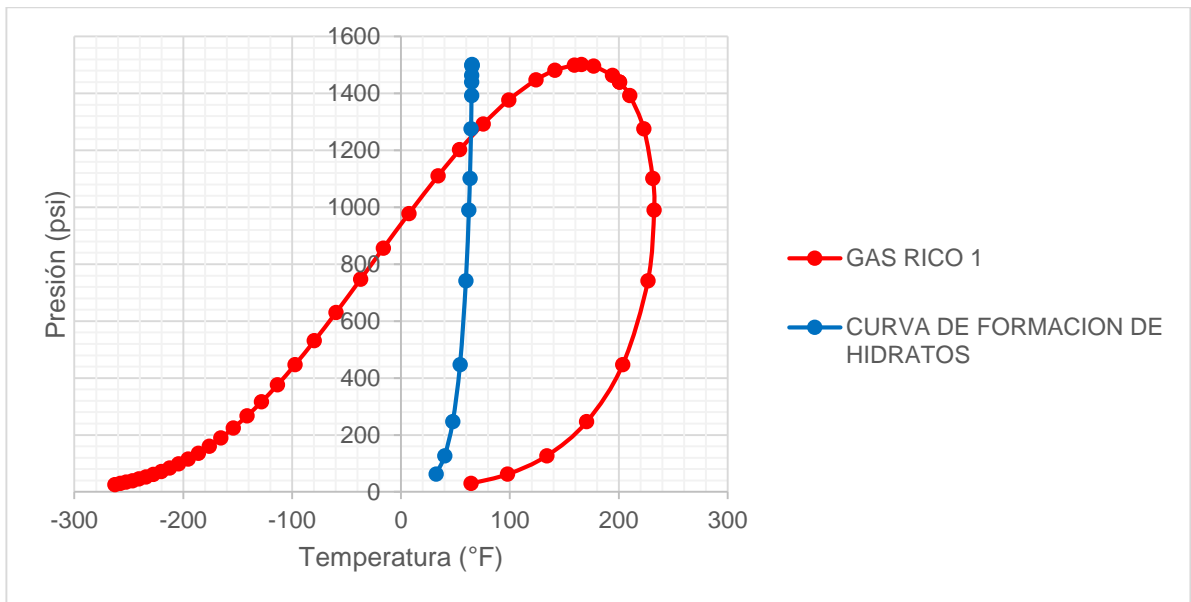
**Figura 21. Envoltentes de fases para las diferentes composiciones típicas.**



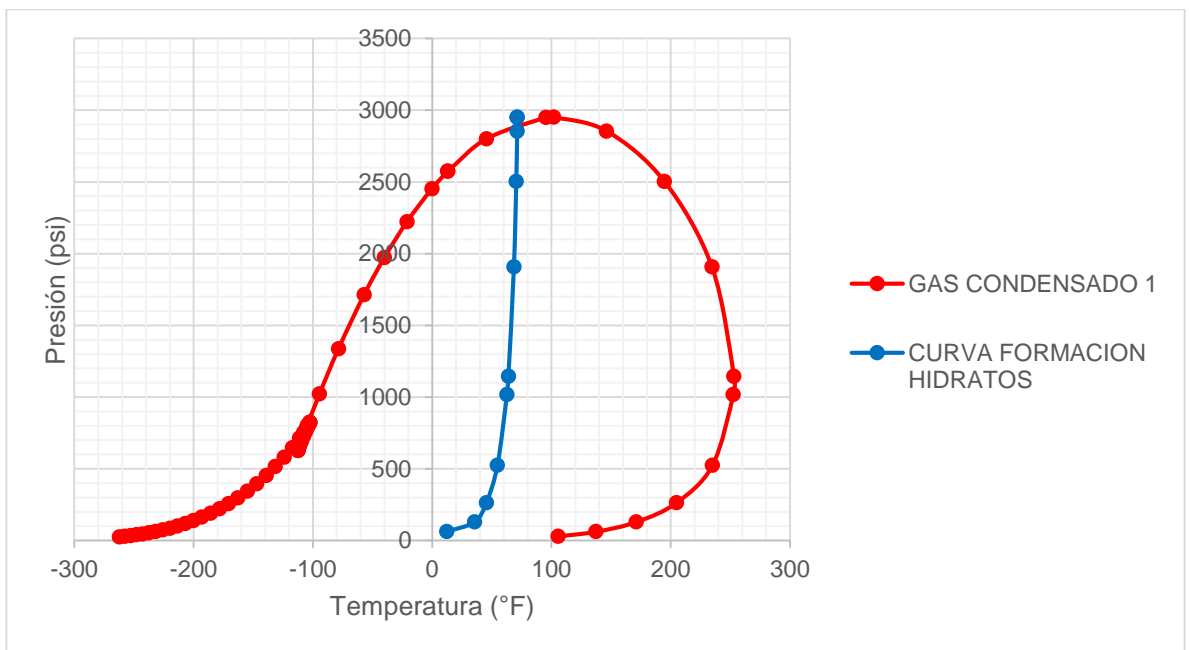
**Figura 22. Envoltente de fases y curva de formación de hidratos para el gas seco típico.**



**Figura 23. Envoltente de fases y curva de formación de hidratos para el gas rico típico.**

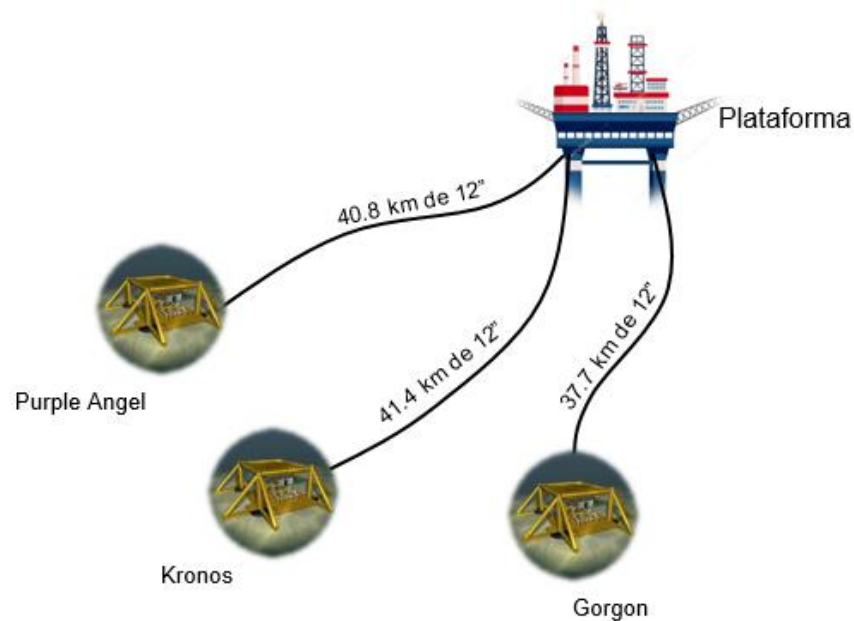


**Figura 24. Envoltente de fases y curva de formación de hidratos para el gas condensado típico.**



**4.1.3 Longitud de la línea.** La longitud de las líneas para cada uno de los campos de la zona de estudio, es un parámetro pre establecido de acuerdo con la distancia entre estos y ubicación de la plataforma sugerida.

**Figura 25. Longitud de las líneas submarinas**



**4.1.4 Diámetro de la línea.** El diámetro de las líneas, es un parámetro a tener en cuenta, que varía de acuerdo con los caudales esperados para cada campo, teniendo en cuenta los datos empleados en zonas que han implementado el sistema de calentamiento eléctrico. Los datos mostrados en la tabla numero 4, son los datos de frecuencia empleados para poder estimar los valores a usar en la simulación.

Los diámetros seleccionados, fueron los de 12 y 14 pulgadas. Estos valores son el resultado de realizar un análisis de distribución de los diferentes diámetros, empleados en el sistema DEH por medio de una campana de Gauss. Ver Figura 26.

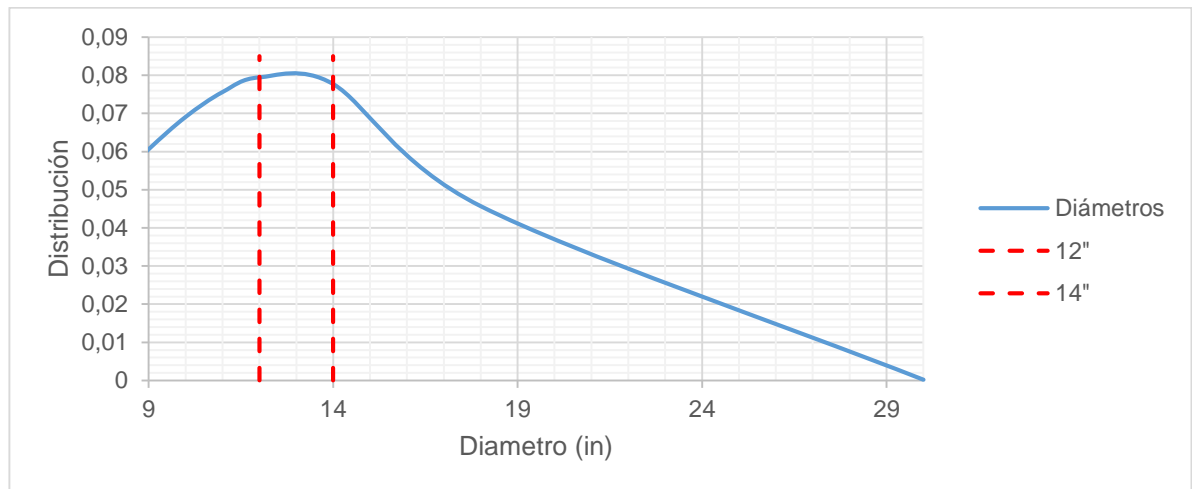
**Tabla 4. Diámetros y caudales en campos con sistema de calentamiento eléctrico.**

<b>CAMPOS CON CALENTAMIENTO ELECTRICO DIRECTO</b>				
<b>NOMBRE</b>	<b>PROFUNDIDAD (M)</b>	<b>COLUMNA AGUA (M)</b>	<b>DIAMETRO TUBERIA (IN)</b>	<b>CAUDAL DE GAS (MMScf)</b>
Asgard	4850	270	8,00	435
Huldra	3800	125	8,00	104
Kristin	4500	370	10,00	140
Urd	2100	380	12,00	2,47
Norne	2525	380	12,00	38,13
Omen Lange	2900	1100	30,00	2100
Tyrihans	3700	285	18,00	76,27
Moho-Bilondo	1992	800	8,00	45
Alve	3600	370	12,00	32
Olowi	2500	50	11,00	85
Morvin	4600	375	10,00	34
Skarv	3500	400	12,00	144
Skuld	3158	360	14,00	3,88
Shah Deniz	7300	600	12,00	870
Lianzi	2650	1050	12,00	-
Jubilee 1A	4002	1100	12,00	160
Jangkrik	2849	425	14,00	30
Maria	4216	243	14,00	-

**4.1.5 Presión en fondo y cabeza de pozo.** La presión es un parámetro netamente ligado a las características del yacimiento. Si bien aún las presiones de la zona no son conocidas, se plantean valores típicos basándose en un análisis de diferentes campos offshore a nivel mundial que presentan características similares a nuestra zona de interés, tomando como base la profundidades tanto del yacimiento como de lámina de agua. De esta manera, se aceptan presiones de fondo en un rango de 6000 a 8000 psi, para las cuales se maneja una presión en cabeza de 4000 psi con

el objetivo de no sobre presionar las líneas de transporte de gas y minimizar riesgos. Ver tabla 5.

**Figura 26. Distribución de frecuencia de diámetros empleados en campos con sistemas DEH**



## 4.2 PARÁMETROS VARIABLES

La selección de los parámetros variables en el modelo de simulación, es un factor importante al realizar el análisis paramétrico, debido a que, la variación de dichos parámetros representa cambios significativos en los resultados del sistema.

**4.2.1 Temperatura en fondo y cabeza de pozo.** La temperatura en cabeza de pozo, es un parámetro que a lo largo de un proyecto no presenta grandes variaciones. Sin embargo, se seleccionó este parámetro como variable, ya que no existe la suficiente información del yacimiento en la zona de interés para definirla.

Por medio de esta variable, se tuvieron en cuenta un rango de posibles temperaturas esperadas en el desarrollo de la simulación que son cercanas a la realidad. Se seleccionaron valores promedio basados en la temperatura de

yacimiento de campos offshore con características similares al caso estudio. Se tomó como referencia que la temperatura en cabeza es menor que la temperatura en fondo alrededor de 20°F, la cual varía según las características de cada pozo. Ver tabla 5.

**4.2.2 Caudal de gas** Determinar cuánto fluido va ser transportado a lo largo de la línea submarina es un parámetro necesario para realizar la simulación del modelo. Además, es un factor determinante en el cálculo de la formación de hidratos a lo largo de la tubería. Sin embargo, debido a que no se poseen datos relacionados con el caudal o los posibles caudales de los pozos en la zona de interés, se realizó un análisis de caudales en pozos costa fuera ultra profundos con características similares a la zona estudio. Se seleccionaron dos escenarios para llevar a cabo la simulación, con dos rangos de posibles caudales de gas. Ver Tabla 5.

Cabe mencionar que este parámetro dependerá del desarrollo del proyecto, número de pozos, reservas, estimulación y posibles métodos de recobro.

**Tabla 5. Relación de características de campos offshore ultra profundos a nivel mundial.**

CAMPOS COSTA FUERA ULTRA-PROFUNDOS						
Campo	Región	Lamina agua (m)	Max prod por pozo (mmscfd)	Profundidad yacimiento (m)	Presión en fondo (psi)	Temperatura fondo (°f)
Barquentine	África	1646	200	2454	-	-
Mamba North	África	1690	140	5270	-	-
Brecknock	Asia-Pacífico	750	133	-	-	-
Calliance	Asia-Pacífico	750	162	-	-	-
Torosa	Asia-Pacífico	750	159	-	-	-

<b>CAMPOS COSTA FUERA ULTRA-PROFUNDOS</b>						
<b>Campo</b>	<b>Región</b>	<b>Lamina agua (m)</b>	<b>Max prod por pozo (mmscfd)</b>	<b>Profundidad yacimiento (m)</b>	<b>Presión en fondo (psi)</b>	<b>Temperatura fondo (°f)</b>
Aasta Hansteen	Europa	1300	86	4100	-	-
Gorgon	Asia-Pacífico	1300	146	3500	6355	152
Io/Janz	Asia-Pacífico	1352	113	4100	7000	158
Liwan 3-1	Asia-Pacífico	1300	65	3688	-	-
Pluto, Xena	Asia-Pacífico	976	132	3300	-	-
Dhirubhai 1&3	Asia-Pacífico	1700	100	3600	-	-
Ormen Lange	Europa	1100	350	2900	4206	186
Pande, Temane	África	1121	20	3587	-	-
Scarab Saffron	África	850	100	-	-	-
East Anstey	Norte América	2027	-	4937	9500	138
Fourier	Norte América	2115	-	4977	9253	154
San Jacinto	Norte América	2392	-	4824	7708	149
Mensa	Norte América	1615	158	4800	9830	176
Falcon	Norte América	1052	194	4268	7900	-
Spideman	Norte América	2700	60	4411	8360	155
Coulomb	Norte América	2362	80	5029	-	-

CAMPOS COSTA FUERA ULTRA-PROFUNDOS						
Campo	Región	Lamina agua (m)	Max prod por pozo (mmscfd)	Profundidad yacimiento (m)	Presión en fondo (psi)	Temperatura fondo (°f)
Ram Powell	Norte América	1219	65	4114	-	-
Shah Deniz	Rusia-Mar Caspio	600	220	7300	-	-

**4.2.3 Generalidades del modelo de simulación HYSYS** es un programa de simulación muy completo, diseñado por la firma de software AEA Technology Engineering software products. Permite la simulación de diferentes procesos termohidráulicos como la formación de hidratos a través de un tramo de tubería en diferentes condiciones de presión y temperatura.

Los modelos matemáticos son la base fundamental para predecir la formación de hidratos, ya que se basan en principios termodinámicos y el uso de ecuaciones de estado con las cuales opera el simulador HYSYS para la predicción de formación de hidratos están:

- Peng-Robinson
- Soave-Redlich-kwong

#### 4.3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Para iniciar con el proceso de simulación se debe realizar la construcción del modelo base para evaluar la formación de hidratos en el tramo de tubería submarina. Dicha construcción se realizó con base en los perfiles batimétrico, perfiles de temperatura y composiciones del gas. Además, se definieron los parámetros que servirán como variables, para facilitar el análisis de resultado.

Los 3 escenarios principales planteados para llevar a cabo la simulación fueron los siguientes:

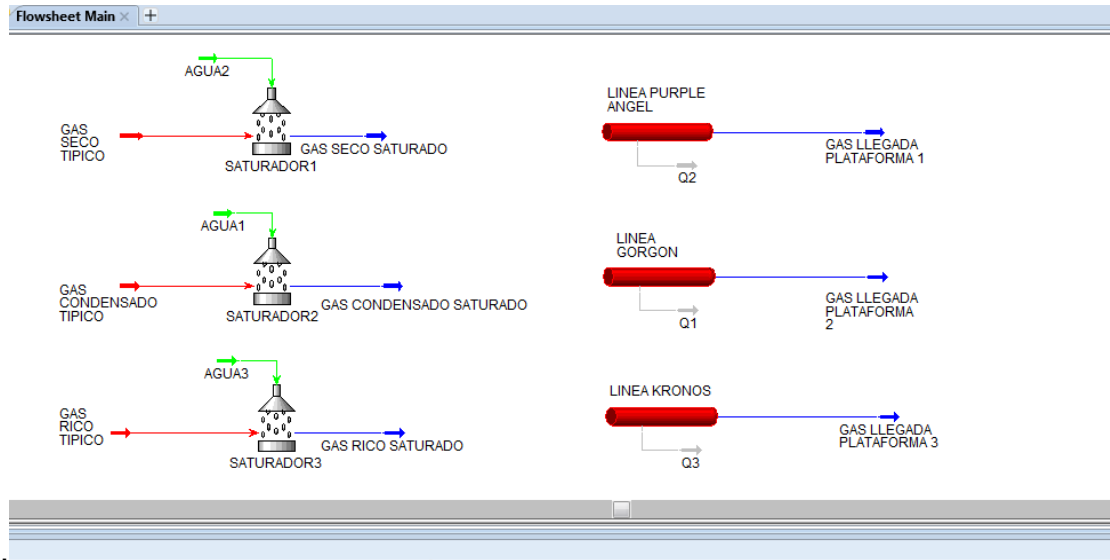
- Simulación sin inhibición de hidratos.
- Simulación con inhibición de hidratos empleando glicol
- Simulación con inhibición de hidratos por sistema DEH.

**4.3.1 Modelo base – sin inhibición de hidratos** El objetivo de la simulación del caso base consiste en relacionar las 3 corrientes de gas esperadas para la zona de estudio con las líneas submarinas diseñadas con parámetros establecidos. Así mismo, se realizaron diferentes corridas de simulación alternando los parámetros de las variables antes mencionadas.

A cada composición típica se le adiciono agua a condiciones de yacimiento por medio un saturador, a fin de proporcionar las condiciones más cercanas al desarrollo típico de un proyecto costa fuera ultra profundo. Ver Figura 27.

El diseño de la línea se dividió en tramos de 1km, asociando un valor de temperatura ambiente y elevación correspondiente a cada tramo. Los valores de elevación fueron calculados a partir del perfil batimétrico, el cual fue proporcionado por el software Google Earth PRO. Ver Figura 28.

**Figura 27. Esquema del modelo base de simulación en HYSYS**



Los valores de temperatura ambiente fueron estimados con las correlaciones 9 y 10. Además se planteó realizar una simulación segmentada donde cada tramo posee un valor de temperatura ambiente y coeficiente global de transferencia determinado. Ver figura 29.

**Figura 28. Diseño por kilómetro de la línea Gorgón-Plataforma.**

The screenshot shows the 'Pipe Segment: LINEA GORGON' window in HYSYS. The 'Rating' tab is active, displaying a table of properties for three segments (1, 2, and 3). The table includes columns for Segment, Fitting/Pipe, Length/Equivalent Length, Elevation Change, Outer Diameter, Inner Diameter, Material, Roughness, Pipe Wall Conductivity, Increments, and FittingNo.

Segment	1	2	3
Fitting/Pipe	Pipe	Pipe	Pipe
Length/Equivalent Length	1000.	1000.	1000.
Elevation Change	178.9	123.1	146.9
Outer Diameter	12.75	12.75	12.75
Inner Diameter	11.94	11.94	11.94
Material	Mild Steel	Mild Steel	Mild Steel
Roughness	4.572e-005	4.572e-005	4.572e-005
Pipe Wall Conductivity	26.00	26.00	26.00
Increments	5	5	5
FittingNo	<empty>	<empty>	<empty>

**Figura 29. Diseño segmentado de temperatura ambiente y coeficiente global de transferencia para la línea Gorgon-Plataforma.**

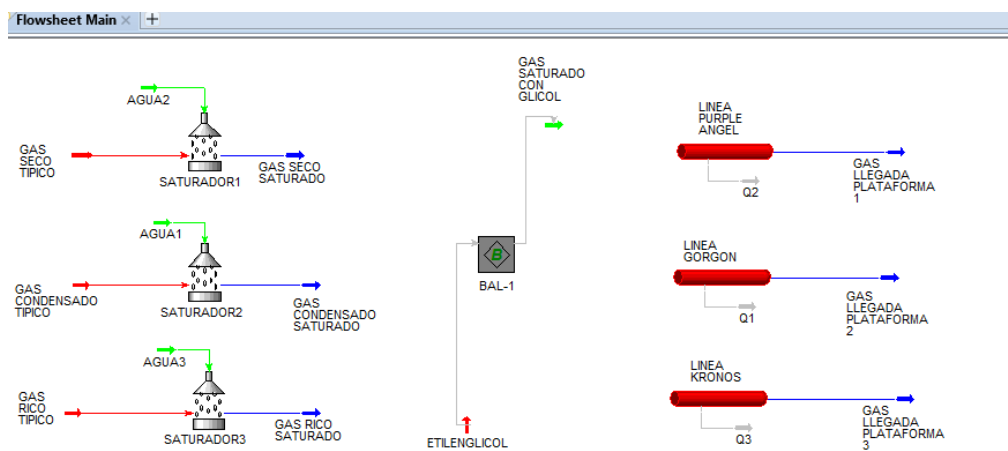
The screenshot shows the 'Pipe Segment: LINEA GORGON' window with the 'Rating' tab selected. Under 'Specify By', 'Segment HTC' is chosen. The 'Segment Heat Transfer Info' table is as follows:

Segment	Type	Amb. Temp. [F]	HTC [W/m2-C]
4	Pipe	38.77	8.000
5	Pipe	39.40	8.000
6	Pipe	40.02	8.000
7	Pipe	40.58	8.000
8	Pipe	40.87	8.000
9	Pipe	41.01	8.000
10	Pipe	41.14	8.000
11	Pipe	41.25	8.000
12	Pipe	41.40	8.000

At the bottom, a red bar indicates 'Requires a feed stream'.

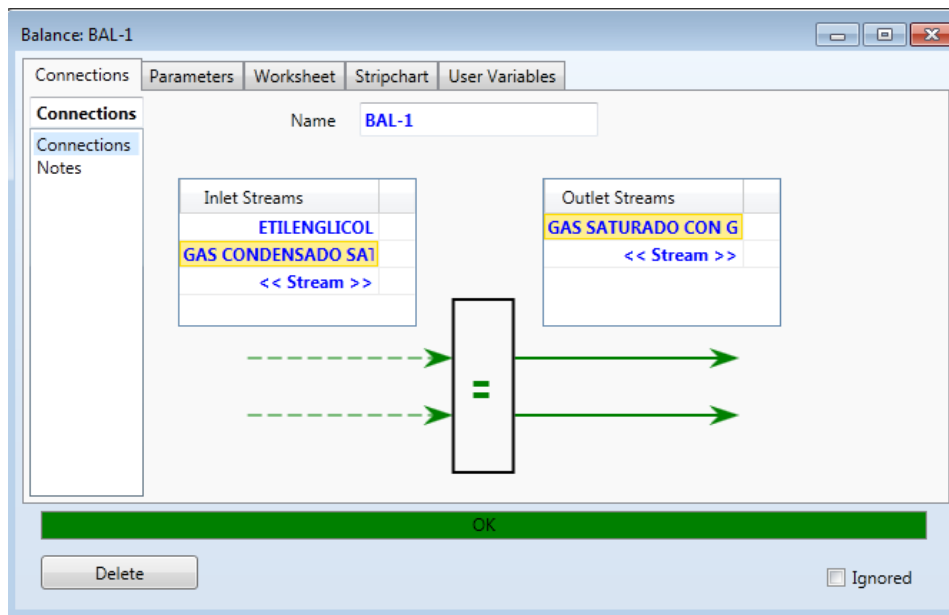
**4.3.2 Modelo con inhibición de hidratos empleando glicol.** El objetivo de la simulación empleando glicol consiste en estimar el volumen de inhibidor necesario para prevenir la formación de hidratos de gas en las líneas submarinas. Con esto y con el volumen de glicol utilizado, poder determinar una comparación con los diferentes métodos de prevención de hidratos. Ver figura 30.

**Figura 30. Esquema del modelo de simulación empleando glicol en HYSYS.**



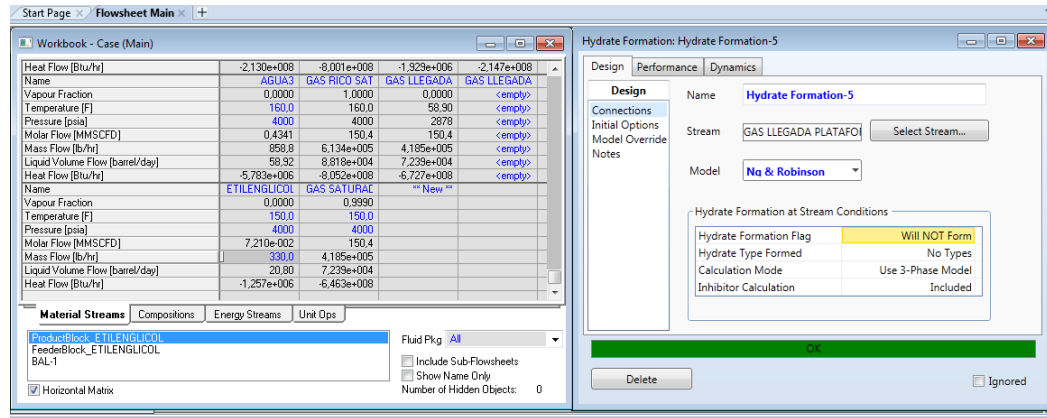
Para realizar el cálculo del volumen necesario, se utiliza una herramienta en el simulador llamada "Balance". Esta herramienta permite realizar un balance de masa a condiciones de presión y temperatura de cabeza de pozo con 3 corrientes, dos de entrada (Gas saturado y etilenglicol 80 %wt) y una de salida (Gas Inhibido). Ver Figura 31.

**Figura 31. Diseño de la herramienta "Balance" en HYSYS.**



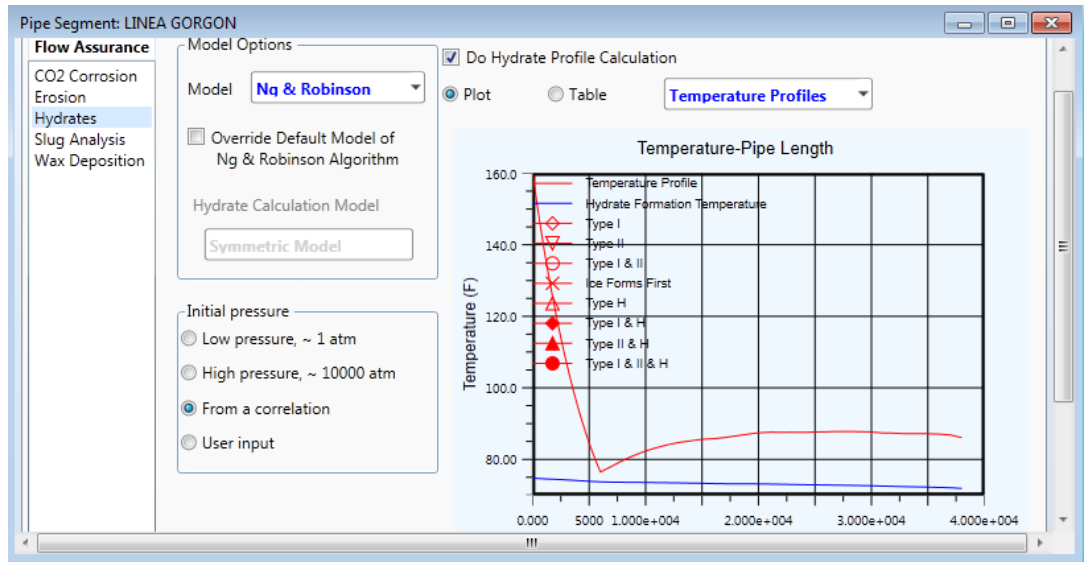
Una vez montado el esquema de inhibición con las corrientes conectadas a la línea submarina, se determinó el volumen de glicol necesario para inhibir la formación de hidratos. Para esto, se selecciona la pestaña "WorkBook" y la herramienta "Hydrate Formation" y se procedió a la variación del parámetro "Mass Flow" hasta encontrar el volumen de inhibidor requerido. Ver Figura 32.

**Figura 32. Formato de variación del parámetro "Mass Flow" del inhibidor necesario.**



**4.3.3 Modelo de simulación del sistema DEH.** Para realizar la simulación de la implementación del sistema de calentamiento eléctrico, se toma como base que este sistema es una tecnología probada y que sus resultados dependen netamente de la temperatura que queremos alcanzar en la línea. Para este caso se determinó la temperatura de la línea en 90°F. Cabe mencionar que el aumento de la temperatura en la línea no afecta la curva de formación de hidratos, sino que ubica la operación de la tubería en un rango en el cual se previene la formación de hidratos. Ver figura 33.

**Figura 33. Perfil de temperatura y formación de hidratos para el modelo simulando la implementación del sistema DEH.**



#### **4.4 VARIABLES PARA LA REALIZACIÓN DE LA SIMULACIÓN DEL ANÁLISIS PARAMÉTRICO.**

Para realizar un análisis paramétrico es necesario determinar los parámetros de varios para cada uno de los escenarios de simulación. Además, es fundamental determinar los rangos en los cuales va a correr la simulación. Los parámetros y sus respectivos rangos utilizados en esta simulación son los mostrados a continuación, en la tabla 6.

**Tabla 6. Escenarios propuestos para la simulación.**

<b>ESCENARIOS DE SIMULACIÓN</b>								
<b>Línea Gorgon- Plataforma</b>			<b>Línea Kronos- Plataforma</b>			<b>Línea PurpleAngel- Plataforma</b>		
Gas seco	Gas condensado	Gas rico	Gas seco	Gas condensado	Gas rico	Gas seco	Gas condensado	Gas rico
1. Temperatura=130°F Caudal=60MMSCFD								
2. Temperatura=150°F Caudal=60MMSCFD								
3. Temperatura=130°F Caudal=150MMSCFD								
4. Temperatura=150°F Caudal=150MMSCFD								

## **5. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Los resultados obtenidos al realizar las diferentes corridas son mostrados en el desarrollo de este capítulo, cuyo objetivo es analizar el comportamiento que presentan las líneas de flujo submarinas ante la variación de los parámetros determinados.

Cabe mencionar que la formación de hidratos en las líneas submarinas depende de la presión y la temperatura a la cual esté operando la tubería en cada tramo. Por tal motivo si se asegura la operación del gasoducto a temperaturas mayores a la máxima temperatura de formación de hidratos, se garantiza el aseguramiento de flujo sin importar las variaciones de presión a lo largo de la línea.

Debido a esto, se realizó el análisis de la temperatura de formación de hidratos y la temperatura de operación de la tubería a lo largo de la longitud total de cada línea.

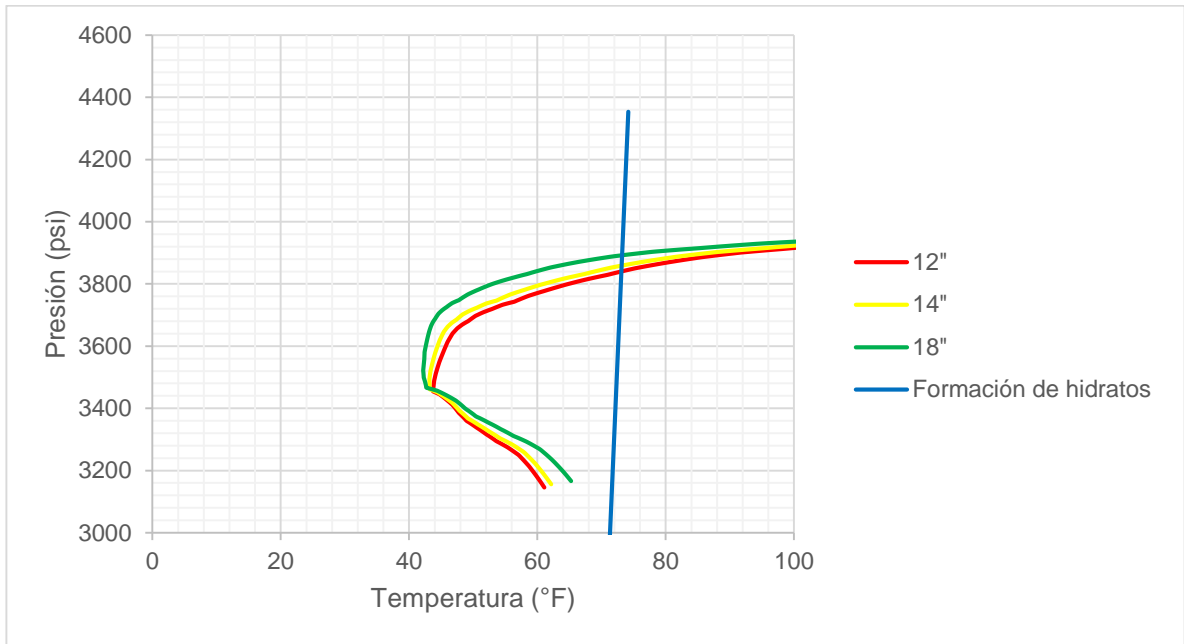
### **5.1 DIÁMETRO DE LA TUBERÍA**

Al realizar las diferentes corridas de simulación, alternando composiciones y propiedades termodinámicas se obtuvo como resultado que el diámetro seleccionado para la tubería de las líneas es un factor poco determinante, debido a que no genera gran cambio en las posibles formaciones de los hidratos de gas.

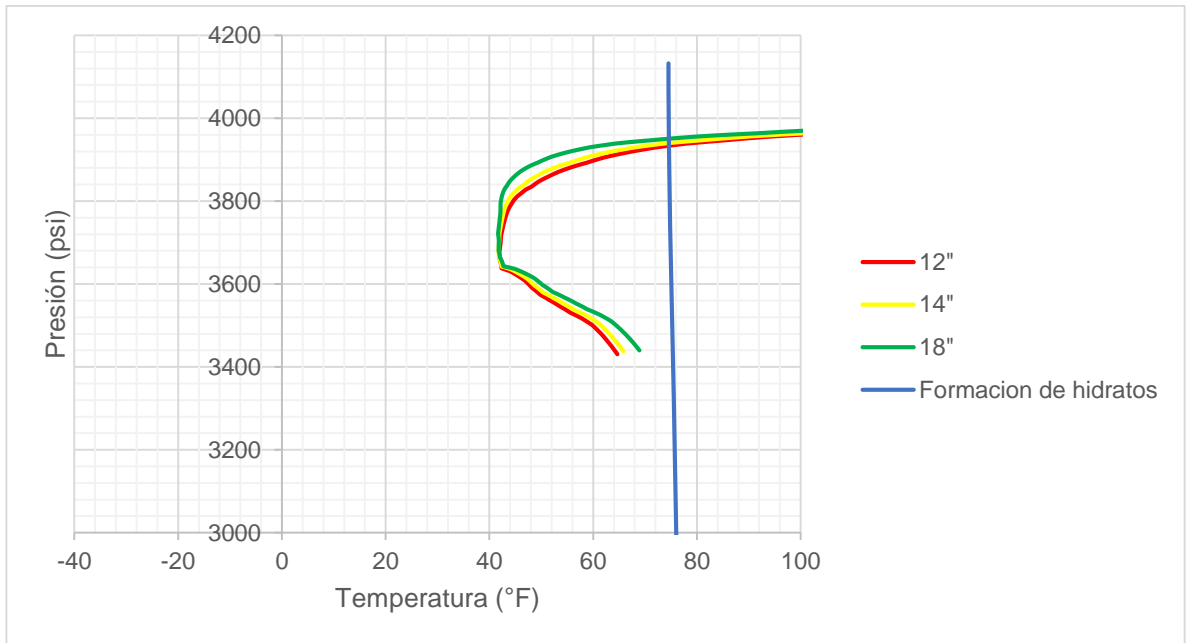
Sin embargo, un factor que hay que tener en cuenta al momento de seleccionar el diámetro de la tubería es el factor económico, ya que un diámetro mayor representa mayores costos de inversión, factor muy importante a tener en cuenta, durante el desarrollo del proyecto costa fuera.

Para determinar el grado de importancia que conlleva la selección de este parámetro se tomó como referencia la línea Kronos-Plataforma con un caudal de 60MMSCFD y una temperatura en cabeza de 150°F. Ver figuras 34,35 y 36.

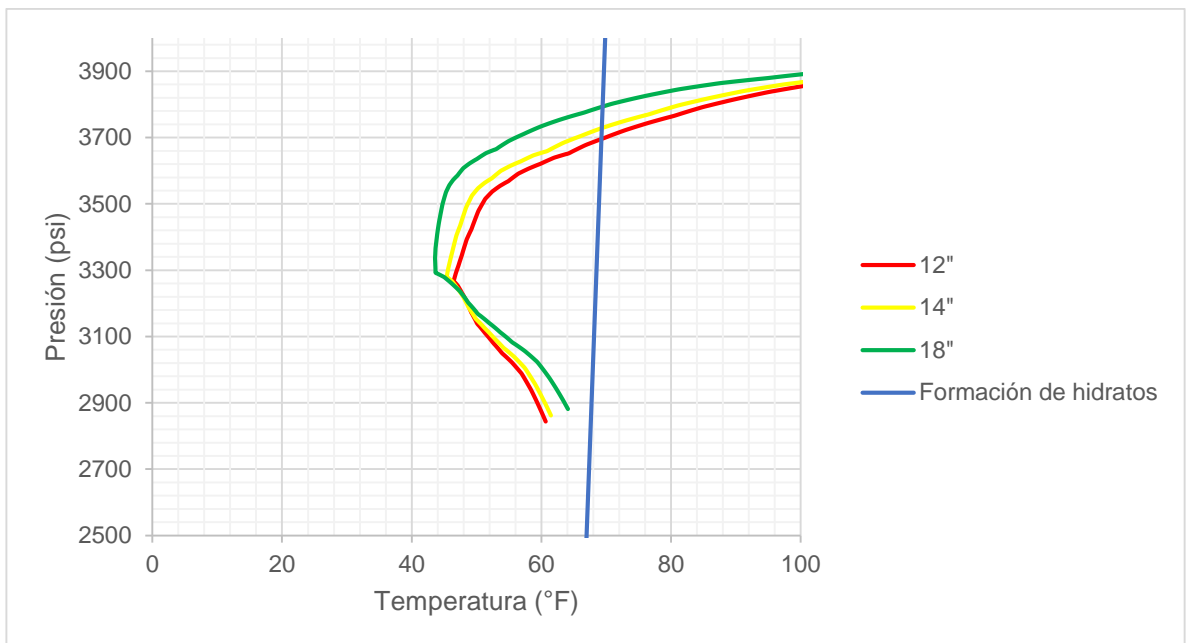
**Figura 34. Diámetros en la línea Kronos-plataforma para un gas condensado.**



**Figura 35. Diámetros en la línea Kronos-Plataforma para un gas seco.**



**Figura 36. Diámetros en la línea Kronos-plataforma para un gas rico.**

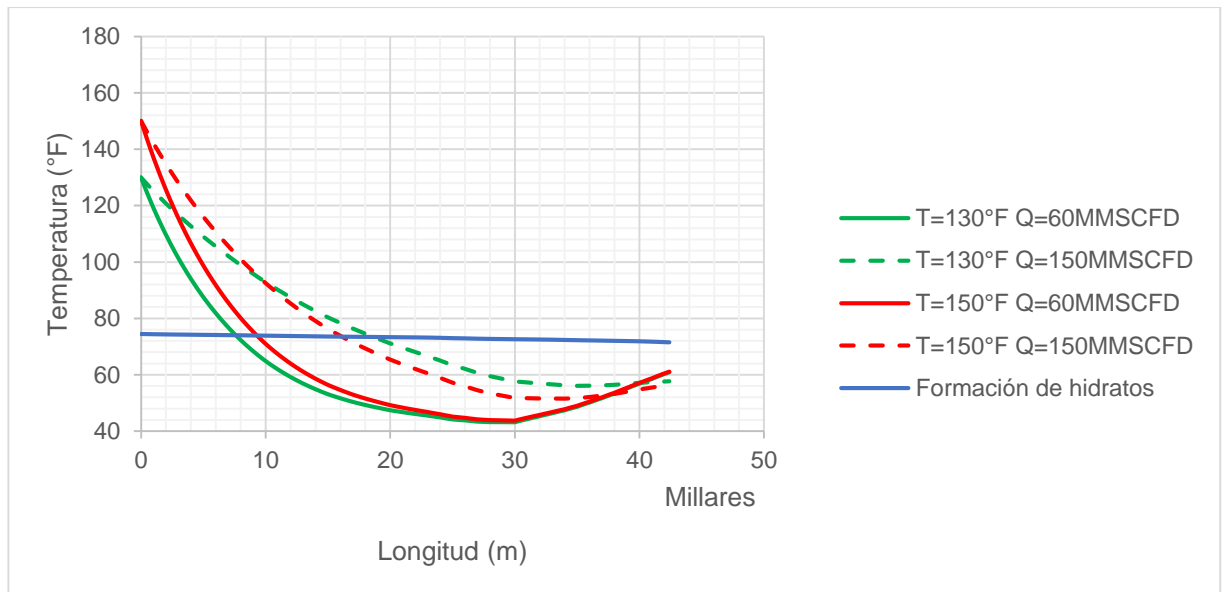


## 5.2 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE LOS ESCENARIOS PROPUESTOS.

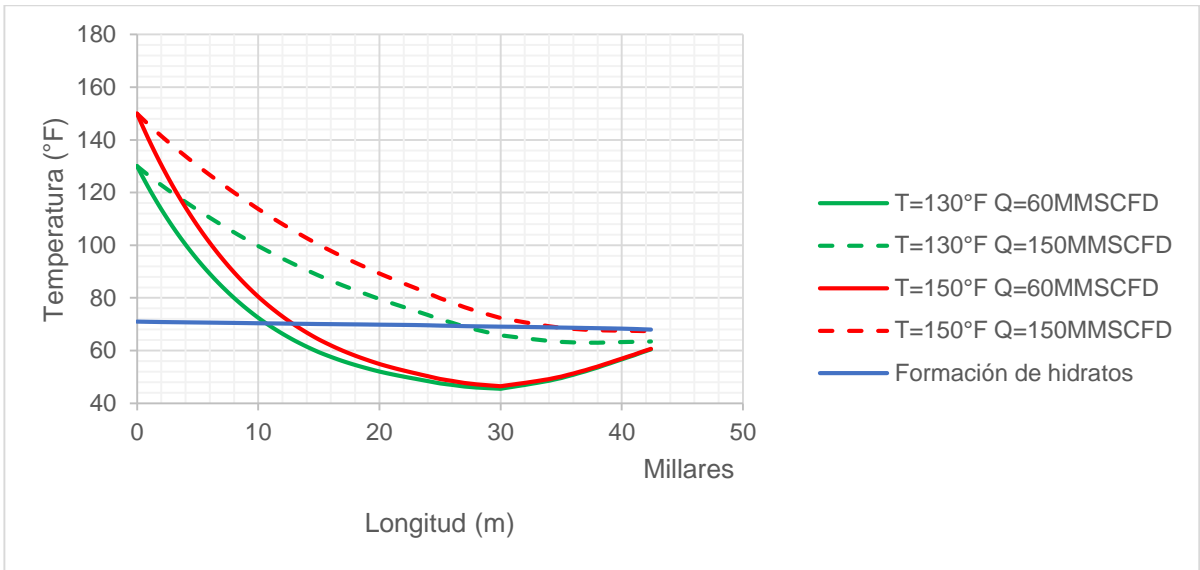
Durante la simulación del sistema se realizó el análisis comparativo de los escenarios propuestos, mediante la variación de los parámetros para las diferentes líneas, cada una con diámetro de 12". En las Figuras 37-45 se observan los perfiles de temperatura a lo largo de cada línea, variando las composiciones de gas en cada una. Gracias a los perfiles de temperatura y la línea de formación de hidratos (línea de color azul) se determinó el punto exacto de longitud en el cual se presentará la precipitación de hidratos de gas, y a su vez, la temperatura de formación de estos.

Se evidencio la importancia de las variables "Caudal" y "Temperatura en cabeza de pozo", ya que estas generan variaciones en la temperatura de operación de la línea. Y como consecuencia de esto, ocasionan cambios razonables en el punto inicial de precipitación de hidratos de gas.

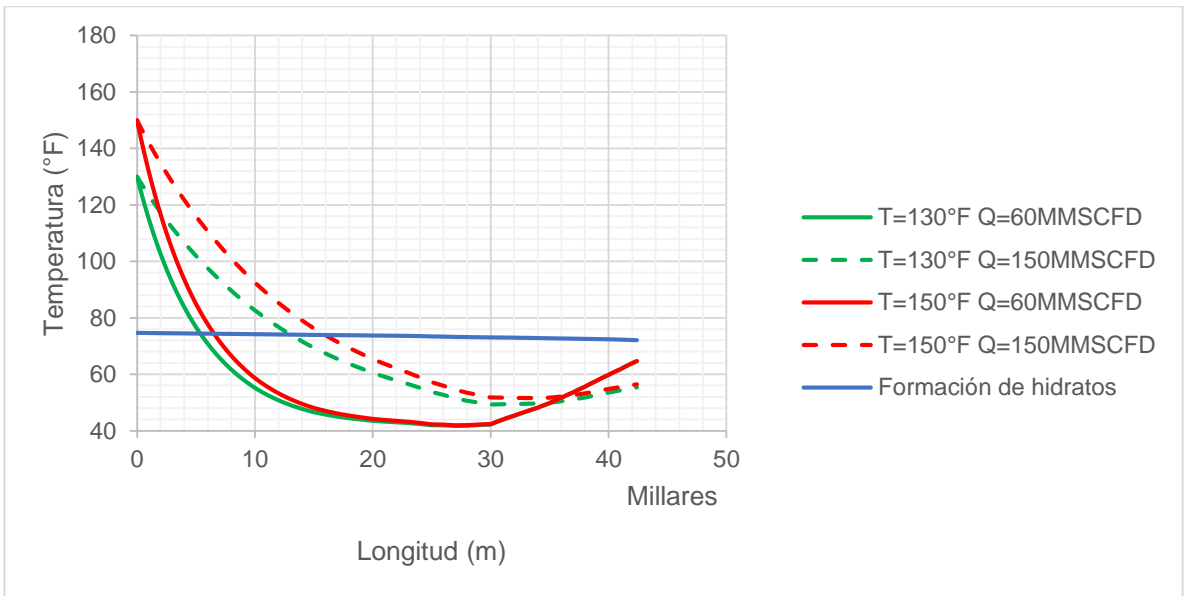
**Figura 37. Perfil de temperatura para un gas condensado en la línea Kronos-Plataforma para los escenarios propuestos.**



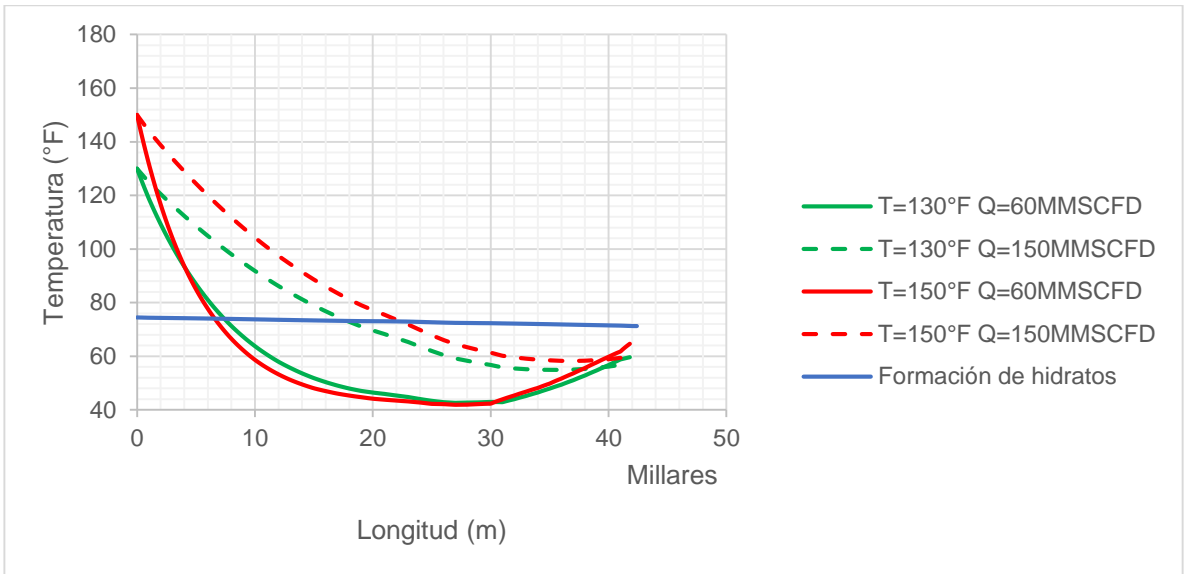
**Figura 38. Perfil de temperatura para un gas rico en la línea Kronos-Plataforma para los escenarios propuestos.**



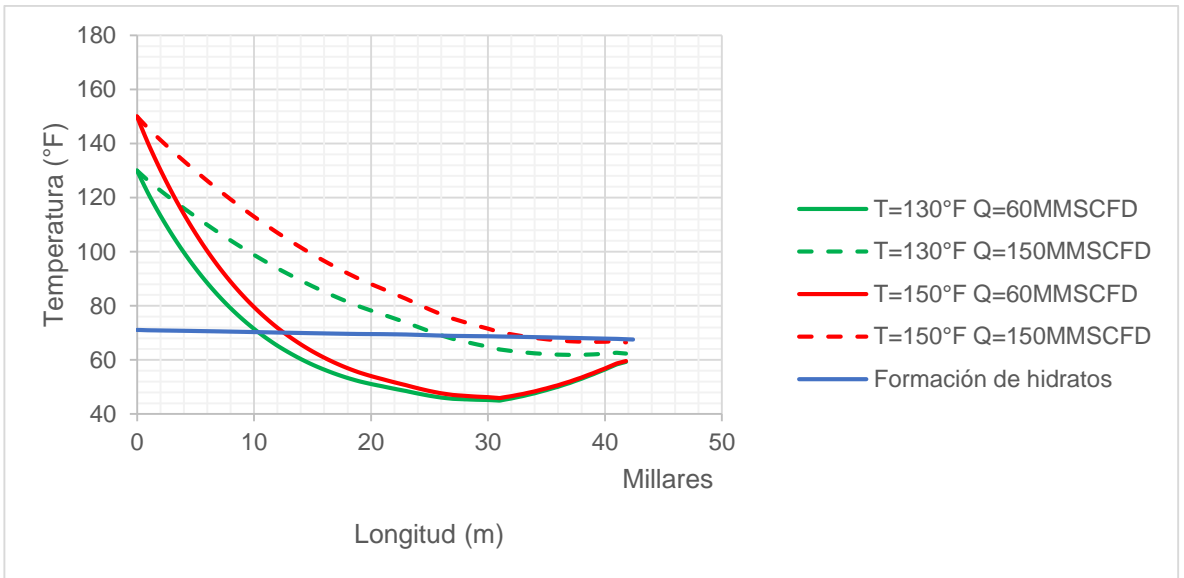
**Figura 39. Perfil de temperatura para un gas seco en la línea Kronos-Plataforma para los escenarios propuestos.**



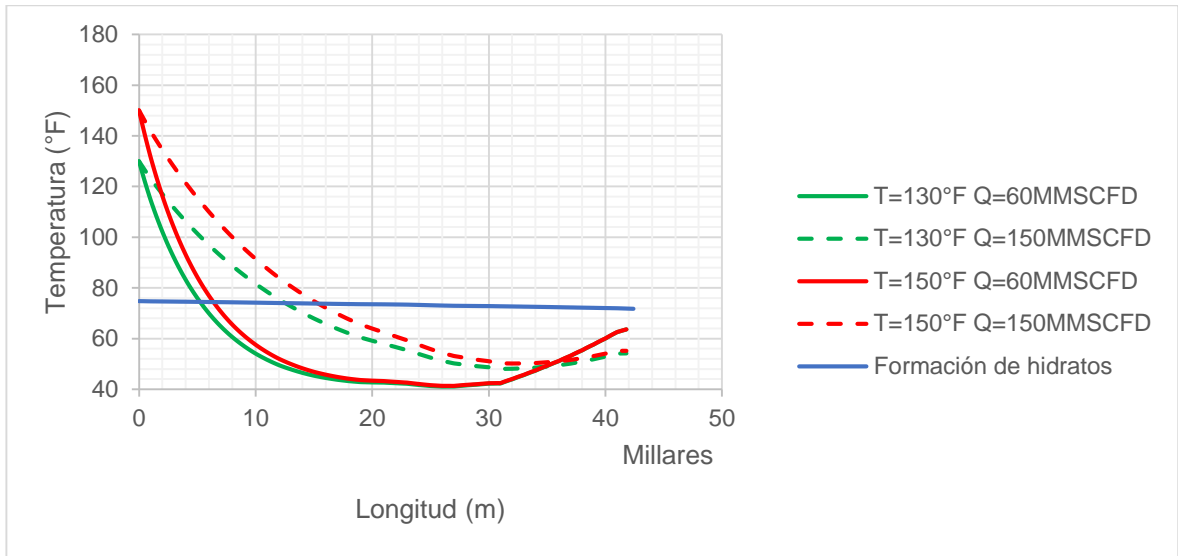
**Figura 40. Perfil de temperatura para un gas condensado en la línea PurpleAngel-Plataforma para los escenarios propuestos.**



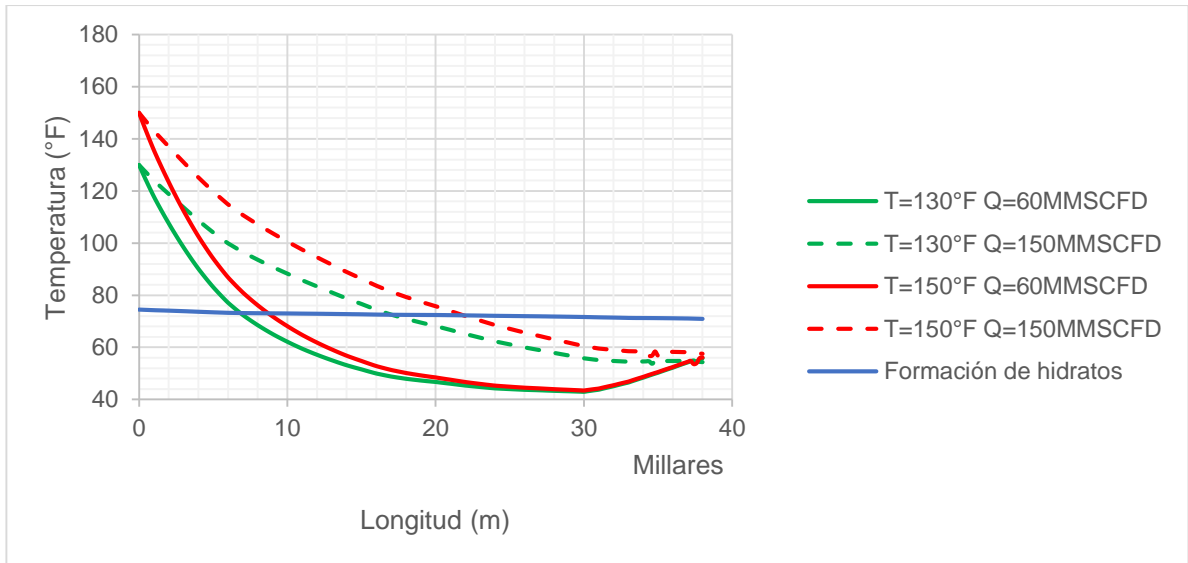
**Figura 41. Perfil de temperatura para un gas rico en la línea PurpleAngel-Plataforma para los escenarios propuestos.**



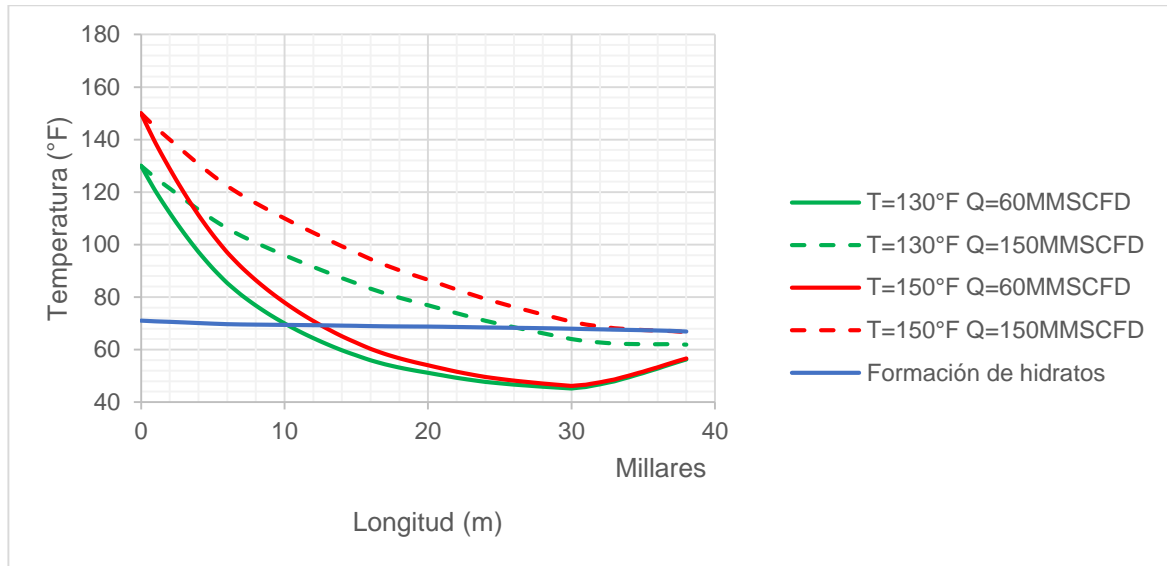
**Figura 42. Perfil de temperatura para un gas seco en la línea PurpleAngel-Plataforma para los escenarios propuestos.**



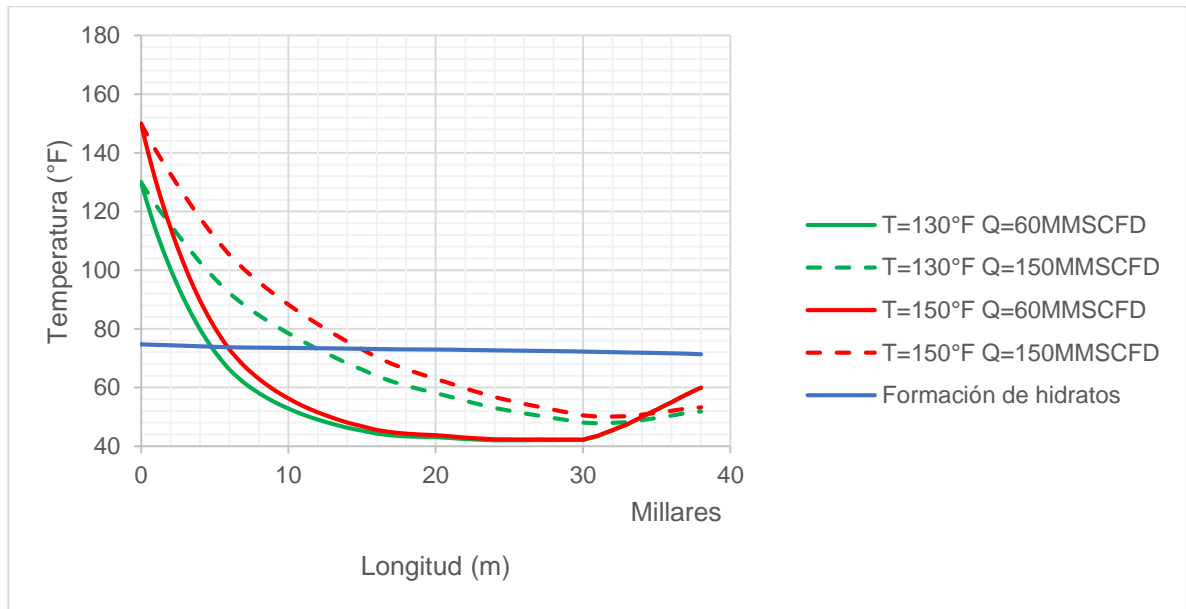
**Figura 43. Perfil de temperatura para un gas condensado en la línea Gorgon-Plataforma para los escenarios propuestos.**



**Figura 44. Perfil de temperatura para un gas rico en la línea Gorgon-Plataforma para los escenarios propuestos.**



**Figura 45. Perfil de temperatura para un gas seco en la línea Gorgon-Plataforma para los escenarios propuestos.**



El análisis paramétrico aplicado a los diferentes escenarios, arrojó que a mayores caudales se atrasa el punto de inicio de precipitación de hidratos en cualquiera de

las líneas y al disminuir la temperatura de cabeza de pozo se adelanta la precipitación de hidratos de gas en la línea. Ver Tabla 7.

Además, al analizar el comportamiento de las diferentes composiciones de gas, se evidencio que el gas seco facilita la precipitación de hidratos de gas en un punto más próximo a la cabeza del pozo con respecto al gas condensado y al gas rico a las mismas condiciones. Así mismo, la línea Gorgon-Plataforma es la línea que presenta la precipitación de hidratos de gas a una distancia menor del cabezal de pozo. Esto debido a que su perfil batimétrico presenta mayores cambios de elevación y posee mayor profundidad del lecho marino.

**Tabla 7. Punto inicial de formación de hidratos de gas en las diferentes líneas propuestas.**

PUNTO DE FORMACIÓN DE HIDRATOS DE GAS									
	Línea Kronos-Plataforma			Línea PurpleAngel-Plataforma			Línea Gorgon-Plataforma		
	Gas Cond	Gas Rico	Gas Seco	Gas Cond	Gas Rico	Gas Seco	Gas Cond	Gas Rico	Gas Seco
<b>T=130°F</b> <b>Q=60MMS</b> <b>CFD</b>	7,6km	10,6km	5,4km	7km	10,2km	4,8km	7km	10,2km	4,8km
<b>T=150°F</b> <b>Q=60MMS</b> <b>CFD</b>	9,4km	12,8km	6,6km	9,2km	12,6km	6,4km	8,8km	12,6km	6km
<b>T=130°F</b> <b>Q=150MM</b> <b>SCFD</b>	18,8km	27km	13,2km	18km	26,2km	12,6km	17,2km	26,4km	12km
<b>T=150°F</b> <b>Q=150MM</b> <b>SCFD</b>	23km	35km	16km	22,4km	33,4km	15,4km	22km	35,8km	15km

### **5.3 ANALISIS COMPARATIVO DE FORMACION DE HIDRATOS CON INHIBICION POR MEDIO DE INYECCION DE GLICOL.**

El proceso de inhibición de hidratos por medio de inyección de glicol es el método de prevención de hidratos más empleado en la industria del transporte de gas en gasoductos submarinos. Su objetivo principal es modificar la línea de formación de hidratos, para llevarla a rangos de temperatura y presión menores en los cuales no se precipiten los hidratos de gas. Sin embargo, este proceso es costoso debido a sus altos volúmenes requeridos, sus equipos de almacenamiento, transporte y regeneración en superficie.

Para analizar la eficiencia de la inyección de glicol como método de prevención de hidratos de gas en las líneas submarinas para los diferentes escenarios, se debe realizar un análisis comparativo de las curvas de formación de hidratos (línea azul) entre un proceso con inhibición química y el mismo sin ningún agente inhibidor.

Un factor importante para determinar dicha eficiencia es calcular el volumen necesario para poder inhibir los hidratos de gas en cada línea. Para realizar el cálculo del volumen de glicol necesario se utilizó la herramienta HYSYS por medio de un balance, arrojando los galones por día necesarios para garantizar el aseguramiento de flujo en cada línea. Ver tabla 8.

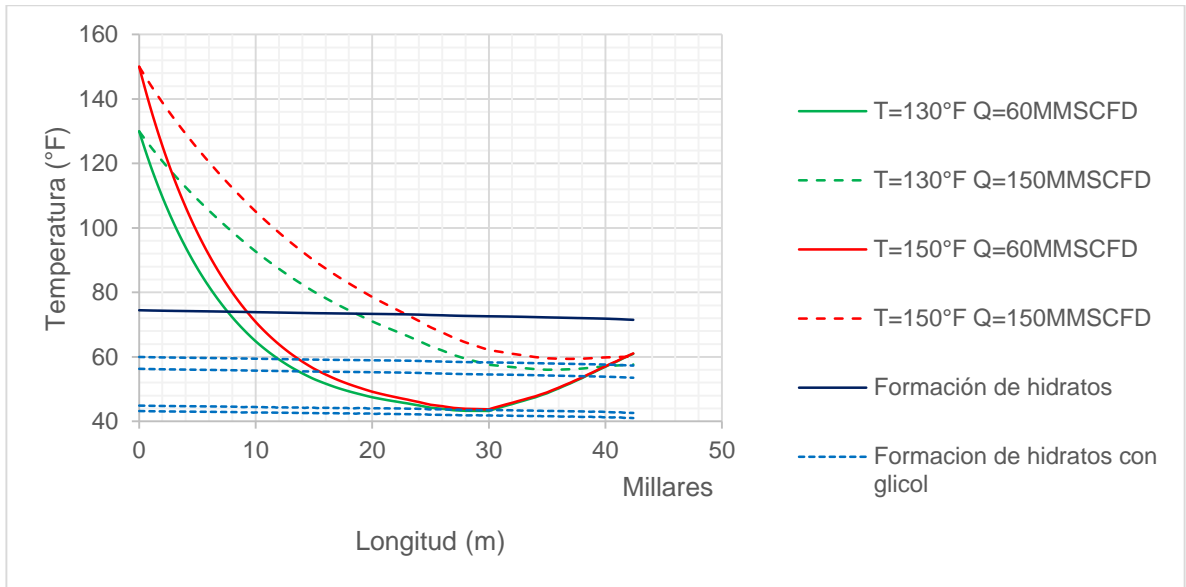
**Tabla 8. Volúmenes de glicol requeridos para garantizar el aseguramiento de flujo en cada línea propuesta.**

Escenarios	GALONES POR DIA NECESARIOS PARA INHIBIR LA FORMACIÓN DE HIDRATOS								
	Línea Kronos-Plataforma			Línea PurpleAngel-Plataforma			Línea Gorgon-Plataforma		
	Gas cond	Gas rico	Gas seco	Gas cond	Gas rico	Gas seco	Gas cond	Gas rico	Gas seco
<b>T=130 Q=60</b>	344852	294209	310516	349789	287626	318670	344852	274685	302363
<b>T=150 Q=60</b>	506656	416740	490348	517128	424968	506656	535456	439630	524609
<b>T=130 Q=150</b>	400432	133303	509947	429831	147067	537700	589989	135622	545854
<b>T=150 Q=150</b>	493265	52304	714240	473143	67010	772738	701972	45766	790691

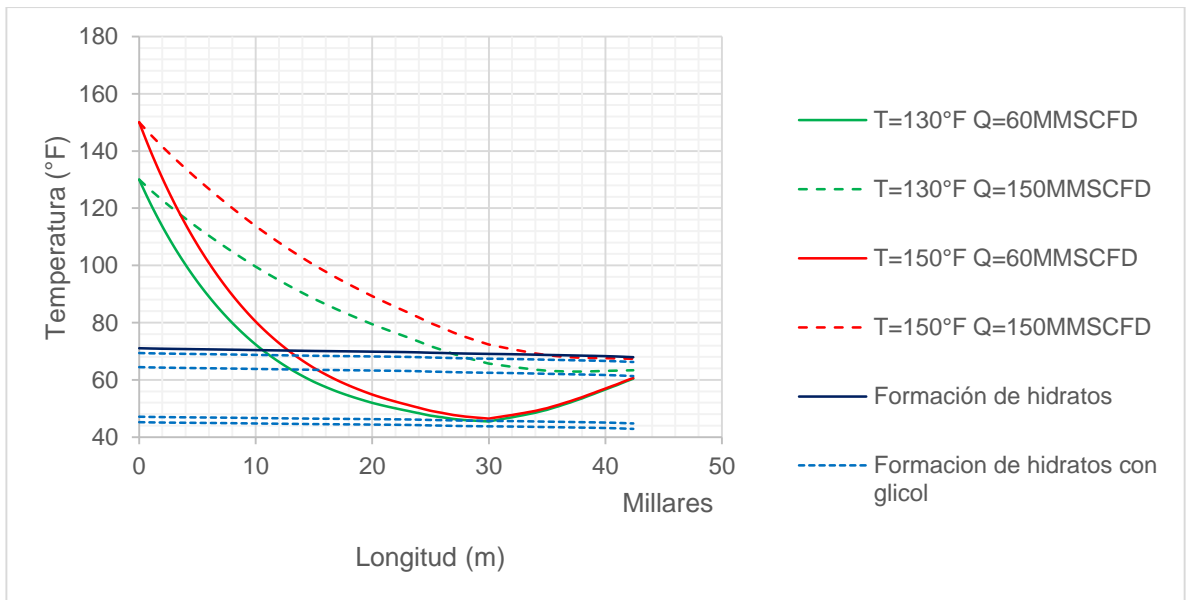
El análisis de cada línea con cada composición típica de gas a condiciones de los diferentes escenarios propuestos, permite observar gráficamente el impacto del inhibidor químico glicol como agente inhibidor de los hidratos de gas. Por tal motivo se analizaron como ejemplo del efecto de la inyección de glicol las líneas propuestas a diferentes condiciones Ver Figura 46-54.

Como podemos observar en estas Figuras 46-54 dependiendo del perfil de temperatura va a variar la cantidad de glicol necesario para poder ajustar la curva de formación de hidratos en valores menores, lo cual garantiza que no se formaron hidratos a lo largo de toda la tubería.

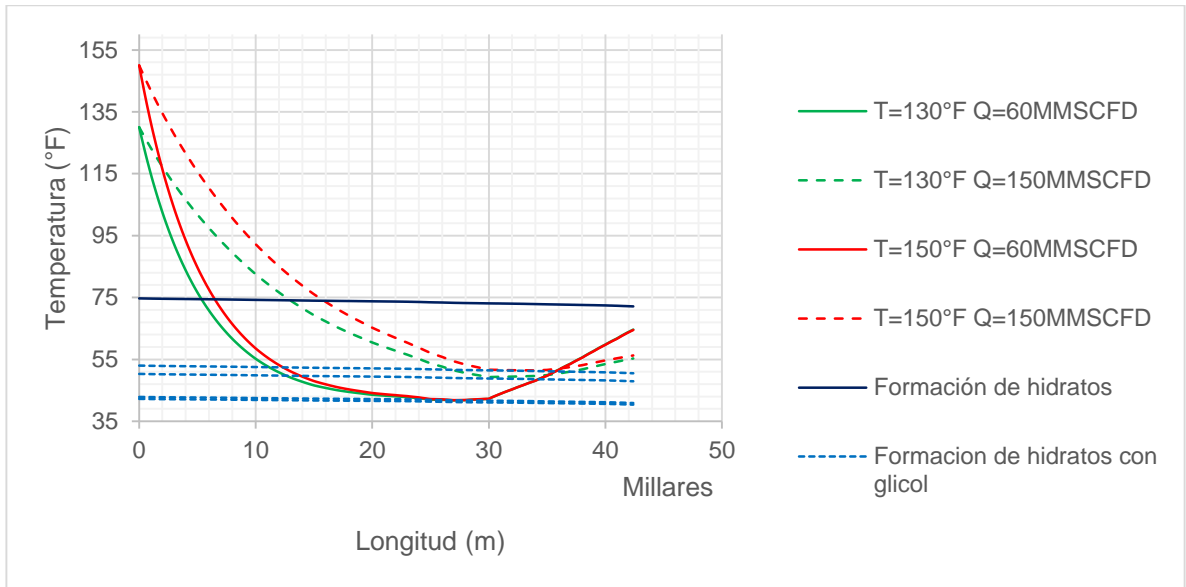
**Figura 46. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas condensado en la línea Kronos-Plataforma.**



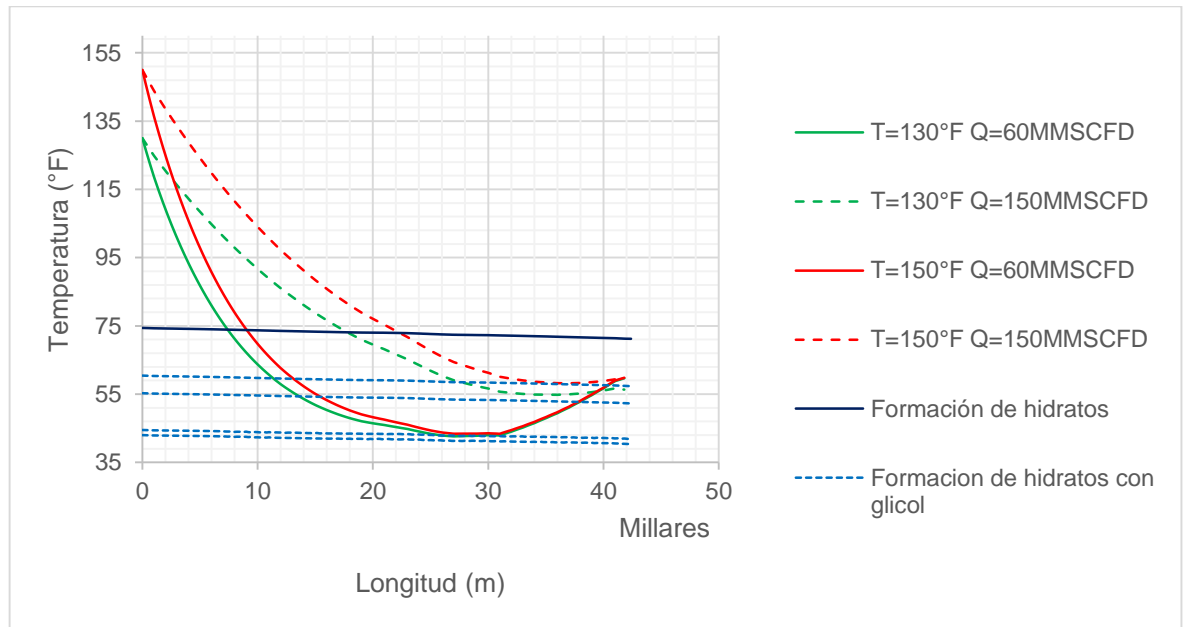
**Figura 47. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas rico en la línea Kronos-Plataforma para un escenario determinado.**



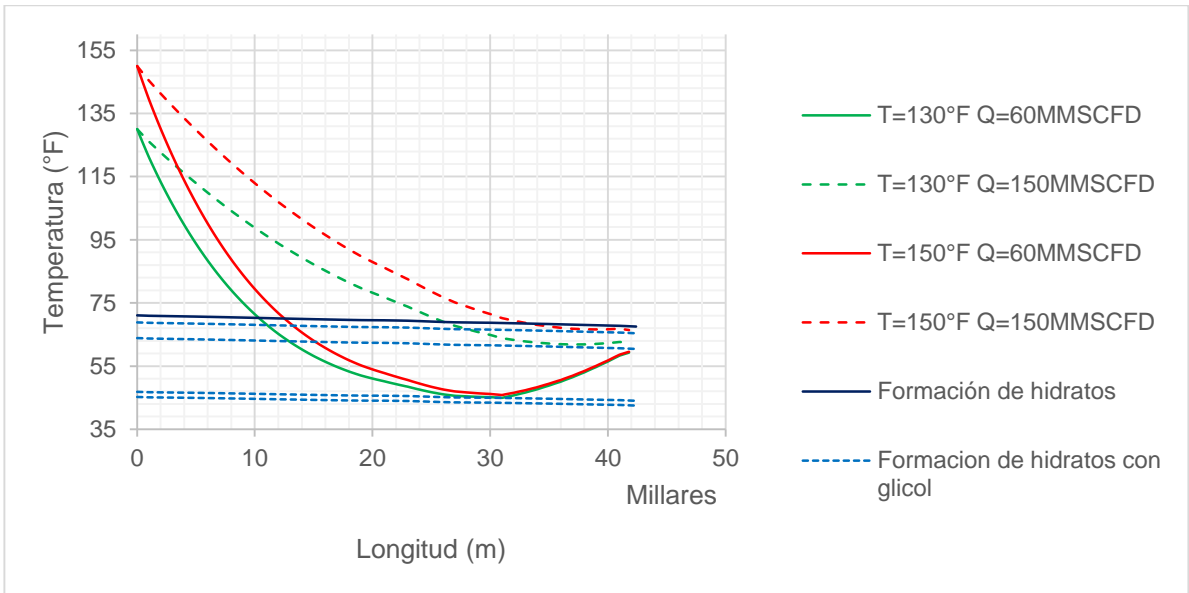
**Figura 48. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas seco en la línea Kronos-Plataforma para un escenario determinado.**



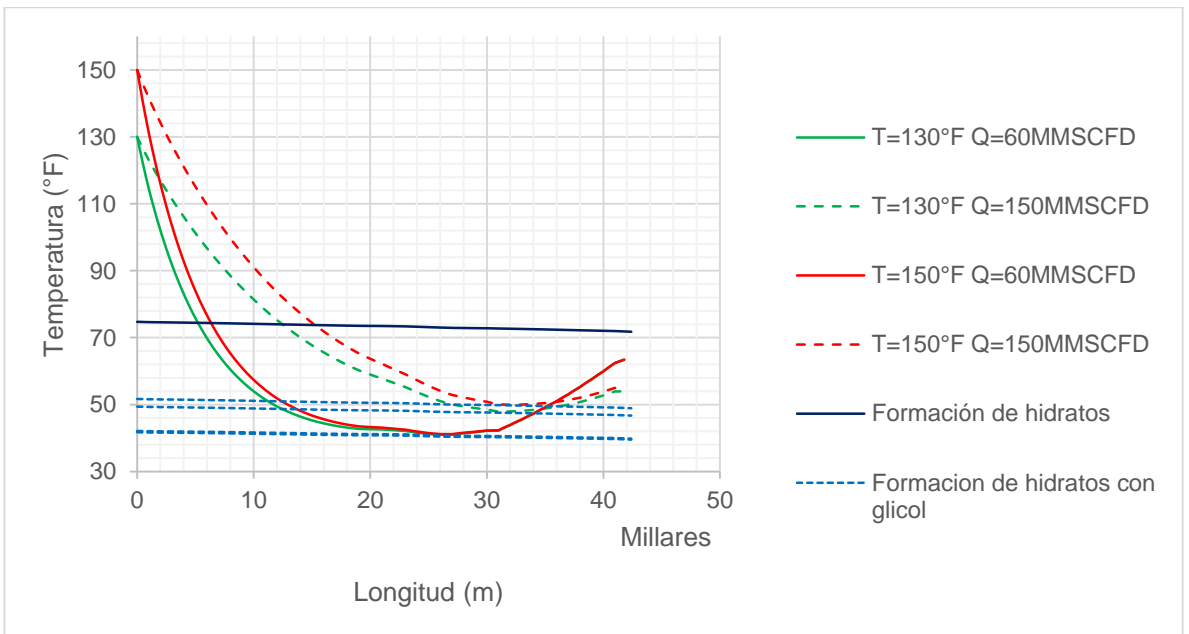
**Figura 49. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas condensado en la línea PurpleAngel-Plataforma para un escenario determinado.**



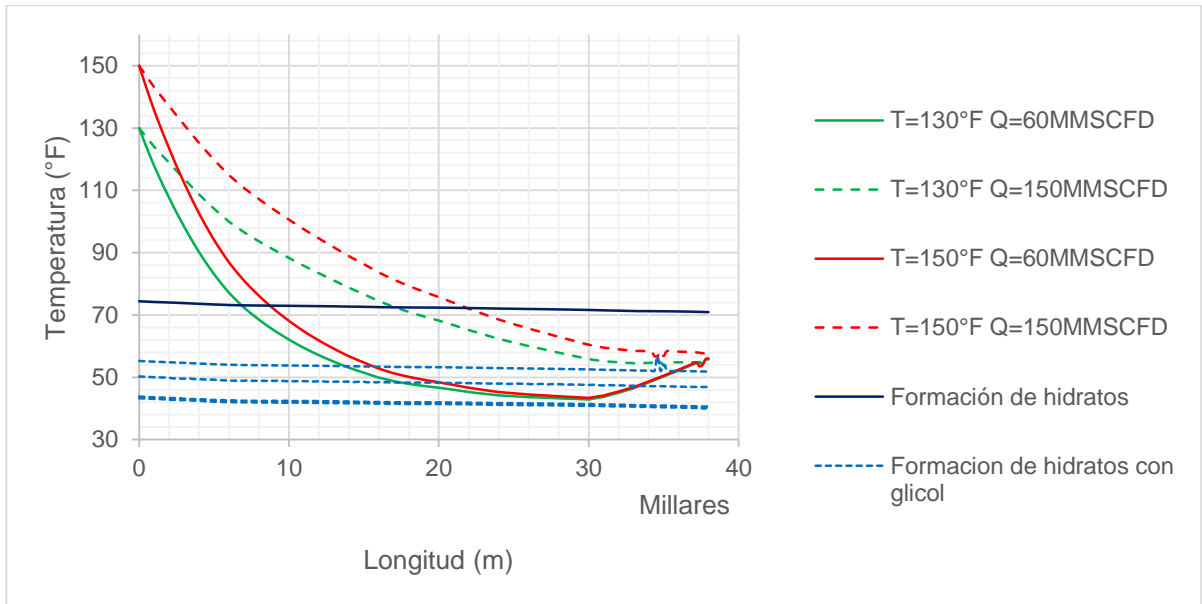
**Figura 50. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas rico en la línea PurpleAngel-Plataforma para un escenario determinado.**



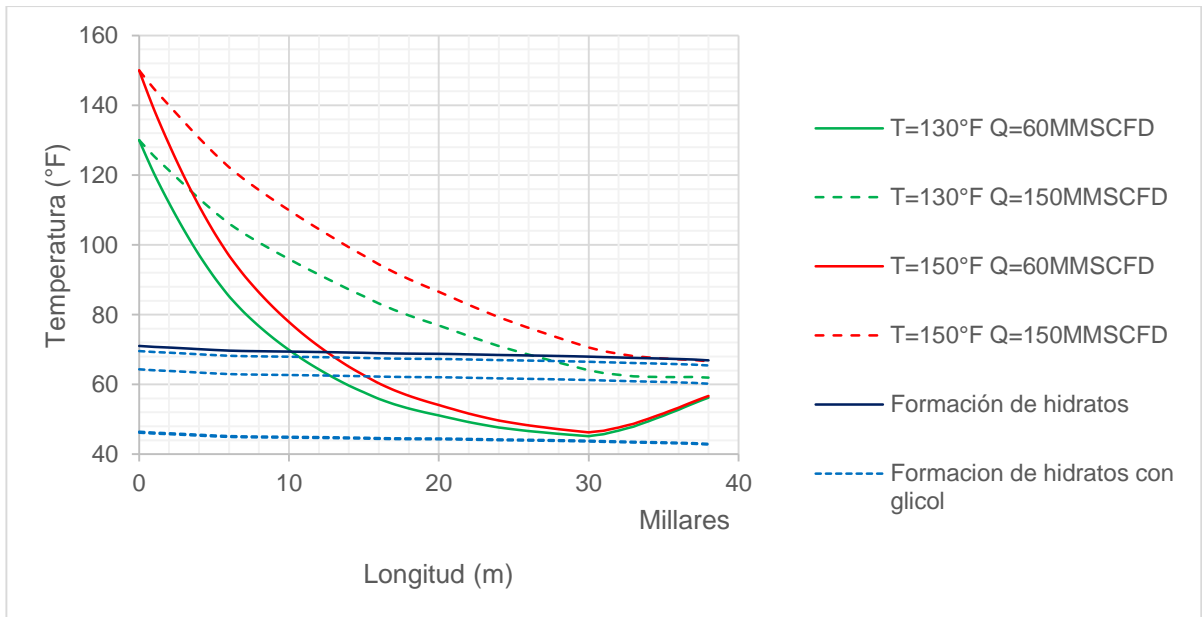
**Figura 51. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas seco en la línea PurpleAngel-Plataforma para un escenario determinado.**



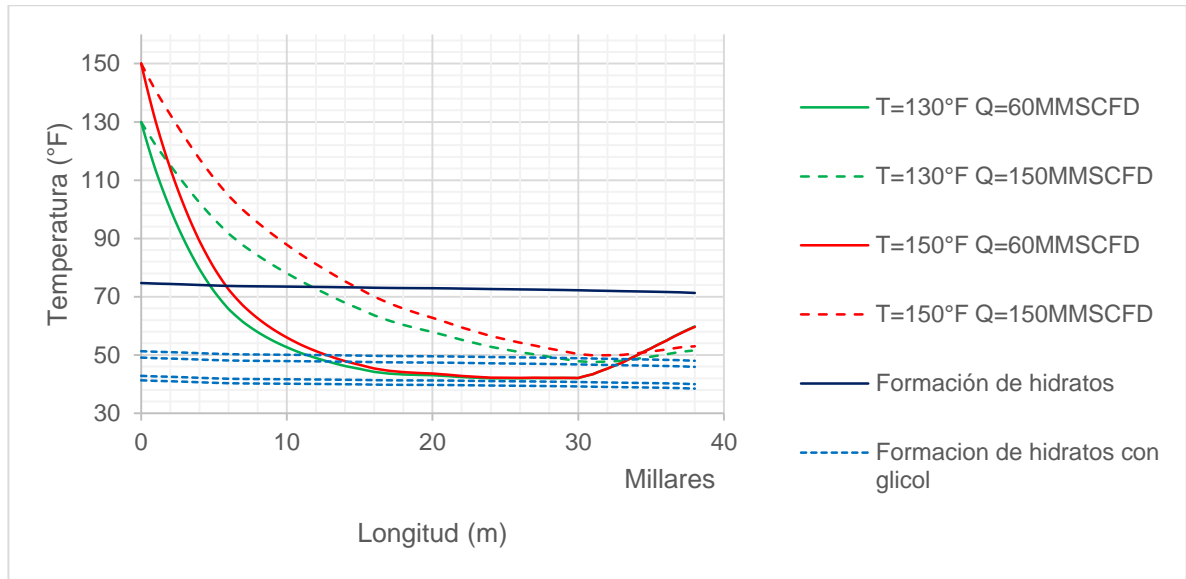
**Figura 52. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas condensado en la línea Gorgon-Plataforma para un escenario determinado.**



**Figura 53. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas rico en la línea Gorgon-Plataforma para un escenario determinado.**



**Figura 54. Perfil de temperatura y líneas de formación de hidratos para un gas seco en la línea Gorgon-Plataforma para un escenario determinado.**



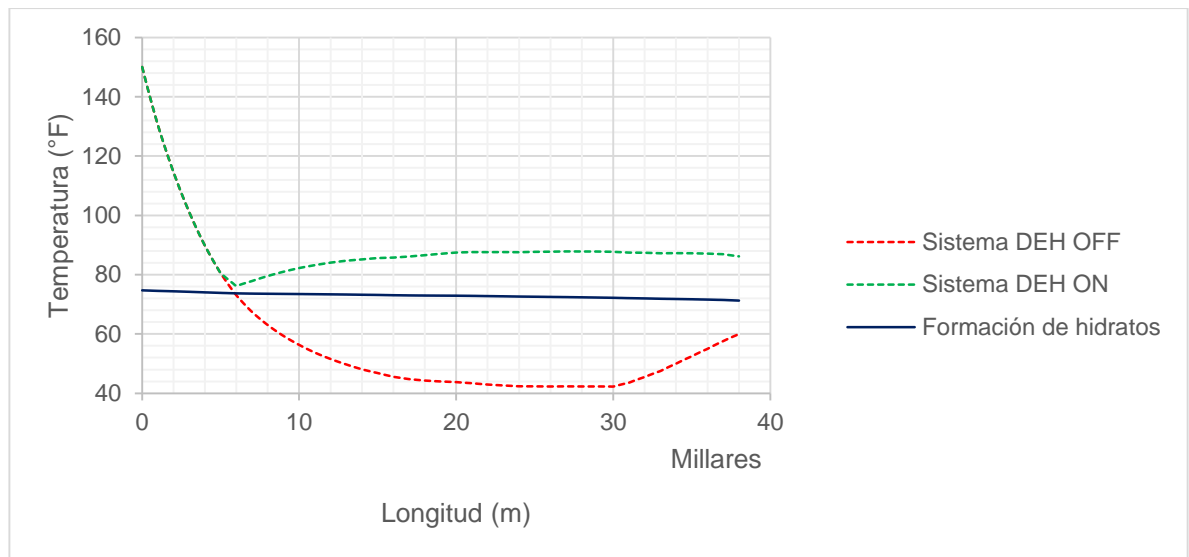
#### **5.4 ANALISIS COMPARATIVO DE FORMACION DE HIDRATOS CON INHIBICION POR MEDIO DEL SISTEMA DEH.**

El proceso de inhibición de hidratos por medio de la implementación del sistema de calentamiento eléctrico directo DEH es un método innovador aplicado en la industria del transporte de gas en gasoductos submarinos. Su objetivo principal es ubicar la temperatura de operación de la línea de transporte por encima de la temperatura máxima de formación de hidratos, garantizando el aseguramiento de flujo a lo largo de la tubería sin importar la presión de operación.

Para el análisis de resultados del impacto del sistema DEH en las líneas de transporte propuestas se tomaron como base la línea Gorgon-Plataforma y una composición de gas seco típico. Ya que bajo estas condiciones que facilitan la precipitación de hidratos se garantiza la prevención de las demás líneas sin importar la composición de gas transportada.

De acuerdo con los resultados de la Figura 55 se puede evidenciar que el sistema DEH no altera la línea de formación de hidrato; por el contrario, aumenta la temperatura de operación en la línea a un valor cercano a 90°F.

**Figura 55. Perfil de temperaturas y línea de formación de hidratos para un gas seco en la línea Gorgon-Plataforma para un escenario determinado T=150°F Q=60MMSCFD.**



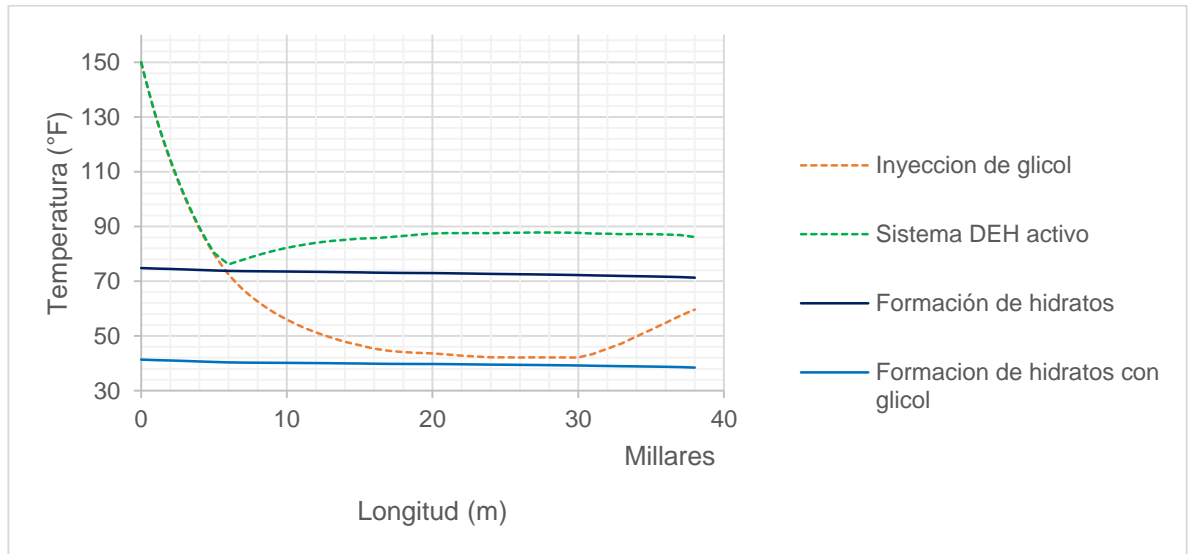
El sistema DEH se implementó a partir del 5 km de longitud, debido a que en la operación normal de la línea se presentaban hidratos de gas a partir del kilómetro 6 de la misma. Con esto se garantizó el flujo a lo largo de la tubería. Cabe mencionar que, si se esperan caudales mayores, el sistema de calentamiento eléctrico directo deberá ser implementado en longitudes más próximas al cabezal de pozo para evitar que la temperatura de operación del tramo descienda por debajo de la línea de formación de hidratos.

El sistema DEH será implementado un kilómetro antes del punto de formación inicial de hidratos de gas. ver tabla 7. De tal manera que se asegure el flujo en todas las líneas y composiciones de gas a condiciones de los escenarios propuestos.

## 5.5 ANALISIS COMPARATIVO DE FORMACION DE HIDRATOS CON INHIBICION ENTRE INYECCIÓN DE GLICOL Y CALENTAMIENTO ELECTRICO DIRECTO.

Como se puede observar en la figura 56, tanto el sistema de calentamiento eléctrico directo como la inyección de glicol representan una alternativa efectiva para la prevención de la formación de hidratos. La selección de cualquier de los dos métodos se basa en varios factores, como pueden ser el factor económico, el factor ambiental o las facilidades y equipos que requiere cada tecnología, para su implementación y correcto funcionamiento.

**Figura 56. Perfil de temperaturas y línea de formación de hidratos para un gas seco en la línea Gorgon-Plataforma para un escenario determinado T=150°F Q=60MMSCFD.**



En la figura 56 se puede evidenciar que los dos métodos de inhibición de hidratos operan de una manera diferente en cuanto a los parámetros de operación de la línea. Si bien la inyección química de glicol reduce la temperatura máxima de formación de hidratos desde 77°F hasta 41°F, el sistema de calentamiento eléctrico

directo no varía este parámetro. Por el contrario aumenta la temperatura de operación de la línea, llevándola hasta 90°F progresivamente.

## 5.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS (DEH vs GLICOL)

Para realizar el análisis comparativo entre el sistema de calentamiento eléctrico directo y la inyección de glicol, se debe realizar un proceso estadístico acerca de los costos que conlleva la implementación de cada una de las tecnologías. Para esto, es necesario tener en cuenta factores como equipos necesarios, recursos energéticos, volúmenes de químicos y longitud de la línea. Ver tabla 14 y 16. Se determinaron los costos con base a los costos típicos de implementación de las tecnologías.

El análisis estadístico se realizó con base a la longitud de la línea. Ver tabla 9.

**Tabla 9. Costos típicos de implementación de los métodos de inhibición de hidratos de gas.**

<b>COSTOS TÍPICOS DE IMPLEMENTACIÓN</b>					
<b>LONGITUD (KM)</b>	50	100	200	500	10000
<b>SISTEMA DEH (\$ MILLONES DE DÓLARES)</b>	62,01	112,47	213,39	516,15	1020,75
<b>INYECCIÓN DE GLICOL (\$ MILLONES DE DÓLARES)</b>	7171,5	14203,9	28378,98	70898,7	141767,1

Fuente. Modificado de Gideon, 2013.

Los costos estimados de cada tecnología fueron determinados a partir de la suma de varios factores determinados estadísticamente de la literatura. Ver Tabla 14 y 16.

A partir de los costos estimados para la implementación de las diferentes tecnologías se determinó una correlación para el cálculo de los costos estimados en base a la longitud de la línea.

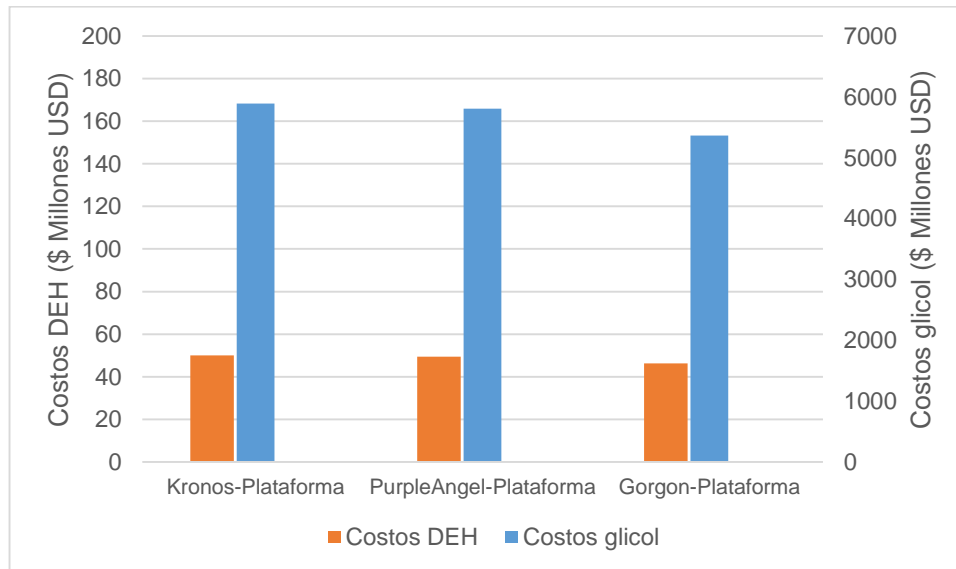
$$\text{Costos de inyección de glicol} = 141,75 * \text{Longitud} + 21,674 \quad (11)$$

$$\text{Costos de sistema DEH} = 1,0141 * \text{Longitud} + 8,1251 \quad (12)$$

**Tabla 10. Costos estimados de cada línea propuesta.**

COSTOS ESTIMADOS DEL PROYECTO			
LÍNEA	LONGITUD (Km)	COSTOS GLICOL (\$Millones)	COSTOS DEH (\$Millones)
Kronos-Plataforma	41,4	5890,124	50,10884
PurpleAngel-Plataforma	40,8	5805,074	49,50038
Gorgon-Plataforma	37,7	5365,649	46,35667

**Figura 57. Comparación económica de los métodos de inhibición de hidratos.**



De los resultados obtenidos se determinó que el sistema de calentamiento eléctrico directo representa la alternativa de mayor viabilidad debido a que es más factible en

términos técnicos y económicos que la inyección química de glicol como método de prevención de formación de hidratos de gas.

El sistema de calentamiento eléctrico directo es un método de inhibición de hidratos de fácil implementación. Sin embargo, no está exento de presentar dificultades técnicas u operacionales a lo largo de la vida del proyecto. Sus principales desventajas son la gran cantidad de energía que se requiere en la implementación y su predisposición a ocasionar problemas de corrosión en la tubería, lo cual se ve reflejado en un aumento en los costos de operación.

No obstante, el sistema DEH toma fuerza en la industria del transporte de gas costa fuera gracias a que representa una alternativa mucho más económica que la inyección de químicos en especial el glicol. Esto se da, debido a que la inyección de glicol ocasiona mayores desafíos en el transporte de grandes volúmenes de inhibidor requerido, los sistemas en superficie para su posterior regeneración son robustos, costosos y ocupan grandes superficies. Además, su efecto en el medio ambiente no es aceptado en ciertas zonas del planeta.

Como se puede ver en la Figura 57, el sistema calentamiento eléctrico representa una disminución de 900% en los costos estimados totales del desarrollo del proyecto de inhibición de hidratos para las 3 líneas propuesta en esta investigación.

Como resultado final se concluye que el método de inhibición de hidratos seleccionado para los diferentes escenarios planteados de un posible campo offshore del caribe colombiano con características similares al análisis paramétrico propuesto es el sistema de calentamiento eléctrico directo DEH.

## 6. CONCLUSIONES

- La selección del método empleado para inhibir la formación de hidratos durante el transporte del gas en tuberías submarinas se basa en parámetros técnicos, económicos, y ambientales dentro de los cuales el método de calentamiento eléctrico directo DEH toma fuerza por su importante reducción de riesgos de carácter ambiental, reducción de costos operativos y la facilidad técnica en su implementación.
- El diámetro de las líneas a implementar, es un parámetro que afecta la longitud en la cual se presentara la formación de hidratos, sin embargo, se determinó que el cambio en dicha longitud no es tan significativo teniendo en cuenta la relación costo-beneficio, pues las tuberías de diámetros mayores representan mayores costos de inversión.
- El análisis paramétrico realizado permite definir algunos parámetros y establecer escenarios que se pueden presentar en el desarrollo del proyecto en la zona de interés. Se determino que a mayores caudales se atrasa el punto inicial de precipitación de hidratos y que al presentarse una menor temperatura en cabeza de pozo, se adelantará este punto de precipitación. Además, se evidencio que el gas seco facilita la formación del hidrato en la línea en un punto más próximo al cabezal de pozo con respecto a las demás composiciones y así mismo que la línea gorgón-plataforma es la línea en la cual se presenta más rápido la precipitación de hidratos debido a su perfil batimétrico, que presenta mayor lámina de agua y mayores cambios de elevación.
- El calentamiento eléctrico directo DEH muestra ser una alternativa probada a emplear en el transporte de gas en condiciones de fondo marino. Su operación

no afecta las condiciones de formación de hidratos, por el contrario, permite aumentar la temperatura de las líneas a una temperatura superior a la máxima temperatura de formación de hidratos, facilitando así la operación en la línea y garantizando el aseguramiento de flujo a cualquier presión de operación.

## 7. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio posterior acerca de la implementación de aislamientos o enterramiento de las tuberías submarinas con sistemas DEH en el caribe colombiano
- Realizar un estudio técnico-económico comparando todas de las tecnologías de calentamiento eléctrico entre sí, para un campo del caribe colombiano.
- Realizar un análisis paramétrico posterior variando caudales de mayor tasa.

## BIBLIOGRAFÍA

ADLAM, John. The Norne field development overview. Offshore Technology Conference. Houston: OTC. 1995

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Un mar de oportunidades. Competencias necesarias para la construcción de una industria de talla mundial. Colombia Genera 2017- La ANDI habla de petróleo, energía, minería y gas. Cartagena: ANH. 2017

AHLEN, C., TORKILDSEN, B., & KLEVJER Gennifer. Electrical Induction Heating System of Subsea Pipelines. International Offshore and Polar Engineering Conference San Francisco: The International Society of Offshore and Polar Engineers. 1992

BAKER, Peter. Active Flowline Heating Technologies As Alternative Flow Assurance Management Techniques. Asia: S2V Consulting. 2015

BRITISH PETROLEUM. Statistical Review World Energy: [en línea] disponible en: [http://www.bp.com/es\\_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2016/bp-statistical-review-world-energy-2016.html](http://www.bp.com/es_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2016/bp-statistical-review-world-energy-2016.html)

BURMAN, Jack., KELLY, Gennifer., RENFRO, Kevin., & SHIPPER, Daniel. Independence Project Completion Campaign; Executing the Plan. SPE Annual Technical Conference. Anaheim: SPE. 2007

FISHER ROTH, Rebecca. Direct Electrical Heating of Flowlines - Guide to uses and Benefits. Offshore Technology Conference Rio de Janeiro: OTC. 2011

GIDEON AKPABIO, Moses. Cold Flow in Long-Distance Subsea Pipelines. Trondheim: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología. 2013

HESJEVIK, Sven. Morten., & OLSEN, Stein. Cathodic protection design of submarine pipelines with direct electric heating. NACE International Corrosion Conference Houston: NACE International. 2013

HUNDSEID, Jan., FLATEN, Gunnar., & KLARA FOSSUM, Torbjorg. Subsea System Design for the HPHT Kristin Field Development. Thermal and Pressure loads. Offshore Technology Conference. Houston: OTC. 2004

NIKHIL, Joshi., & BUK, Bob. Mitigating Flow Assurance Challenges Using Subsea Meters on Independence Hub. Offshore Technolgy Conference Houston: OTC. 2008

KAN, Amy., FU, Gongmin., WATSON, Malene., & TOMSON, Mason. Effect of hydrate inhibitors on oilfield scale formation and inhibition. Society of Petroleum Engineers Aberdeen: Society of Petroleum Engineers Inc. 2002

LACOTTE, Luc., LOPEZ, Audrey., RIVIERE, Luc., & ANFRAY, Jerome. Deep Offshore - Needs for Subsea / Topsides Integrated Approach. Offshore Technology Conference Houston: OTC. 2015

LENES, Atle., LERVIK, Jens Kristian., KULBOTTEN, Harald., & NYSVEEN, Arne. Hydrate Prevention on Long Pipelines by Direct Electrical Heating. SINTEF Energy Research Trondheim: Statoil. 2005

LERVIK, Jens Kristian., & HOYER-HANSEN, Martin. New Developments of Direct Electrical Heating for Flow Assurance. International Offshore and Polar Engineering Conference Rhodes, Greece: International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE). 2012

LERVIK, Jens Kristian., & HOYER-HANSEN, Martin. New Developments of Direct Electrical Heating for Flow Assurance. International Offshore and Polar Engineering Conference Rhodes, Greece: International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE). 2012

LERVIK, Jens. Kristian., & KULBOTTEN, Harald. Direct Electrical Heating for Shallow Water Installations during Continuous Operation. International Offshore and Polar Engineering Conference. Vancouver: The International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE). 2008

LERVIK, Jens Kristian., & SOLHEIM, Kristian Thinn. Design of DEH Systems for Hydrate Management. International Ocean and Polar Engineering Conference. Busan, Korea: International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE). 2014

LERVIK, Jens Kristian., AHLBECK, Martin., RAPHAEL, Henry., LAUVDAL, Terje., & HOLEN, Petter. Direct Electrical Heating of Pipelines as a Method of Preventing Hydrate and Wax Plugs. International Offshore and Polar Engineering Conference. Montreal: The International Society of Offshore and Polar Engineers. 1998

LERVIK, Jens Kristian., IVERSEN, Øyvind., & NYSVEEN, Arne. Low Power DEH System for Flow Assurance. International Ocean and Polar Engineering Conference . Hawaii: International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE). 2015

LERVIK, Jens Kristian., IVERSEN, Øyvind., & SOLHEIM, Kristian Thinn. High Frequency Heating of Subsea Oil Production Pipelines. International Ocean and Polar Engineering Conference. Rhodes, Greece: International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE). 2016

LIM, F., BRIDGE, C., & HATTEN, S. Structural Damping Test for the BP Shah Deniz Risers. Offshore Technology Conference. Houston: OTC. 2005

LOUVET, E., GIRAUDBIT, S., & SEGUIN, B. Active Heated Pipe Technologies for Field Developments Optimisation. Offshore Technology Conference. Kuala Lumpur: OTC. 2016

MARTINEZ, Isidoro. Termodinámica del océano. Madrid: Universidad Politecnica de Madrid. 2017

MINISTERIO DE ENERGIA DE NORUEGA. Norwegian Petroleum. 2017 [en línea] disponible en: <http://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/>

MUNKVOLD, Fridtjov Ravn, & KNOFF, Thomas. Tyrihans Field Development. Society of Petroleum Engineers. Vienna: SPE. 2006

NAVA, Zhaira Elena., ROJAS, Marisela., MARTINEZ MARCANO, Nelson Gabriel., TRUJILLO, Jorge Nicolas, RIGUAL, Yobiris Celia, & GONZALES, Camilo. Hydraulic Evaluation of Transport Gas Pipeline on Offshore Production. International Petroleum Technology. Bangkok. 2011

NYSVEEN, A., KULBOTTEN, H., LERVIK, J. K., & BØRNES, H. Direct Electrical Heating of Subsea Pipelines- Technology Development and Operating Experience.

Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2007

ODLAND, J. The Norne Production Ship. Offshore Technology Conference. Houston: OTC. 1995

PAEZ, J., BLOK, R., VAZIRI, H., & ISLAM, M. Problems in Gas Hydrates: Practical Guidelines for Field Remediation. Society of Petroleum Engineers. Buenos Aires: Society of Petroleum Engineers Inc. 2001

PATEL, Z., & RUSSUM, J. Offshore Magazine. Obtenido de Flow assurance: Chemical inhibition of gas hydrates in deepwater production systems: 26 de Junio de 2010 [en línea] disponible en: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-70/issue-6/subsea/flow-assurance-chemical-inhibition-of-gas-hydrates-in-deepwater-production-systems.html>

RANGEL HONAISSER, Eduardo Henrique., AGRA MENDES, Diego., & SENICO CARVALHO, Henrique. Comparative Study of Cargo Oil System Configurations. International Offshore and Polar Engineering Conference. Lisboa: The International Society of Offshore and Polar Engineers(ISOPE). 2007

REPSOL . Matriz Energetica Mundial . 13 de Noviembre de 2015 [en línea] disponible en: [https://www.repsol.com/pt\\_pt/corporacion/conocer-repsol/contexto-energetico/matriz-energetica-mundial/](https://www.repsol.com/pt_pt/corporacion/conocer-repsol/contexto-energetico/matriz-energetica-mundial/)

REVISTA COLOMBIA ENERGIA. Costa afuera, oportunidades en el mar profundo. Colombia Energia, 56-57. 2016

RØTJER, Tom. The Ormen Lange Langed Development. Offshore Technology Conference Houston: OTC. 2007

SOLHEIM, Kristian Thinn., LERVIK, Jens Kristian., & HOEYER-HANSEN, Martin. Direct Electrical Heating Closer to Subsea Structures. International Ocean and Polar Engineering Conference Rhodes, Greece: International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE). 2016

TOTAL. Kaombo: An ambitious ultra-deep-water offshore project. 18 de Octubre de 2015 [en línea] disponible en: <http://www.total.com/en/energy-expertise/projects/oil-gas/deep-offshore/kaombo-ultra-deepwater-offshore-project>

URDAHL, Olav., BØRNES, Atle Harald., KINNARI, Keijo., & HOLME, Ragnhild. Operational Experience by Applying Direct Electrical Heating for Hydrate Prevention. Offshore Technology Conference Houston: Offshore Technology Conference. 2003

VELASCO IBAÑEZ, Yatzil Claudian. Aplicación del aseguramiento de flujo en aguas profundas. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. 2011

## ANEXOS

### Anexo A. Campos con sistema de calentamiento eléctrico DEH implementados a nivel mundial.

Campos ultraprofundos con sistema electrico directo														
Nombre	Operador	Año	Ubicación	Tipo de fluido	Columna agua (m)	Profundidad (m)	Distancia costa (km)	Diametro tubería (in)	Rango poder (mw)	Material tubería	Distancia tie back (km)	Deh riser cable	Método de instalación de la tubería	U value w/m2k
Asgard	Statoil	2000	Mar del norte	Gas condensado	270	4850	200	9,0	0,8 -1,4	13% cr	8,5	4*1600 mm2	Reeling	5
Huldra	Statoil	2002	Mar del norte	Gas condensado	125	3800	140	8,0	2,0	13% cr	16,0	2*800m m2	Reeling	3,6
Kristin	Statoil	2004	Mar del norte	Gas condensado	370	4500	400	10,0	1,5 - 1,6	13% cr	6,7	4*1600 mm2	Reeling	8
Urd	Statoil	2005	Mar del norte	Aceite	380	2100	210	12,5	2,0	Carbon steel with clad	9,0	4*1600 mm2	Reeling	4,0
Norne	Statoil	2005	Mar del norte	Gas condensado	380	2525	195	12,6	2,0	-	9,0	-	-	4

Campos ultraprofundos con sistema electrico directo														
Nombre	Operador	Año	Ubicación	Tipo de fluido	Columna agua (m)	Profundidad (m)	Distancia costa (km)	Diámetro tubería (in)	Rango poder (mw)	Material tubería	Distancia tie back (km)	Deh riser cable	Método de instalación de la tubería	U value w/m2k
Ormenlange	Shell - statoil	2006	Mar del norte	Gas condensado	1100	2900	120	30,0	6,4	Carbono	20,0	-	J-lay	20
Tyrihans	Statoil	2007	mar del norte	Gas condensado	285	3700	220	18,0	10,0	Carbon steel with clad	43,0	1600+1700 mm2 (coaxial)	S-lay	4
Mohobilomdo	Total	2008	Congo	Gas condensado	800	2340	70	12,0	-	-	-	-	-	-
Alve	Statoil	2008	Mar del norte	Gas condensado	370	3600	16	12,0	2,4	Carbon steel with clad	16,0	Utiliza urd (4*1600 mm2)	Reeling	3,5
Olowi	Saipem	2009	Gabón	Gas y aceite	50	2500	18	10,8	3 - 5	-	4,3	1000mm2	S-lay	4,5
Morvin	Statoil	2009	Mar del norte	Gas condensado	375	4600	200	10,5	3,8	13%cr	20,7	Power umbilical coaxial	Reeling	5

Campos ultraprofundos con sistema electrico directo														
Nombre	Operador	Año	Ubicación	Tipo de fluido	Columna agua (m)	Profundidad (m)	Distancia costa (km)	Diámetro tubería (in)	Rango poder (mw)	Material tubería	Distancia tie back (km)	Deh riser cable	Método de instalación de la tubería	U value w/m2k
Skarv	British petroleum	2010	Mar del norte	Gas condensado	400	3500	80	12,0	-	Carbon with clad	13,0	1200+1 300mm2 (coaxial)	Reeling	8
Skuld	Statoil	2011	Mar del norte	Gas condensado	360	3158	26	14	-	Carbon with clad	25	4*1600 mm2	Reeling	-
Shah deniz	British petroleum	2014	Azerbaiyán mar caspio	Gas natural	600	7300	70	12,0	-	Carbono	43,0	1200+1 300mm2 coaxial( static)	S-lay	-
Lianzi	Chevron	2014	Congo	Gas condensado	1050	2650	105	12,0	-	Carbono	43,0	1600+1 800 mm2 coaxial	Reeling	8
Jubilee 1a	Tullow ghana limited	2012	Ghana	Gas condensado	1100	3802	60	12,0	-	-	-	-	-	-
Papa-terra	Petrobras	2013	Brasil	Aceite	1200	1800	110	6,0	100,0	Flexible	27,0	-	-	3

Campos ultraprofundos con sistema electrico directo														
Nombre	Operador	Año	Ubicación	Tipo de fluido	Columna agua (m)	Profundidad (m)	Distancia costa (km)	Diámetro tubería (in)	Rango poder (mw)	Material tubería	Distancia tie back (km)	Deh riser cable	Método de instalación de la tubería	U value w/m2k
Jangkrik	Eni	2014	Indonesia	Gas natural	425	2849	51	14,0	-	-	-	-	-	-
Maria	Winters hall norgue	2015	Mar del norte	Gas condensado	243	4216	200	14,0	-	Carbono	26,0	4*1600 mm2	-	-

**Anexo B. Comparación cualitativa de las ventajas y desventajas de los métodos de inhibición de hidratos.**

<b>TECNOLOGIA</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
<b>Inhibidores termodinámico (Metanol y etilenglicol)</b>	Son aditivos químicos utilizados en los sistemas de producción de gas para controlar la formación de hidratos. Alteran las condiciones de formación de hidratos desplazando la curva de equilibrio hacia menores temperaturas y mayores presiones.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1).Un historial comprobado.</li> <li>2).Eficaz y robusto.</li> <li>3).Predecible</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1).Tóxico y perjudicial para el medio ambiente.</li> <li>2).Aumenta la corrosión</li> <li>3).Volúmenes elevados (10-60% en peso). Mayor CAPEX y OPEX</li> <li>4).Perdidas por volatilidad.</li> </ol>
<b>Inhibidores de baja dosificación</b>	Modifica la reología del sistema. Retrasa el crecimiento del hidrato. También crea una suspensión no aglomerada que es fácil de transportar.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1).Ambientalmente amigable</li> <li>2).Retrasa el corte de agua.</li> <li>3).Mano de obra reducida.</li> <li>4).Menor toxicidad</li> <li>5).Reducción de CAPEX y OPEX</li> <li>6).Menor volumen (&lt;1% en peso)</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1).Dependencia del tiempo</li> <li>2).Son necesarias pruebas específicas del sistema.</li> <li>3).Restringido a bajos cortes de agua.</li> <li>4).Baja compatibilidad.</li> <li>5).Experiencia limitada.</li> </ol>

TECNOLOGIA	DESCRIPCION	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<b>Calentamiento eléctrico directo</b>	Paso de una gran corriente eléctrica a través de la tubería para generar calor que mantendrá el fluido transportado a una temperatura determinada. Utiliza Corriente alterna (CA).	<b>1).</b> Amigable con el medio ambiente <b>2).</b> Sin uso de químicos. <b>3).</b> No hay riesgo de despresurización <b>4).</b> Reducción de CAPEX y OPEX <b>5).</b> Tecnología probada <b>6).</b> Buen historial	<b>1).</b> Alto consumo de energía para largas distancias. <b>2).</b> Puede ocasionar corrosión de la tubería. <b>3).</b> El fallo del cable puede generar daños en la tubería y cortocircuito de corriente.

**Fuente.** Modificado de Gideon, 2013.

**Anexo C. Comparación cualitativa de las diferentes tecnologías de inhibición de hidratos.**

<b>TECNOLOGÍAS DE INHIBICIÓN DE HIDRATOS</b>			
	<b>THIS</b>	<b>LDHIS</b>	<b>DEH</b>
<b>PARÁMETROS TÉCNICOS</b>			
<b>Aplicación del sistema</b>	Aceite, gas y condensado	Aceite, gas y condensado	Aceite, gas y condensado
<b>Subenfriamiento</b>	Hasta 30°C, pero depende del corte de agua y la presión.	Limitado de 8-14°C	No tiene efecto.
<b>Viscosidad</b>	Hasta 30% pero no es problemático	Hasta 30% pero no es problemático	Ayuda a reducir la viscosidad
<b>Corte de agua</b>	Maneja todos los cortes de agua pero lo normal es de 20-40%	No tiene limitación si la cantidad necesaria es utilizada, lo normal es de 20-30%.	No tiene efecto.
<b>GOR</b>	No tiene efecto, altos GOR y cortes de agua aumentan la dificultad del transporte del fluido.	No tiene efecto, altos GOR y cortes de agua aumentan la dificultad del transporte del fluido.	No tiene efecto.
<b>Rango distancia de tubería</b>	10-200km con aislamiento.	10-200km con aislamiento.	50-200km
<b>Requerimiento de químicos</b>	De 10-60% en volumen. Mayor corte de agua necesita mayor volumen.	Menor de 1% en volumen, depende del agua producida.	No requiere.

<b>TECNOLOGÍAS DE INHIBICIÓN DE HIDRATOS</b>			
	<b>THIS</b>	<b>LDHIS</b>	<b>DEH</b>
<b>Infraestructura importante</b>	Equipo de regeneración, tanques de almacenamiento, umbilicales de transporte y bomba de gran potencia.	Umbilicales de alimento, tanques pequeños de almacenamiento y bomba de menor potencia. No requiere equipo de regeneración.	Generador de potencia, transformadores y cables alimentadores de potencia.
<b>PARÁMETROS AMBIENTALES</b>			
<b>contaminación del agua</b>	Polución toxica y contaminantes al ambiente marino.	Menor toxicidad	Cero poluciones, pero requiere grandes demandas de energía.
<b>PARÁMETROS ECONÓMICOS</b>			
<b>CAPEX</b>	Muy alto	Alto	Bajo
<b>OPEX</b>	Muy alto	Alto	Bajo

**Fuente.** Modificado de Gideon, 2013.

**Anexo D. Costos para tubería submarina aislada con inyección de glicol.**

<b>INYECCIÓN QUÍMICA DE GLICOL</b>					
<b>LONGITUD DE LA LINEA</b>	50km	100km	200km	500km	1000km
<b>TUBERÍAS DE INYECCIÓN</b>	21,9	43,8	87,5	218,8	437,5
<b>TANQUES Y VÁLVULAS</b>	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
<b>BOMBA</b>	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
<b>RED DE DISTRIBUCIÓN</b>	1	1	1	1	1
<b>SISTEMA DE REGENERACIÓN</b>	182,9	365,7	731,5	1828,7	3657,4
<b>ASUMIENDO REGENERACIÓN</b>					
<b>TIEMPO (HORAS)</b>	4,6	9,3	18,5	46,3	92,5
<b>%WT (GLICOL/AGUA)</b>	1	1	1	1	1
<b>VOLUMEN REQUERIDO POR TRAMO</b>	493 <i>m<sup>3</sup>/50km</i>	987 <i>m<sup>3</sup>/50km</i>	1974 <i>m<sup>3</sup>/50km</i>	4934 <i>m<sup>3</sup>/50km</i>	9869 <i>m<sup>3</sup>/50km</i>
<b>VOLUMEN REQUERIDO (LITROS)</b>	4934,41	9868,82	197737,64	49344,1	98688,2
<b>COSTO POR LITRO DE GLICOL</b>	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
<b>TOTAL (\$ millones de dólares)</b>	<b>7171,5</b>	<b>14203,9</b>	<b>28378,98</b>	<b>70898,7</b>	<b>141767,1</b>

Fuente. Modificado de Gideon, 2013.

**Anexo E. Costos para tubería submarina aislada con inyección de inhibidores de baja dosificación.**

<b>INYECCIÓN QUÍMICA DE LDHIS</b>					
<b>LONGITUD DE LA LÍNEA</b>	50km	100km	200km	500km	1000km
<b>TANQUES DE ALMACENAMIENTO Y SISTEMA DE INYECCIÓN.</b>	1	1	1	1	1
<b>SIN REGENERACIÓN</b>					
<b>TIEMPO (HORAS)</b>	2,3	4,6	9,3	23,1	46,3
<b>%WT (LDHIS/AGUA)</b>	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
<b>VOLUMEN REQUERIDO POR TRAMO</b>	246.7 <i>m<sup>3</sup>/50km</i>	493 <i>m<sup>3</sup>/50km</i>	987 <i>m<sup>3</sup>/50km</i>	2467 <i>m<sup>3</sup>/50km</i>	4934 <i>m<sup>3</sup>/50km</i>
<b>VOLUMEN REQUERIDO (LITROS)</b>	49,3	986,9	1973,8	4934,4	9868,8
<b>COSTO POR LITRO DE GLICOL</b>	10	10	10	10	10
<b>TOTAL (\$ millones de dólares)</b>	<b>544,4</b>	<b>1087,9</b>	<b>2184,8</b>	<b>5435,4</b>	<b>10869,8</b>

Fuente. Modificado de Gideon, 2013.

**Anexo F. Costos para tubería submarina aislada con sistema de calentamiento eléctrico directo.**

<b>SISTEMA DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO DEH</b>					
<b>LONGITUD DE LA LINEA</b>	50km	100km	200km	500km	1000km
<b>INSTALACIÓN DEL SISTEMA</b>	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
<b>INSTALACIÓN DEL RISER</b>	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
<b>EQUIPO DE SUPERFICIE</b>	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
<b>CABLES Y EQUIPO RELEVANTE</b>	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
<b>VARIABLE</b>					
<b>TUBERÍA AISLADA</b>	50	100	200	500	1000
<b>POTENCIA REQUERIDA</b>	10 kW	20kW	40kW	100kW	200kW
<b>COSTO POR KW</b>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>COSTO DEL CALENTAMIENTO ELÉCTRICO (OPEX)</b>	0,46	0,92	1,84	4,6	9,2
<b>TOTAL (\$ millones de dólares)</b>	<b>62,01</b>	<b>112,47</b>	<b>213,39</b>	<b>516,15</b>	<b>1020,75</b>

Fuente. Modificado de Gideon, 2013.