

## Modelado y análisis de temperatura y composición del gas para la evaluación del riesgo de formación de hidratos en gasoductos submarinos

Modeling and analysis of gas temperature and composition for assessing the risk of hydrate formation in submarine gas pipelines.

Pedro Ángel Alama Morán <sup>1\*</sup>  Luis David Moncada Torres <sup>2</sup> 

<sup>1</sup>Escuela de Posgrado, Universidad Nacional de Trujillo. Av. Juan Pablo II s/n –Ciudad Universitaria, Trujillo, Perú.

<sup>2</sup>Facultad de Ingeniería Química, Universidad Nacional de Trujillo, Av. Juan Pablo II s/n – Ciudad Universitaria, Trujillo, Perú. [lmoncadat@unitru.edu.pe](mailto:lmoncadat@unitru.edu.pe)

\* Autor correspondiente: [p861101024@unitru.edu.pe](mailto:p861101024@unitru.edu.pe) (P. Alama)

DOI: [10.17268/scien.inge.2026.02.02](https://doi.org/10.17268/scien.inge.2026.02.02)

### RESUMEN

Los hidratos de gas (HG), también conocidos como clatratos, representan una amenaza operativa crítica en sistemas de transporte de gas natural en ambientes costa afuera, especialmente bajo condiciones de alta presión y baja temperatura. Por ello, se presenta un marco computacional para evaluar el riesgo de formación de hidratos en gasoductos de aguas profundas bajo condiciones operativas costa afuera del Perú. Se integran tres modelos en Python: (1) una herramienta predictiva basada en la correlación de Towler y Mokhatab, extendida para simular la sensibilidad a variaciones en la gravedad específica; (2) un modelo de gradiente térmico calibrado con datos oceanográficos locales, que representa la atenuación exponencial de la temperatura con la profundidad; y (3) un algoritmo de ajuste composicional que transforma mezclas de gas multicomponente en base seca a base húmeda, cuantificando el impacto del contenido de agua sobre la estabilidad de los hidratos. Los modelos son validados con datos representativos de campo en Talara, lo que permite identificar zonas de inestabilidad termodinámica y umbrales composicionales críticos. Los resultados muestran que las mezclas con mayor contenido de etano desplazan la temperatura de formación hacia valores más altos y aportan criterios técnicos para la gestión del riesgo en ductos submarinos.

**Palabras clave:** Operaciones costa afuera; Tratamiento de gas natural; Formación de hidratos; Condiciones críticas; Simulación \_Python.

### ABSTRACT

Gas hydrates (HGs), also known as clathrates, represent a critical operational threat in natural gas transportation systems in offshore environments, especially under high-pressure, low-temperature conditions. Therefore, a computational framework is presented to assess the risk of hydrate formation in deep-water gas pipelines under offshore operating conditions in Peru. Three Python models are integrated: (1) a predictive tool based on the Towler and Mokhatab correlation, extended to simulate sensitivity to variations in specific gravity; (2) a thermal gradient model calibrated with local oceanographic data, representing the exponential attenuation of temperature with depth; and (3) a compositional adjustment algorithm that transforms multicomponent gas mixtures from a dry to a wet basis, quantifying the impact of water content on hydrate stability. The models are validated with representative field data from Talara, allowing the identification of thermodynamic instability zones and critical compositional thresholds. The results show that mixtures with higher ethane content shift the formation temperature to higher values and provide technical criteria for risk management in subsea pipelines.

**Keywords:** Offshore operations; Natural gas processing; Hydrate formation; Critical conditions; Simulation\_Python.

### 1. INTRODUCCIÓN

El estudio de los hidratos de gas se remonta al siglo XIX, y su relevancia ha crecido notablemente en las últimas décadas, con más de 24 000 publicaciones registradas en 2021 (Elhenawy et al., 2022). En ambientes de aguas profundas, las condiciones extremas favorecen la nucleación de hidratos, lo que puede comprometer la seguridad operativa y la eficiencia del transporte (Cubillos Ramírez et al., 2022; Ibrahim, 2023).



Para enfrentar este desafío, se desarrollan estrategias físicas como el calentamiento de líneas y la despresurización, así como soluciones químicas mediante el uso de inhibidores termodinámicos y cinéticos. Diversas revisiones han sistematizado estas técnicas, destacando la eficacia de métodos como el aislamiento térmico y el uso de inhibidores avanzados (Fonte et al., 2018). El diseño Pipe-in-Pipe, por ejemplo, ha demostrado ser eficaz en la conservación térmica del fluido, utilizando materiales aislantes como aerogel, espuma de poliuretano o cerámica, y ha sido aplicado en ambientes ultra profundos como el presal brasileño (Fundación Universidad de América, s.f.).

Se ha observado que la formación de hidratos constituye un desafío recurrente en el transporte submarino de gas en operaciones costa afuera de la zona norte del Perú. En este contexto, se motivó el desarrollo de un marco computacional personalizado en Python, orientado a simular perfiles térmicos, de presión y de composición, utilizando parámetros calibrados con datos reales de campo. Estudios recientes han reforzado la importancia del modelado en la predicción de hidratos, tanto en mezclas binarias de hidrocarburos ligeros (Antonietta et al., 2023) como en ductos submarinos bajo escenarios operativos y de apagado (Umuteme et al., 2023).

La elección de estrategias de prevención también debe considerar el costo asociado, especialmente en ambientes de alta complejidad como el Golfo de México (Ninalowo & Tohidi, 2024). En este contexto, el presente estudio se enfoca en integrar criterios técnicos, ambientales y operativos mediante herramientas de simulación adaptadas a las condiciones costa afuera del Perú. Asimismo, se revisan alternativas sostenibles, como surfactantes de origen natural (Elechi et al., 2021) y productos derivados de la agroindustria, alineados con los principios de la química verde (Lemoine, 2011). Esta aproximación basada en modelado busca mejorar la precisión predictiva y contribuir al diseño de soluciones técnica y ambientalmente compatibles para el transporte de gas en ambientes submarinos.

## **2. METODOLOGÍA**

Este estudio se desarrolla mediante una metodología dual que combina una revisión bibliográfica especializada con el diseño y aplicación de modelos implementados en Python. El objetivo es caracterizar las condiciones de formación de hidratos en gasoductos submarinos y evaluar estrategias predictivas y de mitigación bajo escenarios operativos reales.

### **2.1. Revisión bibliográfica**

Se realiza una revisión estructurada de literatura científica reciente, enfocada en técnicas de predicción y control de hidratos en ambientes marinos profundos. Diversos autores han sistematizado las principales estrategias de prevención, incluyendo métodos físicos y químicos (Fonte et al., 2018), así como enfoques técnico-financieros aplicados al diseño Pipe-in-Pipe en ambientes ultra profundos (Fundación Universidad de América, s.f.). Asimismo, se consideran estudios de modelado orientados al análisis de la formación de hidratos en mezclas binarias de hidrocarburos ligeros (Antonietta et al., 2023; Hinojosa, 2023), en ductos submarinos bajo condiciones operativas y de apagado (Umuteme et al., 2023; Umuteme et al., 2024), y en escenarios de nucleación dinámica (Jiang et al., 2025; Zheng et al., 2026). La revisión también incluye investigaciones sobre el impacto económico de las estrategias de prevención en ambientes complejos como el Golfo de México (Ninalowo & Tohidi, 2024), así como estudios experimentales sobre la remoción de bloques de hidratos mediante mezclas químicas (Aminnaji et al., 2017). Se otorga especial atención a soluciones sostenibles como inhibidores ecológicos y sistemas avanzados de aislamiento térmico. Esta revisión permite consolidar el estado del arte y definir los parámetros clave para la simulación, integrando criterios técnicos, económicos y ambientales.

### **2.2. Desarrollo y aplicación de modelos de simulación en Python**

Para representar con precisión las condiciones operativas de los gasoductos submarinos en la costa norte del Perú, se diseñaron tres modelos en Python que integran criterios termodinámicos, composicionales y ambientales observados en operaciones reales. Su estructura modular permite simular escenarios diversos y realizar análisis de sensibilidad frente a variaciones en presión, temperatura y composición del gas.

#### **2.2.1. Modelo predictivo de formación de hidratos de gas (modelo de Towler y Mokhatab)**

Se implementa la correlación empírica de Towler y Mokhatab para estimar la temperatura de formación de hidratos en función de la presión del sistema y la gravedad específica del gas. El script desarrollado en Python simula esta relación en distintos escenarios operativos, generando curvas de sensibilidad que identifican zonas críticas de formación. Aunque simplificado, este modelo resulta útil para análisis preliminares y como base para validaciones posteriores.

La relación empírica propuesta se expresa como:

$$T = 13,47\ln(P) + 34,27\ln(GE) - 1,675\ln(P)\ln(GE) - 20,35 \quad (01)$$

Donde:

- $T$  = Temperatura de formación de hidratos en °F.
- $P$  = Presión del sistema en PSI.
- $GE$  = Gravedad específica del gas.

El script desarrollado, simula la relación entre presión y temperatura para distintas gravedades específicas, permitiendo visualizar el efecto composicional sobre el punto de formación de hidratos. Esta herramienta facilita la comparación entre escenarios operativos y sirve como base para modelos más detallado. Los resultados se muestran en la Figura. 1.

### 2.2.2. Modelo de simulación de temperatura vs. profundidad

Para simular el comportamiento térmico del entorno oceánico, se diseña un modelo basado en la atenuación exponencial de la temperatura con la profundidad. Calibrado con datos oceanográficos de la zona, el algoritmo representa la atenuación térmica vertical y la estabilización en el lecho marino. El modelo permite identificar zonas de riesgo térmico para la nucleación de hidratos y fue codificado con parámetros ajustables según estación y ubicación geográfica.

De acuerdo con Chu y Fan (2019), la estructura vertical de temperatura en los océanos se ajusta bien a modelos exponenciales, lo que permite identificar el gradiente de la termoclina y la profundidad de la capa isotérmica. Estos autores reportan variaciones globales del gradiente de la termoclina  $G$  y la profundidad de la capa isotérmica  $h$  en el rango de 0,121–0,244 °C/m y 33–68 m, respectivamente, lo que se traduce en valores típicos de  $k$  entre 0,001 a 0,004 m<sup>-1</sup> dependiendo de la región y la estación del año. Este rango permite ajustar el modelo para representar de forma adecuada la termoclina frente a la costa peruana.

El algoritmo de simulación incorpora las siguientes relaciones clave:

- **Temperatura del lecho marino:** Se asume que, a partir de cierta profundidad crítica, la temperatura se mantiene prácticamente constante, cercana a 4 °C (Knauss & Garfield, 2016).
- **Perfil térmico exponencial:** La temperatura disminuye de forma no lineal desde la superficie hacia el lecho marino, siguiendo la estructura de la termoclina. Este comportamiento se representa mediante la siguiente ecuación (Chu & Fan, 2019):

$$T(z) = T_{fondo} + (T_{superficie} - T_{fondo})e^{-kz} \quad (02)$$

Donde:

- $T(z)$  = temperatura a la profundidad  $z$  (°C)
- $T_{superficie}$  = temperatura superficial del mar (°C)
- $T_{fondo}$  = temperatura en aguas profundas (°C,  $\approx 4$  °C)
- $k$  = coeficiente de atenuación térmica (1 / m)
- $z$  = profundidad (m)

Este modelo permite determinar las condiciones de temperatura a las que el gas natural podría encontrarse en el gasoducto submarino.

### 2.2.3. Modelo de análisis de humedad y composición de gas

Como complemento metodológico, se desarrolla un algoritmo diseñado para estimar el contenido de humedad en corrientes de gas natural y su impacto sobre la composición global del sistema. Este modelo transforma composiciones en base seca hacia una base húmeda, incorporando el efecto del agua bajo condiciones operativas reales. Codificada en Python, la estructura se fundamenta en principios de termodinámica de mezclas y ecuaciones de estado simplificadas, la herramienta permitiendo cuantificar el desplazamiento composicional inducido por la presencia de humedad, factor clave para una predicción precisa de formación de hidratos. El algoritmo resulta esencial para determinar la proporción de agua presente en el gas, variable decisiva en la estabilidad de hidratos. La Tabla 1 presenta las composiciones de diversas corrientes de gas que sirvieron como insumo para este análisis, incluyendo la determinación del promedio composicional utilizado en el estudio.

**Tabla 1.** Composiciones de Corrientes molares de Gas y Gravedad Específica (GE)

| Componente  | Corriente A | Corriente B | Corriente C | Corriente D | Corriente E |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Metano (C1) | 0,8850      | 0,9100      | 0,8950      | 0,9050      | 0,8980      |

| Componente                            | Corriente A   | Corriente B   | Corriente C   | Corriente D   | Corriente E   |
|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Etano (C2)                            | 0,0600        | 0,0450        | 0,0550        | 0,0480        | 0,0520        |
| Propano (C3)                          | 0,0300        | 0,0250        | 0,0320        | 0,0280        | 0,0310        |
| n-Butano (nC4)                        | 0,0100        | 0,0090        | 0,0100        | 0,0110        | 0,0095        |
| i-Butano (iC4)                        | 0,0050        | 0,0040        | 0,0045        | 0,0055        | 0,0048        |
| n-Pentano (nC5)                       | 0,0020        | 0,0015        | 0,0018        | 0,0022        | 0,0019        |
| i-Pentano (iC5)                       | 0,0010        | 0,0008        | 0,0010        | 0,0012        | 0,0009        |
| Nitrógeno (N <sub>2</sub> )           | 0,0050        | 0,0030        | 0,0005        | 0,0010        | 0,0015        |
| Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) | 0,0020        | 0,0017        | 0,0002        | 0,0013        | 0,0004        |
| <b>Total</b>                          | <b>1,0000</b> | <b>1,0000</b> | <b>1,0000</b> | <b>1,0000</b> | <b>1,0000</b> |
| GE                                    | 0,655         | 0,620         | 0,640         | 0,635         | 0,645         |

Nota. La tabla presenta las composiciones molares de corrientes de gas natural determinadas mediante análisis cromatográfico (Data Composition Gas Report), correspondientes a operaciones costa afuera en el noroeste de Talara. Estas composiciones fueron utilizadas para definir la mezcla promedio representativa empleada en las simulaciones del estudio (Petrotech Peruana S.A., comunicación personal, 2003–2004).

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos mediante las herramientas implementadas en Python permitieron caracterizar con precisión las condiciones críticas para la formación de hidratos en gasoductos submarinos. Cada modelo aporta perspectivas complementarias que, al integrarse, configuran un marco de evaluación del riesgo técnicamente sólido y representativo de las condiciones de campo. La simulación basada en el modelo de Towler y Mokhatab muestra que una disminución de la gravedad específica del gas, asociada a un mayor contenido de metano, desplaza el punto de formación de hidratos hacia temperaturas más bajas y presiones moderadas, la nucleación temprana de hidratos. En contraste, el incremento de la fracción de etano, reflejado en una mayor gravedad específica, desplaza la curva de formación hacia condiciones más exigentes, disminuyendo la propensión inicial a la nucleación, aunque incrementando la estabilidad de la red cristalina una vez formada. Esta sensibilidad composicional fue corroborada mediante escenarios operativos representativos de la región de Talara, lo que respalda la aplicabilidad del modelo en contextos reales. La Tabla 2 muestra la relación entre presión y temperatura para diferentes valores de gravedad específica, a partir de la cual se identifican como zonas críticas de mayor riesgo aquellas correspondientes a bajas temperaturas y presiones moderadas, donde las curvas de formación se alcanzan con mayor facilidad bajo composiciones ricas en metano. Estas zonas permiten delimitar regiones vulnerables dentro del ducto y constituyen una base técnica útil para la toma de decisiones operativas y el diseño de estrategias de mitigación.

#### 3.1. Caracterización del punto de formación de hidratos (PFH)

Mediante la correlación de Towler y Mokhatab, ampliada en este estudio, se simula la relación entre presión del sistema y temperatura de formación de hidratos para distintas gravedades específicas del gas. Los datos mostrados en la Tabla 2 muestran que los gases con menor gravedad específica (alto contenido de metano) presentan una mayor propensión a formar hidratos en condiciones menos severas. En contraste, el incremento en la fracción de etano desplaza la curva de formación hacia temperaturas más altas y presiones más exigentes, reduciendo la tendencia inmediata a la nucleación. Esta sensibilidad composicional fue validada con corrientes de gas representativas de Talara, lo que confirma la aplicabilidad del modelo a escenarios reales. Se identificó que, para gases con gravedades específicas entre 0,55 y 0,70, dentro del intervalo de 3 a 21 MPa, la temperatura de formación de hidratos se ubica aproximadamente entre 8,38 °C y 15,97 °C. Por debajo de estos valores, el sistema se encuentra en alto riesgo de formación de hidratos. Estas condiciones son críticas en sistemas de transporte y procesamiento de gas, ya que demandan la implementación de estrategias adecuadas de prevención o supresión (control térmico, deshidratación o inhibidores químicos). Estos resultados se encuentran en concordancia con estudios recientes que destacan la influencia de la composición en la nucleación temprana y la estabilidad de hidratos, como lo reportado por Ninalowo & Tohidi (2024) en el Golfo de México y Jiang et al. (2025), quienes modelaron escenarios dinámicos de nucleación en mezclas de hidrocarburos ligeros.

**Tabla 2.** Temperaturas de formación de hidratos (TFh) de las diferentes mezclas

| Gravedades específicas de las diferentes mezclas de Gas C1/C2 |            |            |            |            |            |
|---------------------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| P (MPa)                                                       | 0,55       | 0,65       | 0,7        | 0,89       | 0,97       |
| 3                                                             | 8,38030037 | 10,6163524 | 11,6083023 | 14,8226388 | 15,9747645 |

| Gravedades específicas de las diferentes mezclas de Gas C1/C2 |            |            |            |            |            |
|---------------------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| P (MPa)                                                       | 0,55       | 0,65       | 0,7        | 0,89       | 0,97       |
| 4                                                             | 10,6931647 | 12,8844956 | 13,8566065 | 17,0066562 | 18,1357394 |
| 5                                                             | 12,4871616 | 14,6438042 | 15,6005267 | 18,7007118 | 19,8119218 |
| 6                                                             | 13,9529638 | 16,0812639 | 17,0254133 | 20,0848559 | 21,1814625 |
| 7                                                             | 15,1922819 | 17,2966188 | 18,2301377 | 21,2551331 | 22,3393926 |
| 8                                                             | 16,2658281 | 18,3494071 | 19,2737175 | 22,2688733 | 23,3424374 |
| 9                                                             | 17,2127629 | 19,2780322 | 20,1942201 | 23,1630556 | 24,2271855 |
| 10                                                            | 18,059825  | 20,1087157 | 21,0176377 | 23,9629289 | 25,0186197 |
| 11                                                            | 18,8260858 | 20,8601603 | 21,7625095 | 24,6865023 | 25,734559  |
| 13                                                            | 20,1691429 | 22,1772482 | 23,0680772 | 25,9547392 | 26,9894154 |
| 15                                                            | 21,3196241 | 23,305484  | 24,1864445 | 27,0411286 | 28,0643428 |
| 18                                                            | 22,7854263 | 24,7429438 | 25,6113311 | 28,4252727 | 29,4338835 |
| 21                                                            | 24,0247444 | 25,9582987 | 26,8160555 | 29,5955499 | 30,5918136 |

Nota: La tabla presenta temperaturas estimadas de formación de hidratos en el rango de 3 – 21 MPa, empleando la ecuación de Towler y Mokhtab. Estos valores permiten visualizar cómo, al aumentar la presión del sistema, la temperatura a la cual se forman los hidratos también se incrementa de manera progresiva.

### 3.2. Caracterización de la composición del gas natural

Para garantizar una modelación termodinámica precisa, se seleccionaron cinco corrientes de gas costa afuera y se calculó una mezcla promedio en base seca. Posteriormente, esta composición fue transformada mediante un algoritmo en Python que incorporó el contenido estimado de agua bajo condiciones operativas reales. La composición húmeda resultante reveló una fracción molar de agua del 2,74 %, lo que modificó proporcionalmente las fracciones de los demás componentes. Este ajuste permitió representar con mayor fidelidad el comportamiento termodinámico del sistema, considerando que el agua actúa como reactivo indispensable en la cristalización de hidratos. La comparación entre la composición seca y húmeda (Tabla 3) evidencia cómo la inclusión de humedad altera el perfil del gas e incrementa la propensión a la formación de hidratos en zonas críticas del ducto. Esta cuantificación mejora la precisión en la predicción del punto de formación y constituye un insumo clave para la selección de estrategias de control adaptadas a cada escenario operativo. Estos resultados se encuentran en concordancia con estudios recientes que destacan el papel decisivo del agua en la estabilidad de hidratos. Umuteme et al. (2023) demostraron que incluso pequeñas fracciones de humedad modifican significativamente la termodinámica de nucleación en ductos submarinos, mientras que Jiang et al. (2025) confirmaron que la transición de mezclas en base seca hacia base húmeda mejora la precisión de los modelos predictivos en escenarios dinámicos de operación.

**Tabla 3.** Composición del Gas Natural (Fracción Molar)

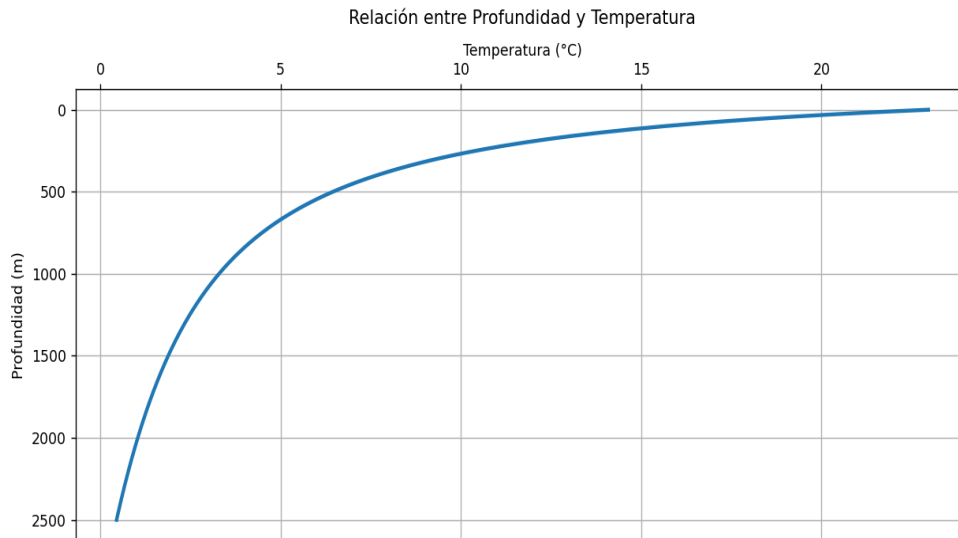
| Componente                            | Base Seca     | Base Húmeda   |
|---------------------------------------|---------------|---------------|
| Metano (C1)                           | 0,9000        | 0,8753        |
| Etano (C2)                            | 0,0500        | 0,0486        |
| Propano (C3)                          | 0,0300        | 0,0292        |
| n-Butano (nC4)                        | 0,0100        | 0,0097        |
| i-Butano (iC4)                        | 0,0050        | 0,0049        |
| n-Pentano (nC5)                       | 0,0020        | 0,0019        |
| i-Pentano (iC5)                       | 0,0010        | 0,0010        |
| Nitrógeno (N <sub>2</sub> )           | 0,0010        | 0,0010        |
| Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) | 0,0010        | 0,010         |
| <b>Agua (H<sub>2</sub>O)</b>          | <b>0,0000</b> | <b>0,0274</b> |
| <b>Total</b>                          | <b>1,0000</b> | <b>1,0000</b> |

Nota: La inclusión de humedad alteró el perfil composicional del gas e incrementó la susceptibilidad a la formación de hidratos en zonas críticas del ducto. Este ajuste mejoró la precisión en la predicción del punto de formación y constituyó un insumo clave para la selección de estrategias de control adaptadas a cada escenario operativo.

### 3.3. Perfil de temperatura en gasoductos submarinos

El modelo térmico, calibrado para condiciones costa afuera del Perú, demuestra que la temperatura oceánica se estabiliza cerca de los 4 °C a profundidades superiores a 800 m. Al correlacionar este comportamiento con

estimaciones de presión hidrostática (basadas en un gradiente de 1 bar cada 10 m), se identifica que profundidades mayores a 200 m presentan condiciones críticas para la nucleación de hidratos. Este hallazgo coincide con lo reportado en estudios clásicos (Chu & Fan, 2019; Knauss & Garfield, 2016), y se ve reforzado por investigaciones recientes que confirman la estabilidad térmica en ambientes oceánicos profundos (Zheng et al., 2026). Jiang et al., (2025) validaron la aplicabilidad de modelos exponenciales frente a aproximaciones lineales en la predicción de gradientes térmicos. La simulación en Python permite estimar la variación de temperatura en función de la profundidad, identificando el gradiente térmico de la termoclina y la estabilización térmica en el lecho marino. A diferencia de aproximaciones lineales, este modelo refleja con mayor fidelidad la estructura vertical observada en perfiles oceánicos reales, lo que mejora la precisión en la identificación de zonas críticas.



**Figura 1.** Relación entre profundidad y temperatura, según el modelo propuesto y simulado en Python.

**Nota:** La figura evidencia un gradiente térmico pronunciado en la capa superficial del océano y, a partir de aproximadamente 800 m, la variación térmica se estabiliza en torno a los 4 °C. Este perfil exponencial refleja condiciones típicas de ambientes oceánicos profundos, donde la combinación de presión hidrostática y baja temperatura favorece la nucleación de hidratos.

### 3.4. Análisis de humedad y su impacto en la composición del gas

La presencia de agua en el gas natural, incluso en proporciones reducidas, constituye un factor decisivo en la formación de hidratos. Dado que las mezclas gaseosas suelen reportarse en base seca, se desarrolló un modelo computacional en Python para ajustar la composición hacia una base húmeda. Las simulaciones indicaron que el gas puede contener hasta un 2,74 % de agua en base molar, lo cual modifica proporcionalmente las fracciones de los demás componentes. La comparación entre la composición seca y húmeda evidenció cómo la inclusión de humedad altera el perfil del gas e incrementa el riesgo de formación de hidratos en zonas críticas del ducto. Estos resultados se alinean con estudios recientes que destacan la influencia decisiva del agua en la nucleación de hidratos. Umuteme et al. (2023,2024) demostraron que pequeñas fracciones de humedad incrementan significativamente la propensión a la cristalización en ductos submarinos, mientras que Jiang et al. (2025) confirmaron que la transición de mezclas en base seca hacia base húmeda mejora la precisión de los modelos predictivos en escenarios dinámicos de operación.

### 3.5. Condiciones de formación de hidratos y estrategias de mitigación

A partir de los perfiles térmicos y de presión obtenidos mediante simulación, junto con la composición ajustada por contenido de humedad, se delimitaron las regiones del gasoducto con mayor susceptibilidad a la nucleación de hidratos. Estas zonas de riesgo se localizaron principalmente en tramos donde coinciden presiones elevadas y temperaturas cercanas al umbral de estabilidad. La estimación de la presión hidrostática, basada en un gradiente aproximado de 1 bar por cada 10 m de profundidad, permitió correlacionar los datos térmicos con las

condiciones de operación reales. Se identificó que profundidades superiores a 200 m presentan un entorno favorable para la formación de cristales, lo cual concuerda con lo reportado por Ibrahim (2023) y Elhenawy et al. (2022). Con base en estos resultados, se revisó una estrategia técnica integrada que combina aislamiento térmico tipo Pipe-in-Pipe con inhibidores compatibles con el entorno marino. Esta alternativa se incluyó únicamente como referencia práctica, considerando criterios de sostenibilidad, compatibilidad química y viabilidad operativa. No obstante, el objetivo central del estudio residió en el modelamiento predictivo y el análisis composicional, mientras que las estrategias de mitigación se presentan como aplicaciones derivadas de los resultados obtenidos. La revisión de alternativas recientes confirma la pertinencia de este enfoque. Yoo et al. (2025) evaluaron la viabilidad de sistemas híbridos de aislamiento e inhibición en ambientes marinos, mientras que Ninalowo & Tohidi (2024) destacaron la necesidad de integrar criterios económicos y ambientales en la selección de estrategias de mitigación. Estas referencias refuerzan la aplicabilidad práctica de los resultados obtenidos en el presente estudio.

#### 4. CONCLUSIONES

Este estudio presentó un marco computacional para la predicción del riesgo de formación de hidratos en gasoductos submarinos bajo condiciones reales de operación costa afuera. La integración de tres modelos desarrollados en Python —presión-temperatura, perfil térmico y composición del gas— permitió identificar zonas críticas de nucleación y evaluar la influencia de la composición del gas y del perfil térmico oceánico sobre la estabilidad termodinámica del sistema. Los resultados confirmaron que el metano favoreció la nucleación temprana en condiciones menos severas, mientras que el etano desplazó el punto de formación de hidratos hacia condiciones más exigentes. Asimismo, se verificó que la presencia de agua, incluso en una proporción aproximada de 2,74 % molar, fue decisiva en el proceso de cristalización, y que el perfil térmico oceánico, caracterizado por temperaturas cercanas a 4 °C a profundidades mayores a 800 m, en combinación con presiones hidrostáticas superiores a 200 m, definió las zonas críticas de formación. En conjunto, se estableció una base metodológica útil para la evaluación del riesgo de hidratos en ambientes de aguas profundas, con aportes de interés para la industria del gas natural y la investigación académica.

#### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aminnaji, M., Tohidi, B., Burgass, R. W., & Atilhan, M. (2017). Effect of injected chemical density on hydrate blockage removal in vertical pipes: Use of MEG/MeOH mixture to remove hydrate blockage. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 45, 840–847. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.06.030>
- Antonietta, Z. H. M., Jeremías, M. S., & Ricardo, M. S. (2023). Modelado de la formación de los hidratos de gas en mezclas binarias de hidrocarburos ligeros y gas natural. Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Azcapotzalco, México. <https://zaloamati.azc.uam.mx/bitstreams/fb12ccbd-8511-4df7-93fe-fc732399e70b/download>
- Chu, P. C., & Fan, C. (2019). Global ocean synoptic thermocline gradient, isothermal-layer depth, and other upper ocean parameters. *Scientific Data*, 6(119). <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0125-3>
- Cubillos Ramírez, L. M., Sanjuanelo Salas, S. S., Guerrero Martin, C. A., & Céspedes Zuluaga, S. (2022). Evaluación técnico financiera del aprovechamiento de energía hidrocínética en el calentamiento eléctrico de ductos Pipe-in-Pipe para el control de formación de hidratos en agua ultraprofundas, caso de estudio: Presal-Comperj Rota 3 en el sudeste brasilero [Artículo de grado, Fundación Universidad de América]. Repositorio Institucional Lumieres. <https://hdl.handle.net/20.500.11839/9116>
- Elechi, V. U., Ikiensikimama, S. S., Ajienka, J. A., Akaranta, O., & Okon, O. E. (2021). Mitigation capacity of an eco-friendly locally sourced surfactant for gas hydrate inhibition in an offshore environment. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(4), 1797–1808. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01127-z>
- Elhenawy, S., Khraisheh, M., Almomani, F., Al-Ghouti, M. A., Hassan, M. K., & Al-Muhtaseb, A. (2022). Towards gas hydrate-free pipelines: A comprehensive review of gas hydrate inhibition techniques. *Energies*, 15(22), 8551. <https://doi.org/10.3390/en15228551>
- Fonte, S. S. D., Simonelli, G., & Santos, L. C. L. (2018). A review of the main techniques to avoid the formation of hydrates. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 12(1), 61–73. <https://doi.org/10.5419/bjpg2018-0006>
- Ibrahim, I. (2023). Hydrate control in subsea natural gas production. *Journal of Engineering Research and Reports*, 25(12), 150–161. <https://doi.org/10.9734/jerr/2023/v25i121048>

- Jiang, X., Li, Y., & Wang, H. (2025). A review of gas hydrate formation characteristics at interfaces. *Fuel*, 392, 134863. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2025.134863>
- Knauss, J. A., & Garfield, N. (2016). *Introduction to physical oceanography*. Waveland Press.
- Lemoine, C., & Elaine, M. Estudio de compatibilidad del inhibidor de incrustaciones INTAV™ con otros aditivos, a fin de generar un tratamiento químico multifuncional para el aseguramiento de flujo (Doctoral dissertation).
- Ninalowo, I., & Tohidi, B. (2024). Hydrate prevention strategies and the associated cost in the Gulf of Mexico. *World Journal of Engineering and Technology*, 12(02), 286–309. <https://doi.org/10.4236/wjet.2024.122019>
- Umuteme, O. M., Islam, S. Z., Hossain, M., & Karnik, A. (2023). Modelling hydrate deposition in gas-dominant subsea pipelines in operating and shutdown scenarios. *Sustainability*, 15(18), 13824. <https://doi.org/10.3390/su151813824>
- Umuteme, O. M., Islam, S. Z., Hossain, M., & Karnik, A. (2024). Prediction of gas-water multiphase flow behaviour and hydrates severity in gas-dominant subsea pipeline. Preprints. <https://doi.org/10.20944/preprints202409.1227.v1>
- Yoo, H., & Lee, J. (2025). Prevention of hydrate plugging in the subsea pipeline of an LNG-FPSO. *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, 35(4), 376–384. <https://doi.org/10.17736/ijope.2025.jc958>
- Zheng, Z., Cao, Y., & Chen, D. (2026). Hydrate sealing of overpressured gas: delaying methane leakage. *Journal of Oceanology and Limnology*. <https://doi.org/10.1007/s00343-025-5117-x>