

Simulación termohidráulica de un fluido composicional en una línea de flujo del Piedemonte

Llanero

Cristian Andrés Manosalva Pinzón

Monografía para optar por el título de Especialista en Ingeniería del gas

Director

Sebastián Niño Ossa

Magister en Ingeniería de Procesos

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Especialización en Ingeniería del Gas  
Bucaramanga

2024

### **Dedicatoria**

A mi amada esposa y mi esperado hijo, por apoyarme incondicionalmente.

A mi madre, quién me enseñó a vivir y me llenó de valores.

A mis hermanos, por la ayuda en los momentos difíciles.

### **Agradecimientos**

A mi compañera de vida, por su amor, apoyo y comprensión en cada etapa de este viaje. Gracias por ser mi amiga, novia y esposa, y por estar siempre a mi lado.

A mi hijo que viene en camino, cuya llegada ya llena nuestros corazones de alegría y esperanza. Este logro también es para ti.

A mi madre, por su amor incondicional, apoyo y sacrificio constante. Gracias por creer en mí y por darme las herramientas necesarias para alcanzar mis sueños.

A mis hermanos, por estar siempre ahí, brindándome su aliento y compañía en los momentos buenos y malos. Su apoyo ha sido un pilar fundamental en mi vida.

A mi director de trabajo de grado, Ing. Sebastián Niño, por compartir generosamente su tiempo y conocimiento conmigo. Su orientación, paciencia y sabiduría han sido invaluable en este proceso y han dejado una huella imborrable en mi formación académica.

Finalmente, a todas las personas que de una u otra manera contribuyeron a la realización de este trabajo. Su ayuda y apoyo no pasarán desapercibidos y serán siempre apreciados.

**Tabla de contenido**

	Pág.
Introducción.....	13
1. Objetivos.....	14
1.1 Objetivo general.....	14
1.2 Objetivos específicos.....	14
2. Fundamentos Termo-Hidráulicos en líneas de flujo .....	15
2.1 Hidráulica en líneas de flujo .....	15
2.2 Transferencia de calor y cálculo de la temperatura en líneas de flujo .....	19
2.3 Fluidos composicionales.....	24
2.4 Comportamiento PVT del gas condensado.....	25
2.5 Modelos de simulación termo-hidráulica .....	32
3. Descripción de la línea de flujo del Piedemonte Llanero.....	36
3.1 Características geográficas y climáticas del Piedemonte Llanero .....	36
3.2 Recorrido de la línea de flujo.....	38
3.3 Propiedades mecánicas de la línea .....	40
3.4 Condiciones operacionales actuales .....	42
3.5 Proyecciones de condiciones operacionales futuras.....	44
4. Modelo de simulación Termo-Hidráulico en Aspen HYSYS .....	48
4.1 Recopilación de datos y parámetros iniciales.....	48

4.2 Configuración del modelo en ASPEN HYSYS .....	50
4.3 Escenarios de simulación: Condiciones operacionales y climáticas .....	54
5. Análisis de los resultados de simulación .....	56
5.1 Análisis de resultados .....	56
5.1.1 Escenario 1.1 actual .....	56
5.1.2 Escenario 2.1 año 2028 .....	64
5.1.3 Análisis de resultados: Escenario 1. 1 actual VS Escenario 2.1 año 2028 .....	70
5.1.4 Análisis de resultados: Escenario 1. 2 actual VS Escenario 2.2 año 2028 .....	77
5.1.5 Análisis de resultados: Comparación velocidades de flujo .....	82
5.1.6 Análisis de resultados: Formación de hidratos .....	84
6. Conclusiones .....	86
7. Recomendaciones .....	88
Referencias bibliográficas .....	89
Apéndices .....	92

**Lista de Tablas**

	Pág.
Tabla 1. Coeficientes de convección interna típicos para flujo turbulento .....	22
Tabla 2. Constantes de correlación .....	23
Tabla 3. Composición de un gas condensado .....	31
Tabla 4. Resumen correlaciones de flujo en HYSYS para segmentos de tubería .....	34
Tabla 5. Correlaciones de flujo utilizadas por Ujile (2016) .....	35
Tabla 6. Condiciones ambientales de un municipio del Piedemonte Llanero.....	37
Tabla 7. Especificaciones de tuberías asociadas a la troncal XW .....	41
Tabla 8. Especificación de tubería para troncal XW.....	42
Tabla 9. Condiciones operacionales promedio de los pozos asociados a la troncal XW.....	43
Tabla 10. Condiciones operacionales promedio para la troncal XW .....	43
Tabla 11. Escenarios de producción de pozos asociados a la troncal XW del año 2020.....	44
Tabla 12. Escenarios de producción de pozos asociados a la troncal XW del año 2024.....	45
Tabla 13. Escenarios de producción estimados para la troncal XW.....	46
Tabla 14. Composición gas condensado en el modelo de simulación .....	50
Tabla 15. Propiedades de la corriente de Gas, definidas en ASPEN HYSYS .....	51
Tabla 16. Propiedades de la corriente de Crudo, definidas en ASPEN HYSYS.....	52
Tabla 17. Escenarios de simulación para la línea de flujo en el Piedemonte Llanero .....	55
Tabla 18. Datos escenario 2.1 para tasa de caída de presión y retención de líquido .....	68

Tabla 19. Parámetros Escenario 1.1 VS Escenario 2.1 .....	71
Tabla 20. Composiciones de las corrientes de llegada en escenario 1.1 y 2.1 .....	72
Tabla 21. Parámetros Escenario 1.2 VS Escenario 2.2 .....	78
Tabla 22. Velocidades de flujo en escenarios propuestos .....	82
Tabla 23. Análisis de la formación de hidratos de los escenarios de simulación .....	85

## Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Sección transversal de una tubería enterrada.....	24
Figura 2. Envoltentes de fase característica para 4 tipos de yacimientos.....	27
Figura 3. Clasificación de los tipos de yacimientos, según la envolvente de fases. ....	28
Figura 4. Envoltente de fase de un gas retrogrado .....	29
Figura 5. Esquemática del recorrido de una línea de flujo del Piedemonte Llanero .....	38
Figura 6. Cambios de elevación de una línea de flujo del Piedemonte Llanero.....	40
Figura 7. Proyección flujo de gas para el año 2028 .....	47
Figura 8. Proyección flujo de crudo para el año 2028 .....	47
Figura 9. Proyección flujo de agua para el año 2028.....	48
Figura 10. Perfil de elevación en ASPEN HYSYS.....	53
Figura 11. Modelo de simulación en ASPEN HYSYS .....	54
Figura 12. Longitud VS Elevación / Presión (Escenario 1.1 actual) .....	57
Figura 13. Longitud VS Elevación / Temperatura (Escenario 1.1 actual) .....	59
Figura 14. Longitud VS Tasa caída de presión / Retención de líquido (Escenario 1.1 actual) ...	60
Figura 15. Longitud VS Elevación / Retención de líquido (Escenario 1.1 actual).....	61
Figura 16. Longitud VS Elevación / Espesor del depósito (Escenario 1.1 actual).....	62
Figura 17. Longitud VS Elevación / Fracción de vapor (Escenario 1.1 actual) .....	63
Figura 18. Longitud VS Elevación / Presión (Escenario 2.1 actual) .....	65

Figura 19. Longitud VS Elevación / Temperatura (Escenario 2.1 actual) .....	66
Figura 20. Longitud VS Tasa caída de presión / Retención de líquido (Escenario 2.1 actual) ...	67
Figura 21. Longitud VS Elevación / Retención de líquido (Escenario 2.1 actual) .....	69
Figura 22. Longitud VS Elevación / Fracción de vapor (Escenario 2.1 actual) .....	70
Figura 23. Perfil de presión escenario 1.1 actual vs escenario 2.1 año 2028 .....	73
Figura 24. Perfil de temperatura escenario 1.1 actual vs escenario 2.1 año 2028 .....	74
Figura 25. Retención de líquidos escenario 1.1 actual vs escenario 2.1 año 2028 .....	76
Figura 26. Fracción de vapor escenario 1.1 actual vs escenario 2.1 año 2028 .....	77
Figura 27. Retención de líquidos escenario 1.2 actual vs escenario 2.2 año 2028 .....	79
Figura 28. Fracción de vapor escenario 1.2 actual vs escenario 2.2 año 2028 .....	80
Figura 29. Longitud VS Elevación / Espesor del depósito (Escenario 1.2 actual) .....	81
Figura 30. Comparación de las velocidades del vapor .....	83
Figura 31. Comparación de las velocidades del líquido .....	84

**Lista de Apéndices**

	Pág.
Apéndice A. Data Assay crudo Cusiana 2011 .....	92
Apéndice B. Resultados obtenidos en la simulación del escenario 1.1 actual .....	96
Apéndice C. Resultados obtenidos en la simulación del escenario 1.2 actual .....	98
Apéndice D. Resultados obtenidos en la simulación del escenario 2.1 año 2028 .....	100
Apéndice E. Resultados obtenidos en la simulación del escenario 2.2 año 2028 .....	103

## Resumen

**Título:** Simulación termohidráulica de un fluido composicional en una línea de flujo del Piedemonte Llanero\*

**Autor:** Cristian Andrés Manosalva Pinzón\*\*

**Palabras Clave:** Fluido composicional, Simulación termohidráulica, Aspen Hysys, Línea de flujo.

### Descripción:

El estudio se centra en la creación y análisis de un modelo de simulación para el comportamiento de un fluido composicional en una línea de flujo en la región del Piedemonte Llanero, Colombia. Esta región es conocida por su geografía compleja y variabilidad climática, lo cual presenta desafíos únicos para el transporte de fluidos. Por esta razón, el objetivo principal es desarrollar un modelo en Aspen Hysys que combine aspectos térmicos e hidráulicos para evaluar el comportamiento del fluido en estado estacionario, bajo diversas condiciones operativas.

Para abordar esta tarea, el trabajo comienza con una revisión de los fundamentos termohidráulicos, explicando la hidráulica en líneas de flujo y la transferencia de calor, y cómo estos afectan el comportamiento de los fluidos composicionales. A continuación, se describen los modelos de simulación y las características específicas de la línea de flujo en el Piedemonte Llanero, incluyendo sus propiedades mecánicas y condiciones operativas actuales y futuras. Además, se detalla el proceso de configuración del modelo en ASPEN HYSYS, desde la recopilación de datos hasta la configuración del recorrido de la línea y la selección de correlaciones de flujo. Por consiguiente, se presentan varios escenarios de simulación que consideran diferentes condiciones operacionales.

Finalmente, el análisis de resultados de las simulaciones permite identificar los parámetros clave que afectan el comportamiento del fluido en la línea de flujo y se ofrecen recomendaciones para prevenir problemas.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Sebastián Niño Ossa.

## Abstract

**Title:** Thermohydraulic Simulation of a Compositional Fluid in a Flow Line of the Piedemonte Llanero\*

**Author:** Cristian Andrés Manosalva Pinzón\*\*

**Keywords:** Compositional Fluid, Thermohydraulic Simulation, Aspen HYSYS, Flow Line.

### Description:

The study focuses on the creation and analysis of a simulation model for the behavior of a compositional fluid in a flow line in the Piedemonte Llanero region, Colombia. This region is known for its complex geography and climatic variability, which present unique challenges for fluid transport. For this reason, the main objective is to develop a model in Aspen Hysys that combines thermal and hydraulic aspects to evaluate the fluid's behavior in a steady state under various operating conditions.

To address this task, the work begins with a review of thermohydraulic fundamentals, explaining the hydraulics in flow lines and heat transfer, and how these affect the behavior of compositional fluids. Next, the simulation models and specific characteristics of the flow line in the Piedemonte Llanero are described, including its mechanical properties and current and future operating conditions. Additionally, the process of setting up the model in ASPEN HYSYS is detailed, from data collection to configuring the line path and selecting flow correlations. Consequently, several simulation scenarios considering different operational conditions are presented.

Finally, the analysis of the simulation results allows for the identification of key parameters that affect the behavior of the fluid in the flow line, and recommendations are provided to prevent problems.

---

\* Degree work

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Sebastián Niño Ossa.

## Introducción

El Piedemonte Llanero colombiano, caracterizado por su compleja geografía y variabilidad climática, presenta desafíos únicos para el transporte de fluidos composicionales. En este contexto, el objetivo de esta monografía es desarrollar un modelo de simulación que combine aspectos térmicos e hidráulicos para analizar el comportamiento de un fluido composicional en una línea de flujo en el Piedemonte Llanero. Esta monografía aborda las dificultades asociadas con las condiciones específicas de la región, abordando la evaluación de un fluido composicional para obtener resultados de su comportamiento.

La monografía se centrará en realizar el estudio de un fluido composicional a través de simulaciones estáticas, con diferentes condiciones operativas, composicionales y medioambientales. Factores como la temperatura y la presión, junto con la influencia de los factores ambientales, serán considerados en el análisis.

Esta monografía incluye la comparación de diferentes escenarios operacionales mediante simulaciones termo-hidráulicas en el software ASPEN HYSYS en estado estacionario, para realizar la evaluación del comportamiento del fluido composicional a lo largo de la línea de flujo, identificando posibilidad de formación hidratos y parafinas, formación de Hold Ups<sup>1</sup> en la tubería y demás que podrán tenerse presente en la operación de la línea.

---

<sup>1</sup> HOLD UPS: Retención de flujo en proporción volumétrica de una fase de un fluido presente en una sección de tubería.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Realizar la simulación de un fluido composicional de la región del Piedemonte Llanero a través de una línea de flujo sometida a las diferentes condiciones operacionales y climáticas, para analizar el comportamiento termohidráulico y determinar posibles problemas operacionales en el recorrido de la línea de flujo.

### **1.2 Objetivos específicos**

Recopilar información de una línea de flujo de la región del Piedemonte Llanero, sobre su recorrido y las diferentes propiedades mecánicas de la línea existente, al igual que las condiciones operacionales actuales y futuras de la línea.

Realizar una simulación termohidráulica de un fluido composicional en Aspen Hysys de la línea de flujo seleccionada, considerando diferentes condiciones operacionales (operación actual y futura) y diferentes condiciones climatológicas.

Analizar los resultados obtenidos en la simulación para identificar los parámetros clave que afectan el comportamiento del fluido composicional en la línea de flujo, determinar el impacto en la operación de la línea y brindar recomendaciones operacionales.

## 2. Fundamentos Termo-Hidráulicos en líneas de flujo

### 2.1 Hidráulica en líneas de flujo

La ecuación de Bernoulli (ecuación 1) es una herramienta de la ingeniería de fluidos y se aplica no solo a gasoductos, sino también a diversos sistemas donde los fluidos están en movimiento, como sistemas hidráulicos, aeronáutica y el diseño de tuberías. Su capacidad para describir la conservación de la energía en un fluido en movimiento permite a los ingenieros y científicos predecir y controlar el comportamiento de los fluidos en una amplia gama de aplicaciones prácticas.

Menon (2005) refiere que, a medida que el gas fluye a través de un gasoducto, la energía total del gas en varios puntos consiste en energía debida a la presión, energía debida a la velocidad y energía debida a la posición o elevación sobre un punto de referencia establecido. La ecuación de Bernoulli simplemente conecta estos componentes de la energía del fluido que fluye para formar una ecuación de conservación de energía. La ecuación de Bernoulli se expresa de la siguiente manera:

$$Z_A + \frac{P_A}{\gamma} + \frac{V_A^2}{2g} + H_p = Z_B + \frac{P_B}{\gamma} + \frac{V_B^2}{2g} + h_f \quad (1)$$

A medida que el gas fluye a través de un gasoducto, su energía total en diferentes puntos del trayecto está compuesta por tres tipos principales de energía. Primero, tenemos la energía debida a la presión, que es la energía que el gas tiene debido a la fuerza que ejerce en las paredes del gasoducto y en sí mismo. Esta presión es una medida de la cantidad de fuerza que el gas puede ejercer perpendicularmente sobre una superficie dada.

En segundo lugar, está la energía debida a la velocidad, también conocida como energía cinética. Esta energía es proporcional a la masa del gas y al cuadrado de su velocidad. Cuanto más rápido se mueva el gas a través del gasoducto, mayor será su energía cinética. Esta energía refleja el movimiento del gas y es importante para entender cómo cambia su comportamiento a lo largo del gasoducto.

Por último, la energía debida a la posición o elevación, también conocida como energía potencial, depende de la altura del gas sobre un punto de referencia establecido, normalmente el nivel del suelo o el nivel del mar. Esta energía potencial gravitacional está relacionada con la posición del gas en el campo gravitatorio de la Tierra. Cuanto mayor sea la elevación del gas, mayor será su energía potencial.

Partiendo de la ecuación de Bernoulli (1) y aplicando las leyes de los gases, tras ciertas simplificaciones, se han desarrollado varias fórmulas a lo largo del tiempo para predecir el desempeño de un gasoducto. Estas fórmulas buscan mostrar la relación entre las propiedades del gas, como la gravedad específica, el factor de compresibilidad, el caudal, el diámetro, la longitud de la tubería y las presiones a lo largo de la misma.

Menon (2005) enumera varias ecuaciones disponibles que relacionan el caudal del gas con las propiedades del gas, el diámetro y la longitud de la tubería y las presiones aguas arriba y aguas abajo. Estas ecuaciones se enumeran a continuación:

- Ecuación general de flujo.
- Ecuación de Colebrook-White.
- Ecuación Colebrook-White modificada.
- Ecuación AGA.
- Ecuación de Weymouth.

- Ecuación Panhandle A.
- Ecuación Panhandle B.
- Ecuación IGT.
- Ecuación de Spitzglass.
- Ecuación de Mueller.
- Ecuación de Fritzsche.

Bagajewicz & Valtinson (2014) mencionan las siguientes ecuaciones:

$$Q = 77.54 \frac{T_b}{P_b} \left( \frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0.5} D^{2.5} \rightarrow \text{Ecuación general de flujo} \quad (2)$$

$$Q = 435.83E \left( \frac{T_b}{P_b} \right)^{1.0788} \left( \frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{G^{0.8539} T_f L_e Z} \right)^{0.5394} D^{2.6182} \rightarrow \text{Panhandle A} \quad (3)$$

$$Q = 737E \left( \frac{T_b}{P_b} \right)^{1.02} \left( \frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{G^{0.961} T_f L_e Z} \right)^{0.51} D^{2.53} \rightarrow \text{Panhandle B} \quad (4)$$

$$Q = 433.5E \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \left( \frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0.5} D^{2.667} \rightarrow \text{Weymouth} \quad (5)$$

$$Q = 38.77F \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \left( \frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0.5} D^{2.5} \rightarrow \text{AGA} \quad (6)$$

Bai & Bai (2014) plantean dos ecuaciones semi-empíricas para calcular el rendimiento de un gasoducto en condiciones estándar de ingeniería. La ecuación (7) se utiliza para un análisis hidráulico de tuberías horizontales, donde la diferencia de elevación está dentro de los 200 m a lo largo de la tubería, y la ecuación (8) para un análisis hidráulico de tuberías onduladas cuya diferencia de altura del gasoducto es mayor a los 200 m a lo largo de la tubería:

$$Q = 0.03848 \sqrt{\frac{(p_s^2 - p_t^2) d^5}{Z \cdot \lambda \cdot \gamma \cdot T \cdot L}} \quad (7)$$

$$Z = \frac{100}{100 + 1.73p_{cp}^{1.15}} \rightarrow \text{Para gas seco} \quad (8)$$

$$Z = \frac{100}{100 + 2.92p_{cp}^{1.25}} \rightarrow \text{Para gas húmedo} \quad (9)$$

Donde  $p_{cp}$  es la presión promedio absoluta de la tubería, MPa.

$$Q = 0.03845 \sqrt{\frac{[p_s^2 - p_t^2(1 + a\gamma h)]d^5}{Zf\gamma TL \left[1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1})L_i\right]}} \quad (10)$$

$$a = \frac{2g\gamma}{ZR_a T} \quad (11)$$

La *caída de presión en tuberías de flujo multifásico* es un fenómeno que resulta de la interacción de diferentes fases de fluidos, como el gas, el líquido y, en algunos casos, sólidos. En un sistema multifásico, cada fase presenta diferentes propiedades físicas y de flujo, lo que complica la predicción y el análisis de la caída de presión. Factores como la velocidad del flujo, la densidad y viscosidad de cada fase, la rugosidad de la tubería, y las interacciones entre las fases (por ejemplo, la formación de burbujas o gotas) contribuyen a la caída de presión total. Además, las configuraciones de flujo, como flujo en anillo, flujo en burbuja, y flujo estratificado, afectan de manera significativa la distribución de la presión a lo largo de la tubería.

Bai & Bai (2014) menciona que la caída de presión por fricción a lo largo de una tubería se puede calcular con la siguiente ecuación (modelo Dukler):

$$\Delta P_f = \frac{\lambda_m v_m^2}{d} \frac{\rho_f L}{2} \quad (12)$$

$$\rho_f = \rho_l \frac{R_L^2}{H_L} + \rho_g \frac{(1-R_L)^2}{1-H_L} \quad (13)$$

Donde:

$\Delta P_f$  = Caída de presión por fricción a lo largo de la tubería, Pa

$L$  = Longitud de la tubería, m

$\rho_L$  = Densidad del líquido, Kg/m<sup>3</sup>

$\rho_g$  = Densidad del gas, Kg/m<sup>3</sup>

$v_m$  = Velocidad de la mezcla de gas-líquido (m/s),  $v_m = (Q_L + Q_g)/A$

$d$  = Diámetro interno de la tubería, m

$\lambda_m$  = Factor de fricción hidráulico de transporte mixto, se puede obtener a partir de regresiones empíricas.

$R_L$  = Tasa de fluido en volumen  $R_L = Q_L(Q_L + Q_g)$

$H_L$  = Retención de líquido de sección, el valor está determinado por el régimen de flujo de dos fases: régimen de flujo separado, régimen de flujo de transición, régimen de flujo intermitente y régimen de flujo de dispersión.

## 2.2 Transferencia de calor y cálculo de la temperatura en líneas de flujo

El propósito de calcular la caída de temperatura a lo largo de una línea de flujo es determinar la formación de hidratos y parafinas, ya que según Zhang et al. (2024), el hidrato puede formarse a bajas temperaturas y altas presiones, lo que causaría bloqueos en las tuberías. Los hidratos de gas natural (NGH), son sólidos cristalinos no estequiométricos compuestos de agua y gases moleculares pequeños, como metano, etano, dióxido de carbono, etc. (Song et al., 2022).

Para predecir el perfil de temperatura a lo largo de una tubería, se emplea la ecuación (14), que toma en cuenta diversos factores como la conductividad térmica del material de la tubería, las propiedades del fluido que circula por ella y las condiciones ambientales externas. Esta ecuación permite modelar cómo varía la temperatura a lo largo de la tubería, proporcionando información

crítica para el diseño y operación segura del sistema de flujo. Bai & Bai (2005) describe que la distribución de temperatura a lo largo de una tubería se predice usando la siguiente ecuación:

$$T(x) = T_a + (T_{in} - T_a) \exp\left(\frac{-U\pi Dx}{\dot{m}c_p}\right) \quad (14)$$

El coeficiente general de transferencia de calor, determina la eficiencia con la que el calor se transfiere entre el fluido hidrocarburo y las paredes de la tubería, así como entre la tubería y el entorno exterior. Bai & Bai (2005) especifican el cálculo del coeficiente UA como el inverso de la resistividad térmica de la sección transversal, la cual comprende tres resistencias principales: la película interna, la película externa y la conductancia radial del material. Esta ecuación se describe de la siguiente manera:

$$1/(UA) = \sum R_i = R_{film,in} + R_{pipe} + \sum R_{coating} + R_{film,out} \quad (15)$$

Donde:

$$R_{film,in} = \frac{1}{h_i A_i} \quad (16)$$

$$R_{pipe} = \frac{\ln(r_1/r_i)}{2\pi L k_{pipe}} \quad (17)$$

$$\sum R_{coating} = \frac{\ln(r_{n0}/r_{ni})}{2\pi L k_n} \quad (18)$$

$$R_{film,out} = \frac{1}{h_o A_o} \quad (19)$$

Bai & Bai (2014) indican que el coeficiente de convección interna  $h_i$ , depende de las propiedades del fluido, la velocidad del flujo y el diámetro de la tubería, Para flujo laminar, es decir  $Re_i < 2100$ ,  $h_i$  puede calcularse utilizando la ecuación de Hausen (1943) de la siguiente manera:

$$Nu_i = 3.66 + \frac{0.0668 \left(\frac{D_i}{L_0}\right) Re_i Pr_i}{1 + 0.4 \left[\left(\frac{D_i}{L_0}\right) Re_i Pr_i\right]^{2/3}} \quad (20)$$

Donde  $L_0$  representa la distancia desde la entrada de la tubería hasta el punto de interés. En la mayoría de las tuberías.  $D_i/L_0 \approx 0$ , y la ecuación anterior se convierte en:

$$Nu_i = 3.66 \quad (21)$$

Bai & Bai (2014) aclaran que, para la región de transición, con un rango de  $2100 < Re_i < 10^4$ , se puede utilizar la fórmula propuesta por Gnielinski para calcular  $h_i$ :

$$Nu_i = \frac{\left(\frac{f}{8}\right) (Re_i - 1000) Pr_i}{1 + 1.27 \left(\frac{f}{8}\right)^{1/2} (Pr_i^{2/3} - 1)} \quad (22)$$

Bai & Bai (2014) menciona para el flujo totalmente turbulento, la fórmula propuesta por Dittus y Boelter (1930) para calcular  $h_i$ :

$$Nu_i = 0.0255 \cdot Re_i^{0.8} \cdot Pr_i^n \quad (23)$$

La **Tabla 1** muestra rangos típicos de coeficientes de convección interna para flujo turbulento.

**Tabla 1.**

*Coefficientes de convección interna típicos para flujo turbulento*

<b>Fluid</b>	<b>Internal Convection Coefficient, <math>h_i</math></b>	
	<b>BTU/(ft<sup>2</sup>·hr·°F)</b>	<b>W/(m<sup>2</sup>·°C)</b>
Water	300-2000	1.700-11.350
Gases	3-50	17-285
Oils	10-120	55-680

*Nota:* Tomado de *Subsea Pipeline Design, Analysis and Installation*, Chapter 5 (p. 96), por Bai, Q. & Bai, Y., 2014, Gulf Professional Publishing.

El coeficiente de convección externa ( $h_{o, \text{unburied}}$ ) para tubería no enterrada, es descrito en la fórmula (24) propuesta por Hilpert (1993) (Bai & Bai, 2019):

$$Nu_0 = C Re_0^m Pr_0^{1/3} \quad (24)$$

La **Tabla 2** muestra los valores de las constantes dependientes al número de Reynolds. Cuando la velocidad del fluido circundante es inferior a aproximadamente 0,05 m/s en agua y 0,5 m/s en aire, se denomina la convección natural y se puede utilizar los siguientes valores (Bai & Bai, 2019):

$$h_{o, \text{unburied}} = 4 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K}), \text{ para convección natural en el aire}$$

$$h_{o, \text{unburied}} = 200 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K}), \text{ para convección natural en agua}$$

**Tabla 2.***Constantes de correlación*

<b>Re<sub>0</sub></b>	<b>C</b>	<b>m</b>
$4 \times 10^{-1} - 4 \times 10^0$	0,989	0,33
$4 \times 10^0 - 4 \times 10^1$	0,911	0,385
$4 \times 10^1 - 4 \times 10^3$	0,683	0,466
$4 \times 10^3 - 4 \times 10^4$	0,193	0,618
$4 \times 10^4 - 4 \times 10^5$	0,027	0,805

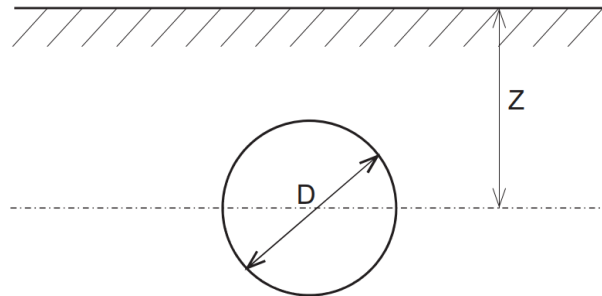
*Nota:* Tomado de *Subsea Engineering Handbook (Second Edition)*, Chapter 14 (p. 370), por Bai, Y. & Bai, Q., 2019, Gulf Professional Publishing.

En tuberías completamente enterradas, la transferencia de calor no es simétrica. Para simular una tubería enterrada, se utiliza un pseudoespesor del suelo para tener en cuenta las asimetrías del sistema en un software de simulación de transferencia de calor de tuberías (Bai & Bai, 2019). Al utilizar un factor de forma de conducción para un cilindro horizontal enterrado en un medio semi-infinito, como se muestra en la **Figura 1**, el coeficiente de convección externa ( $h_{o, \text{buried}}$ ) según Bai & Bai (2014) puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$h_{o, \text{buried}} = \frac{k_{\text{soil}}}{\frac{D}{2} \cosh^{-1} \left( \frac{2Z}{D} \right)} \quad (25)$$

**Figura 1.**

*Sección transversal de una tubería enterrada*



*Nota:* Tomado de *Subsea Engineering Handbook (Second Edition)*, Chapter 14 (p. 370), por Bai, Y. & Bai, Q., 2019, Gulf Professional Publishing.

Para tubería parcialmente enterrada, se especifica el coeficiente de convección externa ( $h_{o, \text{partially}}$ ) mediante la siguiente expresión (Bai & Bai, 2014):

$$h_{o, \text{partially}} = (1 - f)h_{o, \text{buried}} + fh_{o, \text{exposed}} \quad (26)$$

### 2.3 Fluidos composicionales

Un fluido composicional en yacimientos de petróleo y gas se define como una mezcla de múltiples componentes cuyas propiedades se describen en función de su composición química específica y cómo esta composición afecta su comportamiento en términos de fases (líquido, gas) bajo diferentes condiciones de presión y temperatura (Cabarcas, 2023). Existen ecuaciones de estado diseñadas para modelar el comportamiento de los fluidos y predecir propiedades como el factor de compresibilidad, la densidad y la entalpía de las mezclas de hidrocarburos en función de la presión y la temperatura. Entre estos modelos se destacan el de Peng-Robinson y el de Soave-Redlich-Kwong, ampliamente utilizados en la industria del petróleo y gas por su capacidad para

ofrecer predicciones precisas bajo diversas condiciones operativas. Para aplicaciones de petróleo, gas o petroquímica, PR EOS<sup>2</sup> es el paquete de propiedades generalmente recomendado (Aspentech, 2022).

Gil et al., (2016) presentan el modelo Peng-Robinson de la siguiente manera:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a\alpha}{V_m^2 + 2abV_m - b^2} \quad (27)$$

$$a = \frac{0.45724R^2T_c^2}{P_c} \quad (28)$$

$$b = \frac{0.07780RT_c}{P_c} \quad (29)$$

$$\alpha = \{1 + (0.37464 + 1.5422\omega - 0.26992\omega^2)(1 - T_r^{0.5})\}^2 \quad (30)$$

## 2.4 Comportamiento PVT del gas condensado

El análisis exhaustivo de numerosos problemas relacionados con el petróleo requiere un conocimiento profundo sobre la envolvente de fases. Pedersen & Christensen (2007) definen la envolvente de fases, como una envolvente que muestra el cambio de fase líquido/vapor a través del comportamiento de presión y temperatura. Para una mezcla multicomponente, la envolvente contiene una línea de punto de burbuja y una de punto de rocío, a diferencia de una sola línea de cambio de fase para un componente puro.

El comportamiento de un fluido de yacimiento durante el proceso de producción se puede comprender según su diagrama de fases y la posición de su punto crítico, como se ilustra en la

**Figura 2.**

---

<sup>2</sup> PR EOS: Peng-Robinson Equation of State – Ecuación de estado Peng Robinson

Dentro de este contexto, los fluidos de yacimientos se pueden caracterizar por la forma de su envolvente de fases. Esta caracterización no solo depende de la forma geométrica de la envolvente en el diagrama de fases, sino también de las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento. Estos factores determinan el estado del fluido en el momento de su descubrimiento y afectan directamente las estrategias de producción que se emplearán para su explotación.

Según la **Figura 3**, Craft & Hawkins, (1991) mencionan que los distintos fluidos de yacimientos hidrocarburos se pueden clasificar basándose en las condiciones de presión y temperatura dentro de la envolvente de fases. Un *yacimiento subsaturado* se localiza a la izquierda del punto crítico, pero por encima del punto de burbujeo. Un *yacimiento de gas retrógrado* se encuentra entre el punto crítico y la cricondenterma, por encima de la curva de punto de rocío. Un *yacimiento de gas* se ubica a la derecha de la cricondenterma. Finalmente, un *yacimiento saturado* se sitúa dentro de la envolvente de fases (Ribón, 2023).

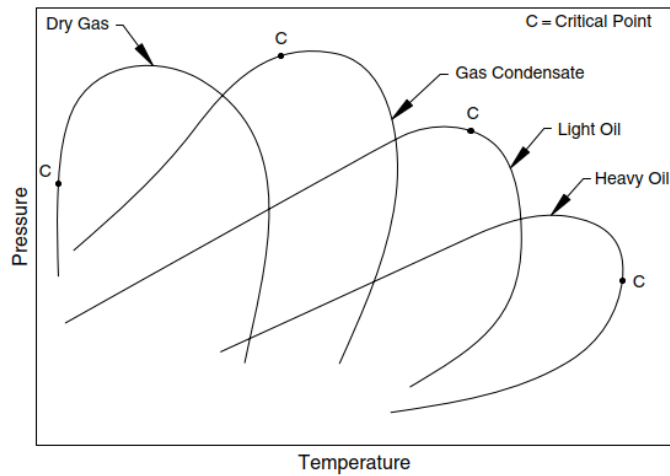
De acuerdo a la envolvente de fases presentada en la **Figura 3**, Speight, (2019) define la *Cricondenterma* como la temperatura máxima para la formación de dos fases. Es el punto más alto en el diagrama de fases en el que coexisten ambas fases. Más allá de esta temperatura, la mezcla no puede separarse en dos fases distintas, sin importar la presión aplicada. La *Cricondenbar* es definida por Speight, (2019) como la presión máxima a la que pueden coexistir dos fases. Es el punto más alto en el diagrama de fases en términos de presión en el que coexisten ambas fases. Más allá de esta presión, la mezcla no puede separarse en dos fases distintas, sin importar la temperatura aplicada.

En resumen, la adecuada caracterización de un yacimiento petrolífero a partir de su envolvente de fases y las condiciones iniciales de presión y temperatura permite una mejor comprensión y manejo del comportamiento del fluido durante la producción. Esto, a su vez, contribuye a la

optimización de las operaciones de extracción y al aprovechamiento más eficiente de los recursos del yacimiento.

### Figura 2.

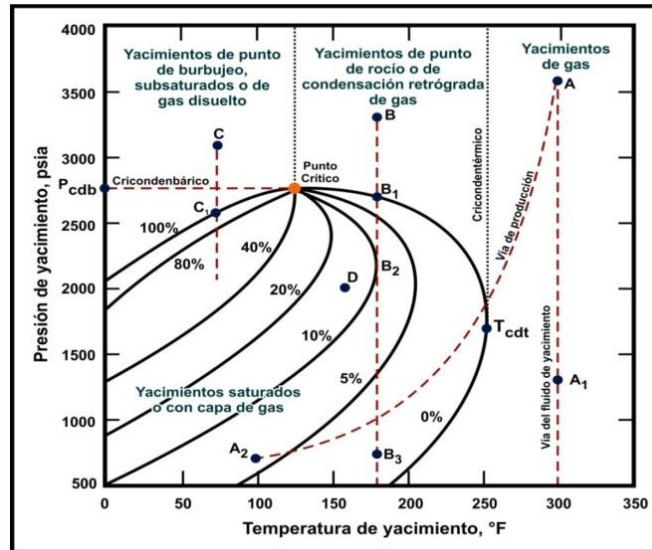
*Envolventes de fase característica para 4 tipos de yacimientos*



*Nota:* Tomado de *Surface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities*, Volume 1 (p. 106), por Arnold, K., & Stewart, M., 2008, Gulf Professional Publishing.

**Figura 3.**

*Clasificación de los tipos de yacimientos, según la envolvente de fases.*



*Nota:* Tomado de notas clase *Propiedades de los hidrocarburos*, Profesora Helana Margarita Ribón, 2023, Especialización en Ingeniería de Gas, Universidad Industrial de Santander.

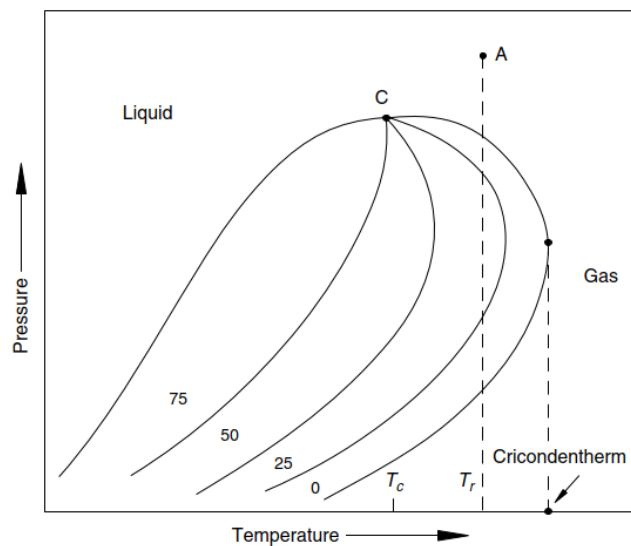
Un yacimiento de gas retrogrado también se conoce como yacimiento de gas condensado retrogrado (Arnold & Stewart, 2008). En ciertos casos, la composición del gas, junto con las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, pueden resultar en un comportamiento retrógrado. Este fenómeno ocurre cuando la temperatura del yacimiento es inferior a la cricondentérmica, pero superior a la temperatura crítica, y la presión del yacimiento se encuentra inicialmente por encima de la envolvente de fases.

En estas circunstancias, a medida que la presión disminuye, el fluido del yacimiento entra en la región de dos fases, comenzando a formar líquido. Sin embargo, si la presión sigue disminuyendo, el líquido formado se evapora y la mezcla de nuevo entra en la región de la fase gaseosa. Este ciclo de formación y evaporización de líquido es característico del comportamiento retrógrado.

Este tipo de comportamiento se ilustra en la **Figura 4**, donde se muestra la proyección de la línea isoterma trazada desde el punto A. La figura ayuda a visualizar cómo la línea isoterma atraviesa diferentes regiones del diagrama de fases, reflejando los cambios de fase que experimenta el fluido del yacimiento conforme varía la presión.

**Figura 4.**

*Envolvente de fase de un gas retrogrado*



*Nota:* Tomado de *Surface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities*, Volume 1 (p. 105), por Arnold, K., & Stewart, M., 2008, Gulf Professional Publishing.

Arnold & Stewart (2008) menciona que los yacimientos de gas retrogrado exhiben un GOR<sup>3</sup> de producción inicialmente entre 3.300 y 150.000 SCF/STB<sup>4</sup>, las gravedades del líquido en el tanque de almacenamiento están entre 40 y 60° API y aumentan a medida que la presión del yacimiento

<sup>3</sup> GOR: Relación Gas-Petróleo (Gas-Oil Ratio)

<sup>4</sup> SCF/STB: Pies cúbicos estándar / Barriles de tanque estándar (Standard Cubic Feet / Stock Tank Barrel)

cae por debajo de la presión del punto de rocío; además, la fracción de heptanos plus (C7+) es inferior al 12.5%.

Mmata et al., (2023) realizan un par de experimentos para entender el comportamiento PVT de un gas condensado, entre ellos está el experimento flash de una sola etapa para determinar la composición de un fluido de yacimiento y el experimento de expansión de composición constante para determinar la presión del punto de rocío del gas condensado casi crítico. Este primer experimento, analizado mediante la técnica de cromatografía de gases, dio como resultado una composición de gas condensado para dos muestras de fluidos de yacimiento ilustradas en la **Tabla 3**, cumpliendo con las condiciones de GOR y C7+ mencionados anteriormente.

En el segundo experimento realizado por Mmata et al., (2023), se evidenció que se formaron dos fases líquidas durante la despresurización isotérmica desde la presión del punto de rocío (4821 psia) hasta una presión inferior (4400psia). Por debajo de esta presión de 4400 psia, el líquido inferior en el fondo de la celda desapareció. Este comportamiento del líquido es exclusivo de un condensado de gas casi crítico; esto contrasta con un condensado de gas retrógrado normal (rico o pobre), en el que solo se forma una fase líquida cuando la presión se reduce por debajo de la presión del punto de rocío. Visualmente, la muestra de condensado de gas por encima de la presión de saturación era de color amarillo brillante, y a medida que continuaba la despresurización estando todavía en una única fase, comenzó a cambiar progresivamente de color a un marrón rojizo; a la presión de saturación, la muestra se volvió completamente oscura y con poca caída de presión, el líquido comenzó a pasar de muy oscuro a marrón rojizo y finalmente volvió al color amarillo brillante.

**Tabla 3.***Composición de un gas condensado*

Composición	Muestra A mol (%)	Muestra B mol (%)
N2	0,36	0,58
CO2	1,73	0,23
H2S	0	0
C1	65,34	68
C2	7,84	6,32
C3	6,06	5
i-C4	2,27	2,7
n-C4	2,45	2,75
i-C5	1,54	1,98
n-C5	0,97	1,2
C6	0,82	1,17
C7+	10,61	10,07
Total	100	100
PM (g/mol)	39,99	39,14
% molar C7+	10,61	10,07
GOR (SCF/STB)	5.119,7	5.454,2

*Nota:* Elaborada con la información de *Phase Behaviour of a Near-Critical Gas Condensate Reservoir Fluid from a Conventional Field in the Nigel Delta* (p.6), por Mmata, et al., 2023, Society of Petroleum Engineers.

## 2.5 Modelos de simulación termo-hidráulica

Aspen HYSYS es un software de simulación de procesos utilizado principalmente en las industrias del petróleo y gas. Sirve para modelar y simular el comportamiento de procesos químicos. En la simulación de fluidos multifase, Aspen HYSYS se utiliza también en la predicción del equilibrio de fases en mezclas de gas-líquido y líquido-líquido.

En el ámbito de las simulaciones termo-hidráulicas de sistemas multifase, Aspen HYSYS emerge con una gama de herramientas y correlaciones específicamente diseñadas para abordar los desafíos asociados con los flujos en tuberías. Estas herramientas permiten modelar una amplia variedad de escenarios, desde flujos monofásicos hasta complejas mezclas de gas y líquido, y evaluar su comportamiento en condiciones variables de presión y temperatura. Además, las correlaciones incorporadas en Aspen HYSYS permiten una predicción más precisa de parámetros, como la caída de presión, la velocidad del flujo y la distribución de fases en el sistema.

Debido a los patrones de flujo que pueden surgir en la tubería, es difícil desarrollar y resolver ecuaciones rigurosas que describan el fenómeno. Por lo tanto, en la práctica, el fluido multifásico a menudo se trata como un fluido homogéneo y se evalúa una ecuación de energía general para esta fase hipotética. Esta ecuación de energía a menudo se expresa como una ecuación para el gradiente de presión total a lo largo de la tubería (Aspentech, 2022):

$$\frac{dp}{dL} = \rho_m g \sin \theta + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \rho_m v \frac{dv}{dL} \quad (31)$$

Dependiendo de la situación, distintos factores pueden dominar la caída de presión en una tubería. En el flujo de líquido vertical, la fuerza gravitacional suele ser la principal causante de la caída de presión. En el flujo de gas a alta velocidad, la fricción y la aceleración son más significativas. Para determinar la caída de presión total, se necesita la densidad del fluido. En el

flujo multifásico, esta densidad depende de la retención de líquido en la tubería, por lo que se usa una correlación para estimar dicha retención.

De manera similar, las correlaciones se utilizan a menudo para estimar el componente friccional de la ecuación (Aspentech, 2022). Como se mencionó anteriormente, el componente friccional representa las pérdidas irreversibles causadas por la fricción del fluido. En el flujo multifásico, estas pérdidas son difíciles de describir, porque más de una fase hace contacto con la pared de la tubería y se genera fricción interfacial entre las fases. La estimación de estas pérdidas también se complica por la distribución de velocidad no uniforme que a menudo se desarrolla en el flujo multifásico (Aspentech, 2022).

Debido a la importancia de estimar con precisión las pérdidas por fricción y la retención de líquido, se han desarrollado numerosas correlaciones para estimar estos términos en el flujo de tuberías multifásico, véase **Tabla 4**. Ninguna de estas correlaciones funciona en todas las condiciones, porque a menudo se desarrollan utilizando un conjunto específico de datos experimentales; por lo tanto, la elección de qué correlación utilizar depende de las condiciones que desee modelar (Aspentech, 2022).

**Tabla 4.***Resumen correlaciones de flujo en HYSYS para segmentos de tubería*

Correlation	Pipe Geometry Applicability			
	Horizontal	Upward Incline	Downward Incline	Vertical
HTFS	Yes	Yes	Yes	No
Beggs and Brill	Yes	Yes	Yes	Yes
Duns and Ros	No	No	No	Yes
Darcy	Yes	Yes	Yes	Yes
Orkiszewski	No	No	No	Yes
Aziz, Govier, and Fogarasi	No	No	No	Yes
Hagedorn and Brown	No	No	No	Yes
Lockhart and Martinelli	Yes	No	No	No
Dukler	Yes	No	No	No
Gregory, Aziz, and Mandhane	Yes	Yes (for inclinations less than 30 degrees)	Yes (for inclinations less than 30 degrees)	No
Tulsa Unified Model (2-Phase)	Yes	Yes	Yes	Yes
Tulsa Unified Model (3-Phase)	Yes	Yes	Yes	Yes
Adiabatic Gas	Yes	No	No	No
Isothermal Gas	Yes	No	No	No

*Nota:* Elaborada con la información de *Pipe Flow Correlations for Multi-Phase Systems* por Aspen

Hysys V14 Help, 2022, Aspen Technology Inc.

Ujile en su trabajo ‘Análisis termohidráulico de una tubería de gas condensado para la prevención de hidratos durante la producción en estado estacionario’, realiza una simulación

termo-hidráulica de una tubería de gas condensado offshore hasta llegar a la facilidad de procesamiento. En esta simulación, plantea una metodología que involucra los siguientes aspectos: Cálculo flash para la ecuación de modelo de estado, diagrama de fases y envolventes para la obtención de perfil hidráulico y térmico, determinación de la temperatura de formación de hidratos para las composiciones de fluidos dadas, mayor segmentación de tubería para alta precisión en los resultados y la determinación de los perfiles de presión y temperatura. En esta simulación, el autor considera el sistema en estado estable, un efecto insignificante de los accesorios, presión y temperatura de entrada constantes, temperatura ambiente promedio anual y que la tubería existente ya se encontraba dimensionada para caudales máximos (Ujile, 2016).

Para las correlaciones de flujo multifásico entregadas por Hysys, Ujile (2016) utiliza en su simulación las referenciadas en *Tabla 5* y el paquete termodinámico Peng-Robinson para modelado de hidratos.

### **Tabla 5.**

Correlaciones de flujo utilizadas por Ujile (2016)

<b>Geometría de la tubería</b>	<b>Correlaciones de flujo multifásico</b>
Tubería horizontal	Begg y Brill (1973)
Tubería vertical	Begg y Brill (1979)
Tubería inclinada	Begg y Brill (1979)

En base a lo anterior, Ujile (2016) finaliza su texto aclarando que es posible lograr capacidades de modelado precisas y completas para sistemas hidráulicos de tuberías para las industrias de petróleo y gas. Tanto Pipe Segment Model como Aspen Hydraulics ofrecen simulaciones de flujo

a través de tuberías, con variables que incluyen caída de presión, caudal, materiales de tubería, transferencia de calor, correlaciones de flujo, cambios de altitud y muchas más.

### **3. Descripción de la línea de flujo del Piedemonte Llanero**

#### **3.1 Características geográficas y climáticas del Piedemonte Llanero**

El Piedemonte Llanero colombiano es una región geográfica de transición entre las estribaciones orientales de la Cordillera de los Andes y las vastas planicies de los Llanos Orientales. Este corredor natural se extiende principalmente a través de los departamentos de Arauca, Casanare y Meta, y en menor medida por Vichada y Guaviare. La ubicación del Piedemonte Llanero tiene importancia en términos de biodiversidad, recursos hídricos y actividades económicas.

El Piedemonte Llanero colombiano se encuentra en la vertiente oriental de la Cordillera Oriental de los Andes, extendiéndose hacia el este hasta encontrarse con las llanuras de los Llanos Orientales. Este territorio se caracteriza por una topografía ondulada que incluye colinas, valles y áreas más planas a medida que se aleja de la cordillera (IGAC, 1992).

En el departamento de Arauca, el piedemonte se extiende desde las estribaciones de la cordillera hacia el este, cubriendo municipios como Tame y Saravena. En Casanare, esta región incluye municipios como Yopal, Aguazul y Tauramena (Vargas y León, 2016). Meta es otro departamento significativo donde el piedemonte se despliega en áreas como Villavicencio, Acacías y Granada. La ubicación de estos municipios en la transición entre la cordillera y las llanuras les otorga una mezcla única de características geográficas y ecológicas.

El clima en el Piedemonte Llanero colombiano es predominantemente tropical, con variaciones significativas debido a la altitud y la proximidad a la cordillera. Este clima se caracteriza por la existencia de dos estaciones bien diferenciadas: la temporada de lluvias y la temporada seca.

De acuerdo con la información obtenida del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), las condiciones ambientales del municipio de Aguazul – Casanare, se definen acorde a la **Tabla 6**.

**Tabla 6.**

*Condiciones ambientales de un municipio del Piedemonte Llanero*

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Temperatura máxima promedio anual	91,4	°F
Temperatura mínima promedio anual	73,0	°F
Temperatura promedio anual	82,2	°F
Humedad relativa máxima anual	84	%
Humedad relativa mínima anual	69	%
Precipitación promedio anual	2790	mm
Temporada seca	Diciembre - Marzo	-
Temporada de lluvias	Abril - Octubre	-

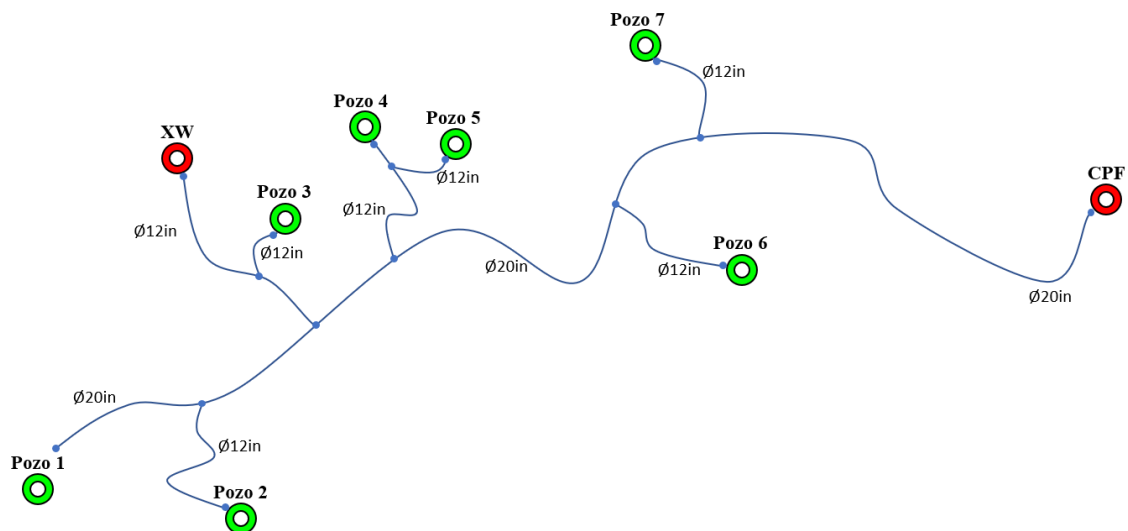
*Nota:* Elaborada con la información de *Características climatológicas de ciudades principales y municipios turísticos*, por IDEAM, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. Aguazul – Casanare.

### 3.2 Recorrido de la línea de flujo

El recorrido de línea de flujo del Piedemonte Llanero seleccionada para la simulación termo-hidráulica se encuentra detallado en la **Figura 5**, donde se muestran de manera esquemática los diámetros, la ubicación de pozos y los ramales de conexión a la troncal.

**Figura 5.**

*Esquemática del recorrido de una línea de flujo del Piedemonte Llanero*



El perfil de elevación de una línea de flujo enterrada en el Piedemonte Llanero muestra variaciones significativas debido a los cambios de nivel en las montañas de la región. Esta área geográfica se caracteriza por su terreno ondulado y la presencia de elevaciones que alteran la continuidad del subsuelo; los cambios de nivel en las montañas afectan directamente la altimetría de la línea de flujo, como se detalla en la **Figura 6**. Esta gráfica proporciona un registro estimado de las distintas elevaciones a lo largo del recorrido de la línea del pozo XW hasta llegar al CPF, ilustrando cómo el terreno variable típico del Piedemonte Llanero influye en su configuración. Las

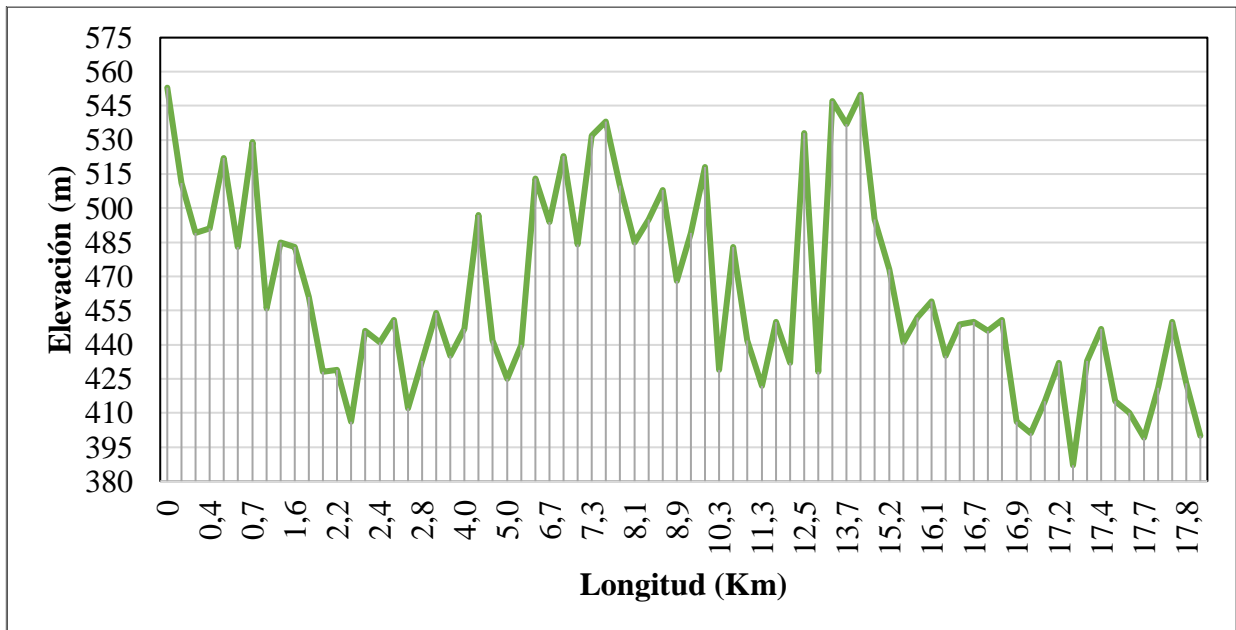
diferencias en altitud son un factor a considerar, ya que pueden impactar la presión y el flujo dentro de la línea, así como su exposición a posibles riesgos geotécnicos.

Basándose en una configuración típica del terreno del piedemonte llanero, con una topografía montañosa, se estima que la línea de flujo proveniente de la troncal XW tiene una longitud total de 17,9 kilómetros. A lo largo de su recorrido, esta línea presenta variaciones significativas en su elevación. Con estos datos, es posible identificar los puntos más altos y más bajos de la línea de flujo.

El punto más alto de la línea de flujo se encuentra en el kilómetro 14,1, con una elevación de 550 metros. Este es un sector crítico, ya que las mayores elevaciones pueden influir en la presión y el flujo dentro de la tubería; en contraste, el punto más bajo de la línea de flujo se sitúa en el kilómetro 17,2, con una elevación de 387 metros. En las áreas de menor elevación, también se pueden representar puntos de acumulación de líquidos y afectar la dinámica del flujo.

**Figura 6.**

*Cambios de elevación de una línea de flujo del Piedemonte Llanero*



*Nota:* Elaborada con la información de *Google Earth Pro V. 7.3.6*, por Google, 2024. Tomando como referencia una zona montañosa entre los campos Cupiagua y Cusiana, pertenecientes a los municipios de Aguazul y Tauramena respectivamente.

La **Figura 6** muestra la variación de la elevación a lo largo de la longitud de una línea de flujo, extendiéndose desde los 0 hasta los 17.9 kilómetros. El eje horizontal representa la longitud en kilómetros, mientras que el eje vertical indica la elevación en metros sobre el nivel del mar.

### 3.3 Propiedades mecánicas de la línea

Según la información proporcionada por Huertas (2019) y presentada en la **Tabla 7**, los datos de diámetro interno, espesor, diámetro externo y rugosidad de las tuberías asociadas a la troncal XW se utilizarán como referencia para el desarrollo de la simulación termo-hidráulica. Se asume

que la línea de flujo desde la cabeza del pozo hasta la entrada al CPF mantiene las mismas propiedades mecánicas a lo largo de su recorrido.

**Tabla 7.**

*Especificaciones de tuberías asociadas a la troncal XW*

Segmento	D nominal (in)	D interno (in)	Espesor (in)	D externo (in)	Longitud (m)	Rugosidad (in)
XL-conXL	-	11,75	0,5	12,75	1.650,4	0,002
ConXL-conXP	-	18,62	0,69	20	1.800	0,002
ConXP-ConXZ-XW	-	18,62	0,69	20	3.150	0,002
ConXZ-XW-ConXA	-	18,62	0,69	20	250,01	0,002
ConXA-ConK	-	18,62	0,69	20	2125	0,002
ConK-ConXN	-	18,62	0,69	20	745,3	0,002
ConXN-ConE	-	18,62	0,69	20	2.681,11	0,002
ConE-CPF	-	18,62	0,69	20	9.230,05	0,002

*Nota:* Elaborada con la información de *Estudio de factibilidad para enviar los líquidos asociados a los pozos de los campos Cupiagua, Cupiagua sur y Recetor hacia la central de procesamiento de Cusiana* (p.10), por Huertas, O. J., 2019, Universidad Nacional de Colombia.

Es común utilizar tubería de acero al carbono para líneas de flujo debido a su excelente resistencia mecánica y durabilidad, lo que la hace ideal para soportar las altas presiones y temperaturas típicas de los entornos industriales. Además, el acero al carbono es económico y versátil, con buenas propiedades de soldabilidad y una resistencia adecuada a la corrosión cuando se recubre o trata adecuadamente, lo que garantiza una larga vida útil y un mantenimiento reducido

en una variedad de aplicaciones. Para el entorno de simulación se tomó como referencia una tubería de acero al carbono con revestimiento externo Dual FBE<sup>5</sup>, cuya especificación de material es API 5L Grado X65 y con un límite de fluencia mínimo especificado según ASME (2022) de 65.300 psi (p.144). La **Tabla 8** muestra los datos que tomados para dimensionar la línea de flujo en la simulación.

**Tabla 8.**

*Especificación de tubería para troncal XW*

<b>D externo (in)</b>	<b>D interno (in)</b>	<b>Espesor (in)</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Rugosidad (in)</b>
20	18,62	0,69	17.900	0,002

Los valores operacionales presentados en la **Tabla 9** permiten estimar las condiciones de diseño típicas para las tuberías de acuerdo con los piping class de las líneas de flujo del Piedemonte Llanero. Bajo estas condiciones, la presión de diseño se ha estimado en 2.000 psi, con una temperatura máxima de diseño de 250 °F y una temperatura mínima de diseño de -15 °F.

### 3.4 Condiciones operacionales actuales

Para la simulación se presenta la **Tabla 9**, donde Huertas (2019) asocia valores de GOR, BSW<sup>6</sup>, presión, temperatura, flujo de gas, flujo de crudo y flujo de agua de los pozos vinculados a la troncal XW, información de entrada a los datos del modelo termo-hidráulico a desarrollar.

<sup>5</sup> FBE: Fusión Bond Epoxy – Revestimiento a base de resinas epóxicas.

<sup>6</sup> BSW: Sedimento básico y agua (Basic Sediment and Water).

**Tabla 9.***Condiciones operacionales promedio de los pozos asociados a la troncal XW*

<b>Pozo</b>	<b>Troncal asociada</b>	<b>T (°F)</b>	<b>P (psig)</b>	<b>GOR (SCF/bbl)</b>	<b>BSW (%)</b>	<b>Gas (MMscfd)</b>	<b>Crudo (bbl/d)</b>	<b>Agua (bbl/d)</b>
E14	XW	131	751	68.571,4	13,6	14,4	210	32,9
K5	XW	159	749	65.027,3	64,5	11,9	183	32,9
K20	XW	130	743	126.126,1	65,5	14	111	211
Man_XLCP	XW	158,8	-	25.906	53,9	35,01	1351	1580,3
XN6	XW	125	813	33.027,5	60,8	3,6	109	169
XP1	XW	196	858	679.365	61,4	85,6	126	200,3

*Nota:* Elaborada con la información de *Estudio de factibilidad para enviar los líquidos asociados a los pozos de los campos Cupiagua, Cupiagua sur y Recetor hacia la central de procesamiento de Cusiana* (p.10), por Huertas, O. J., 2019, Universidad Nacional de Colombia.

Para efectos de cálculo, se han utilizado los valores promedio de los parámetros en la **Tabla 9** para la troncal XW, con el objetivo de simplificar y optimizar el proceso de simulación. Estos valores promedios se han tabulado en la **Tabla 10**, proporcionando una base de datos consolidada que refleja las condiciones típicas a las que estará sometida la troncal XW.

**Tabla 10.***Condiciones operacionales promedio para la troncal XW*

<b>Troncal</b>	<b>T (°F)</b>	<b>P (psig)</b>	<b>GOR (SCF/bbl)</b>	<b>BSW (%)</b>	<b>Gas (MMscfd)</b>	<b>Crudo (bbl/d)</b>	<b>Agua (bbl/d)</b>
XW	150,0	782,8	78.667,8	51,6	27,4	348,3	371,1

### 3.5 Proyecciones de condiciones operacionales futuras

Huertas (2019) en su trabajo ‘Estudio de factibilidad para enviar los líquidos asociados a los pozos de los campos Cupiagua, Cupiagua sur y Recetor hacia la central de procesamiento de Cusiana’ ha desarrollado escenarios de producción para los pozos asociados a la troncal XW, proyectando su desempeño tanto para el año 2020 como para el 2024, basándose en la información recolectada con el área de operaciones y descrita en la **Tabla 11** y la **Tabla 12**. Esta información es utilizada para calcular por proyección lineal la cantidad de flujo de gas, crudo y agua para el 2028.

**Tabla 11.**

*Escenarios de producción de pozos asociados a la troncal XW del año 2020*

AÑO	GAS KPCD <sup>7</sup>	OIL BOPD <sup>8</sup>	WATER BWPD <sup>9</sup>	POZO ASOCIADO A LA TRONCAL XW
	9.235	172	54	CPE14Z
	7.230	44	175	CPK20ST1Z
	7.351	151	188	CPK5Z
2020	2.069	40	107	CPSXN6ZST1
	70.958	180	148	CPSURXP1
	93.333	322	819	CPSURXL4
	17.873	358	1.070	CPSURXL5

*Nota:* Elaborada con la información de *Estudio de factibilidad para enviar los líquidos asociados a los pozos de los campos Cupiagua, Cupiagua sur y Recetor hacia la central de procesamiento de Cusiana* (p.10), por Huertas, O. J., 2019, Universidad Nacional de Colombia.

<sup>7</sup> KPCD: Mil pies cúbicos por día.

<sup>8</sup> BOPD: Barriles de petróleo por día.

<sup>9</sup> BWPD: Barriles de agua por día.

**Tabla 12.***Escenarios de producción de pozos asociados a la troncal XW del año 2024*

AÑO	GAS KPCD	OIL BOPD	WATER BWPD	POZO ASOCIADO A LA TRONCAL XW
	3.834	64	59	CPE14Z
	2.399	9	68	CPK20ST1Z
	1.872	28	52	CPK5Z
2024	0	0	0	CPSXN6ZST1
	66.029	37	164	CPSURXP1
	75.706	64	1.016	CPSURXL4
	12.313	74	1.182	CPSURXL5

*Nota:* Elaborada con la información de *Estudio de factibilidad para enviar los líquidos asociados a los pozos de los campos Cupiagua, Cupiagua sur y Recetor hacia la central de procesamiento de Cusiana* (p.10), por Huertas, O. J., 2019, Universidad Nacional de Colombia.

Para la simulación termo-hidráulica desarrollada en este documento, se consideran las cantidades de flujo total de gas, crudo y agua correspondientes a los años 2020 y 2024 de los pozos asociados a la troncal XW. A partir de estos datos, se proyecta un comportamiento lineal para el año 2028, lo que permite anticipar el rendimiento futuro bajo condiciones similares a las observadas en los años analizados. Los resultados de los pronósticos de los flujos de gas, crudo y agua, se encuentran representados de manera detallada en la **Tabla 13**.

**Tabla 13.***Escenarios de producción estimados para la troncal XW*

AÑO	GAS KPCD	OIL BOPD	WATER BWPD
2020	208.049	1.267	2.561
2021	196.575	1.019	2.556
2022	185.101	772	2.551
2023	173.627	523,75	2.546
2024	162.153	276	2.541
2025	150.679	28,25	2.536
2026	139.205	0	2.531
2027	127.731	0	2.526
2028	116.257	0	2.521

La *Figura 7*, *Figura 8* y *Figura 9* presentan proyecciones de flujo de gas, crudo y agua respectivamente. En todas ellas, se observa una pendiente negativa, lo que indica una disminución continua en los volúmenes extraídos de cada uno de estos recursos a lo largo del tiempo. Esta tendencia decreciente es un claro indicio sobre el depletamiento del yacimiento. Las ecuaciones que describen el comportamiento lineal de los flujos mencionados en función del tiempo, son las siguientes:

$$\text{Flujo de gas} \rightarrow y = -11.474x + 23.385.529 \quad (32)$$

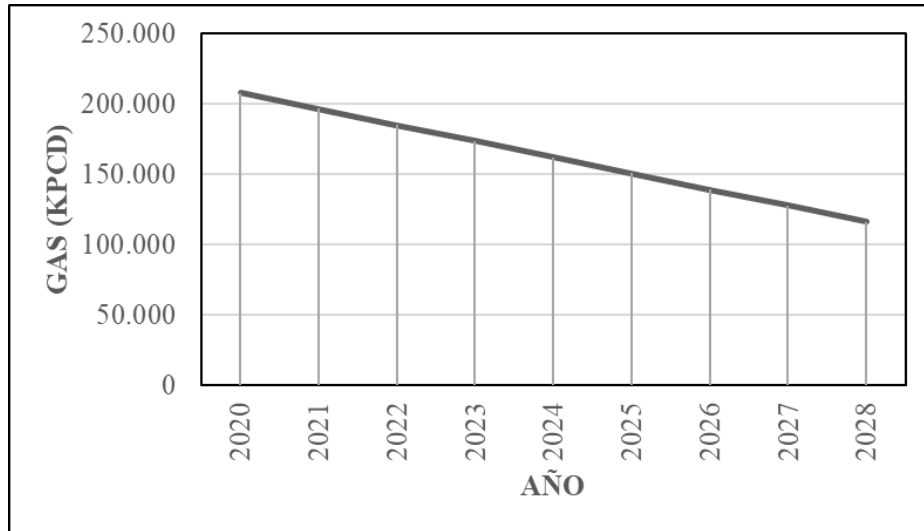
$$\text{Flujo de crudo} \rightarrow y = -247,75x + 501.722 \quad (33)$$

$$\text{Flujo de agua} \rightarrow y = -5x + 12.661 \quad (34)$$

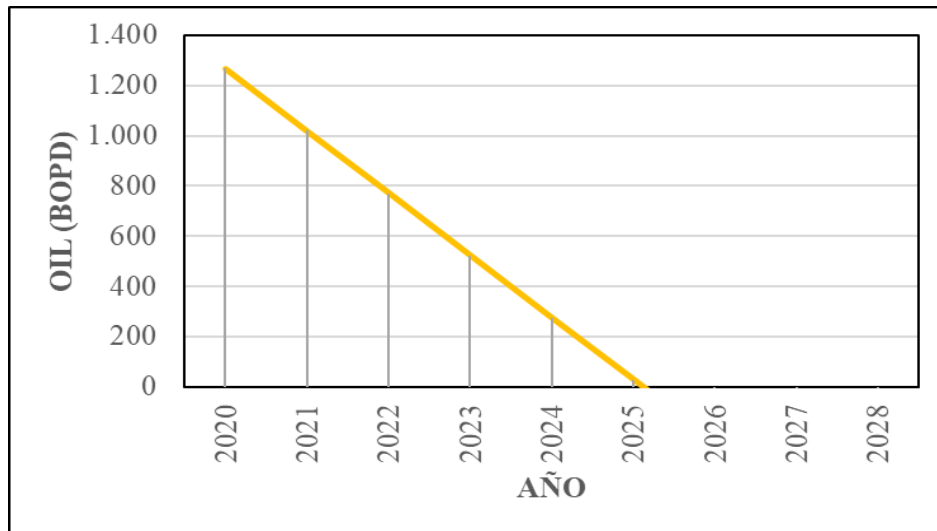
Donde  $x$  es el tiempo en años.

**Figura 7.**

*Proyección flujo de gas para el año 2028*

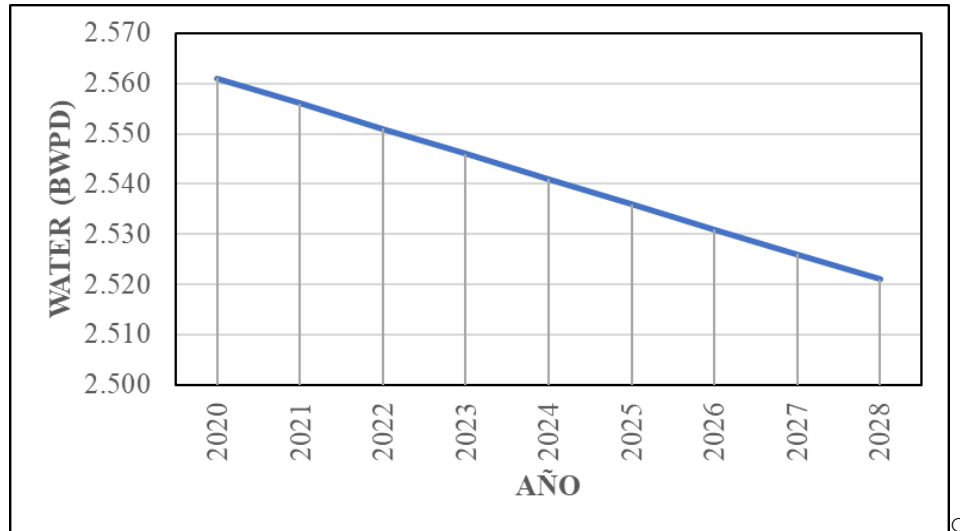
**Figura 8.**

*Proyección flujo de crudo para el año 2028*



**Figura 9.**

*Proyección flujo de agua para el año 2028*



#### **4. Modelo de simulación Termo-Hidráulico en Aspen HYSYS**

##### **4.1 Recopilación de datos y parámetros iniciales**

Se listan las principales consideraciones contempladas en el desarrollo del modelo:

- Sistema en estado estacionario.
- Presión y temperatura de entrada constantes.
- Temperatura ambiente promedio anual de 82.2°F
- Tubería existente con propiedades ya determinadas.
- Perfil de rugosidad para una tubería nueva.
- Diámetro de tubería uniforme desde el inicio hasta el final de recorrido.
- Fluido multifásico.

- Se considera una única corriente de flujo en el recorrido de la línea, no serán consideradas otras corrientes en el recorrido que aumenten o disminuyan el caudal en el caso de estudio.
- Escenario ideal que no considera efectos acumulativos dada la variedad de la tasa de producción de los pozos (no se observarán efecto de bloqueo y/o obstrucciones)

Las condiciones iniciales de presión, temperatura, flujo y composición (gas, crudo y agua) que serán consideradas para las corrientes en el modelo de simulación se encuentran en la **Tabla 10**.

La composición del gas, corresponde a un gas condensado típico de la región del Piedemonte Llanero, y está detallada en la **Tabla 14**.

La corriente de crudo se define de acuerdo al Petroleum Assay existente en ASPEN HYSYS, utilizando la librería de Cusiana-2011. La data del Assay se encuentra en el **Apéndice A**.

El agua se define como componente puro.

La definición de los parámetros de tubería a ingresar en el modelo de simulación se encuentra registrada en la **Tabla 8**. Esta tabla incluye información sobre las características mecánicas de la tubería, tales como, diámetro interno, el espesor de la pared, longitud, y la rugosidad interna.

El perfil de elevación versus longitud de tubería se encuentra ilustrado en la **Figura 6**. Este perfil proporciona una representación gráfica de cómo varía la altura de la tubería a lo largo de su recorrido.

**Tabla 14.***Composición gas condensado en el modelo de simulación*

<b>Componente</b>	<b>Fracción Molar</b>
N <sub>2</sub>	0,001
CO <sub>2</sub>	0,003
C <sub>1</sub>	0,750
C <sub>2</sub>	0,100
C <sub>3</sub>	0,040
nC <sub>4</sub>	0,030
iC <sub>4</sub>	0,020
nC <sub>5</sub>	0,010
iC <sub>5</sub>	0,005
C <sub>6</sub>	0,002
C <sub>7+</sub>	0,039
<b>Total</b>	<b>1</b>
Peso molecular (C7+)	220
API (C7+)	45

#### 4.2 Configuración del modelo en ASPEN HYSYS

El paquete termodinámico seleccionado es Peng-Robinson.

La corriente de pozo se define por la mezcla de las corrientes de gas, crudo y agua.

Para la simulación termo-hidráulica se utilizó la herramienta “Pipe Segment”. Esta herramienta permitió asignar al modelo de simulación las propiedades de la tubería, como diámetros, materiales, rugosidad, entre otros, todo por segmentos en función de su longitud y elevación.

Para el primer escenario de simulación, bajo unas condiciones ya definidas en la **Tabla 10**, se ingresaron los siguientes valores para cada corriente: 150 °F como temperatura y 782,8 psig como presión en las tres corrientes. Para la corriente de gas, se define un Molar Flow de 27,4 MMSCFD; para la corriente de agua, un Std Ideal Liq Vol Flow de 371,1 bbl/d; y para el crudo, un Std Ideal Liq Vol Flow de 348,3 bbl/d.

La fracción molar de cada componente utilizado en la corriente de gas, se encuentra representado en la **Tabla 14**.

Para definir la composición de la corriente de agua, bastó con asignar una fracción molar de 1 al componente H<sub>2</sub>O.

La composición del crudo se hizo acorde al Petroleum Assay existente en ASPEN HYSYS, utilizando la librería de Cusiana-2011.

Las propiedades de las corrientes de Gas y Crudo quedaron definidas en el modelo de simulación, de acuerdo a la **Tabla 15** y **Tabla 16** respectivamente.

**Tabla 15.**

*Propiedades de la corriente de Gas, definidas en ASPEN HYSYS*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Peso Molecular	29,7	-
Densidad	4,345	lb/ft <sup>3</sup>
Viscosidad	0,01389	cP
Conductividad térmica	0,02335	Btu/hr-ft-°F
Punto de rocío hidrocarburo	524,3	°F
Factor Z	0,8745	-

**Tabla 16.**

*Propiedades de la corriente de Crudo, definidas en ASPEN HYSYS*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Peso Molecular	159,7	-
Densidad	48,51	lb/ft <sup>3</sup>
Viscosidad	0,9543	cP
Conductividad térmica	0,0628	Btu/hr-ft-°F
API	43,71	-

En la configuración de la herramienta Pipe Segment, se ajustaron las tres correlaciones de flujo: horizontal, vertical e inclinado, utilizando la correlación Beggs and Brill (1979)

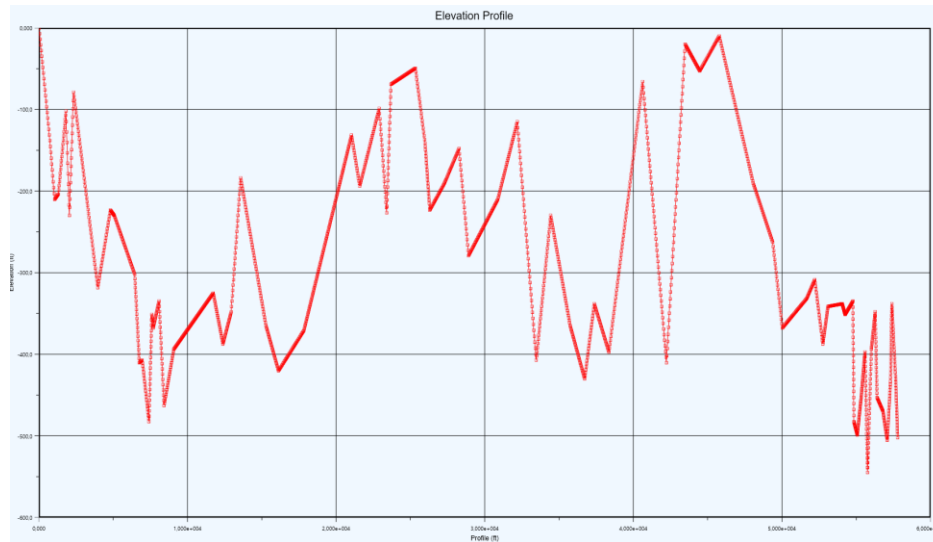
En la herramienta Pipe Segment, se utilizaron 73 segmentos de tubería distribuidos de acuerdo a los cambios de elevación más representativos en el recorrido de la línea de flujo en el Piedemonte Llanero. En esta interfaz, se asignaron las propiedades de la tubería descritas en la **Tabla 8**.

El perfil de elevación obtenido en ASPEN HYSYS, se muestra en la **Figura 10**.

Se especificó el material de acuerdo a los valores de “Pipe Wall Conductivity”. En el caso del acero al carbón, este valor es de 26 BTU/hr-ft-°F (45 W/m-K) y está definido por default en ASPEN HYSYS. Con la definición del diámetro externo y el diámetro interno de la tubería, el programa determina automáticamente el Schedule de la tubería.

**Figura 10.**

*Perfil de elevación en ASPEN HYSYS*



La transferencia de calor fue estimada a partir de la temperatura promedio anual en el Piedemonte Llanero, de 82.2 °F.

Se consideró la transferencia de calor por conducción según material de tubería especificado.

Se usó la correlación "Profes", para estimar la transferencia de calor por convección.

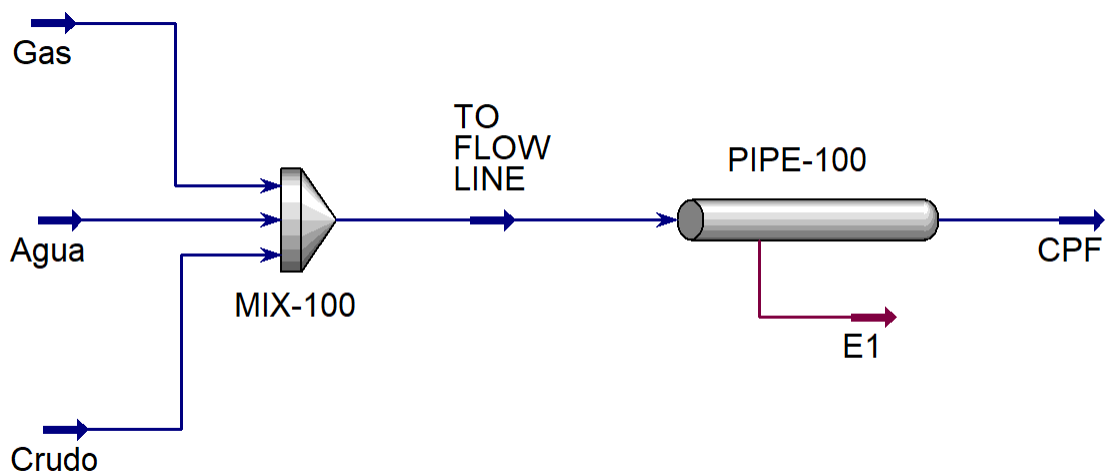
Se definió el "Ambient Medium" como "Ground", el "Ground Type" como "Wet Sand", y una profundidad de enterramiento de 5m ("Buried Depth") para calcular la transferencia de calor por convección/conducción al entorno.

Para calcular la formación de parafinas en la tubería, con la herramienta Pipe Segment, se aplicó la correlación de deposición "Profes" utilizando el método "AEA". Se utilizó un modelo de simulación con un tiempo de 10 días y un intervalo de tiempo "Timestep" de 12 horas; adicionalmente se contempló un espesor de depósito inicial de 0 in en toda la longitud de la línea de flujo.

El modelo de simulación obtenido en ASPEN HYSYS se representa en la **Figura 11**. Este modelo de simulación es la base para ajustar los datos de entrada según las condiciones futuras que se plantearán más adelante en este documento.

**Figura 11.**

*Modelo de simulación en ASPEN HYSYS*



#### 4.3 Escenarios de simulación: Condiciones operacionales y climáticas

Se proponen cuatro escenarios de simulación en ASPEN HYSYS. Estos incluyen un escenario actual y una proyección futura para el año 2028, cada uno evaluando dos situaciones: una con presión de entrada conocida para determinar la presión de llegada y otra con presión de llegada conocida para identificar la presión de entrada.

Para el *escenario actual*, partimos de la información referenciada en la **Tabla 10**.

El *escenario futuro* proyectado para el año 2028, se definió en base a la proyección lineal resumida en la **Tabla 13**.

El resumen de los escenarios de simulación planteados para la línea de flujo seleccionada se encuentra en la *Tabla 17*.

**Tabla 17.**

*Escenarios de simulación para la línea de flujo en el Piedemonte Llanero*

Parámetros	1. Escenario actual		2. Escenario año 2028	
	Situación 1	Situación 2	Situación 1	Situación 2
Temperatura ambiente (°F)	82,2	82,2	82,2	82,2
Temperatura de entrada (°F)	150	150	130	130
Presión de entrada (psig)	782,8	-	700	-
Presión de llegada (psig)	-	200	-	200
Flujo Gas (MMSCFD)	27,4	27,4	116	116
Flujo Crudo (bbl/d)	348,3	348,3	0	0
Flujo Agua (bbl/d)	371,1	371,1	2.521	2.521

## 5. Análisis de los resultados de simulación

En el siguiente apartado se analizan los resultados obtenidos en los modelos de simulación termo-hidráulicos desarrollados en ASPEN HYSYS, con la herramienta Pipe Segment. Se representaron las variables de temperatura, presión, elevación, caídas de presión, fracción de vapor retención de líquido (Hold up), velocidades de flujo y espesor del depósito en la formación de ceras, todo en función de la longitud de la línea de flujo. Estas variables fueron presentadas y comparadas de forma gráfica.

### 5.1 Análisis de resultados

Los resultados obtenidos en Aspen HYSYS de los cuatro escenarios de simulación, se encuentran tabulados en el *Apéndice B*, *Apéndice C*, *Apéndice D* y *Apéndice E* respectivamente.

#### 5.1.1 Escenario 1.1 actual

La *Figura 12*, ilustra el análisis de presión a lo largo de la tubería, mostrando cómo esta varía en respuesta a los cambios de elevación a medida que se avanza por la línea. Al inicio del recorrido, la tubería tiene una presión de 782,2 psi. Sin embargo, después de recorrer 17,9 km y enfrentar diversos cambios de elevación, la presión disminuye significativamente hasta alcanzar 271,9 psi a la entrada de la facilidad. Esto representa una considerable caída de presión de 510,3 psi.

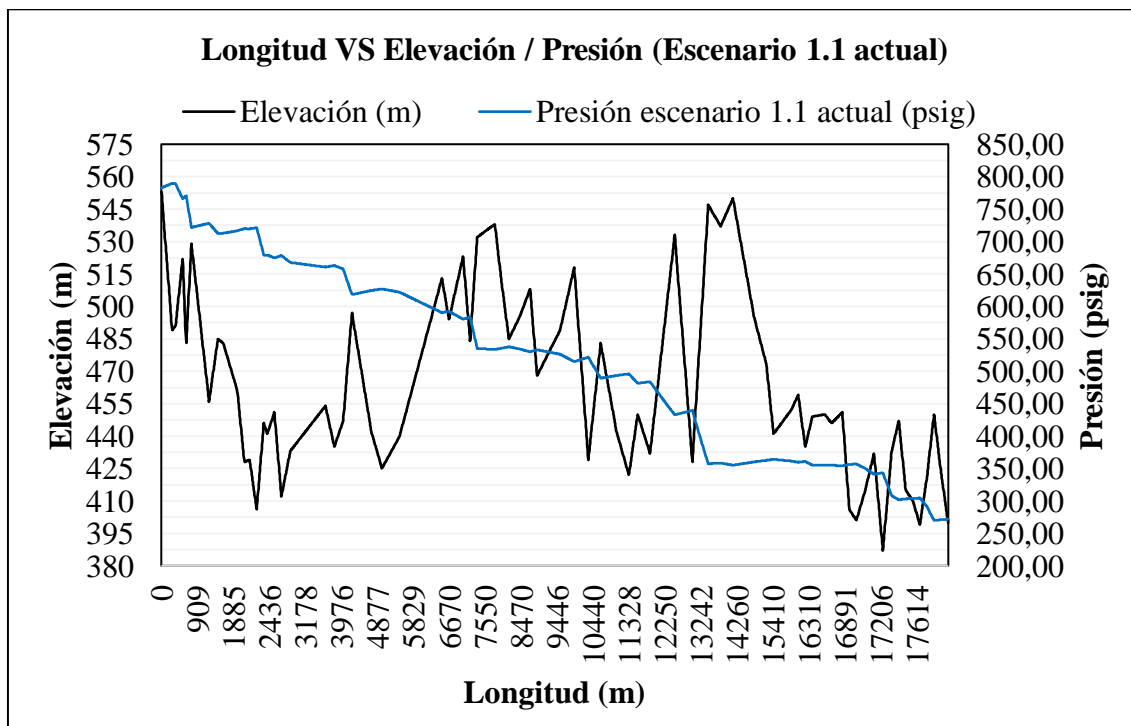
La gráfica muestra una serie de picos que representan cambios significativos en el nivel de la línea, por ejemplo, en el rango del kilómetro 12,5 al kilómetro 13,5 la línea se encuentra en uno de los picos más altos (elevación de 533 m), en este punto desciende apropiadamente 103 m, hasta

llegar a una de las secciones más bajas en el recorrido (elevación de 430 m), para luego ascender 114 m hasta el pico con elevación de 544 m. Al realizar estos movimientos la presión se vio afectada y describió el siguiente comportamiento: En el pico del kilómetro 12,5 tenía una presión de 434 psi, pero al descender los 103m, su presión aumento a 439 psi y cuando ascendió los 114 m, tuvo una caída de presión hasta llegar a los 364 psi.

Este comportamiento de la presión a lo largo de la línea de flujo, se vio afectado principalmente por los cambios de nivel. En los tramos donde la línea de flujo asciende, se producen las mayores caídas de presión debido al trabajo adicional que debe realizar el fluido para superar la elevación. Por el contrario, en los tramos donde la línea de flujo desciende, la presión tiende a aumentar porque el fluido se mueve con la ayuda de la gravedad, reduciendo la resistencia al flujo.

**Figura 12.**

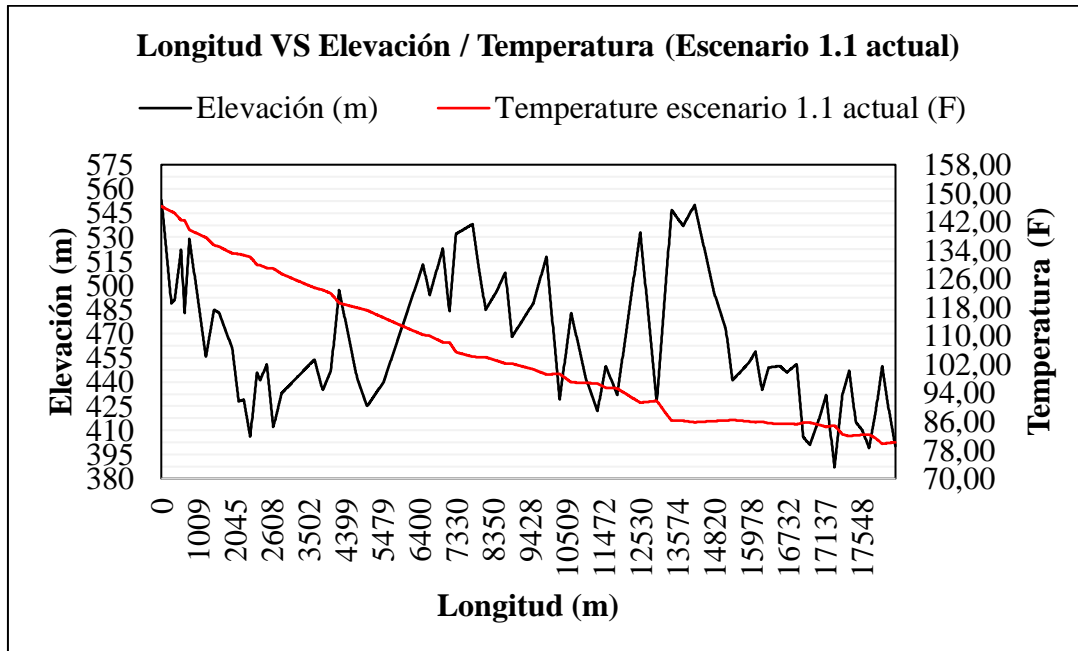
*Longitud VS Elevación / Presión (Escenario 1.1 actual)*



La **Figura 13**, muestra la relación entre la longitud de una línea y dos variables: elevación y temperatura. La temperatura, representada por una línea roja, disminuye de manera más constante desde aproximadamente 150°F al inicio, hasta alrededor de 80°F al llegar a la facilidad. Esta tendencia descendente es causada por la pérdida de calor del fluido a medida que se desplaza por la tubería y por las condiciones ambientales a lo largo del recorrido.

Las áreas con cambios ascendentes en la elevación experimentan mayores caídas de presión, lo cual está relacionado con las fluctuaciones en la temperatura observada. Es decir, cuando hay pérdidas de presión debido al flujo ascendente, la pendiente de la temperatura en la gráfica se incrementa, indicando una mayor caída de temperatura en comparación con los tramos donde la tubería presenta flujo descendente.

Es de esperarse que, durante el trayecto del fluido por la línea de flujo, la temperatura disminuya progresivamente. Esto se debe a que el sistema no está idealmente aislado, por lo tanto, el calor del fluido se transfiere a las paredes de la tubería y al medio que la rodea, ocasionando las pérdidas de temperatura.

**Figura 13.***Longitud VS Elevación / Temperatura (Escenario 1.1 actual)*

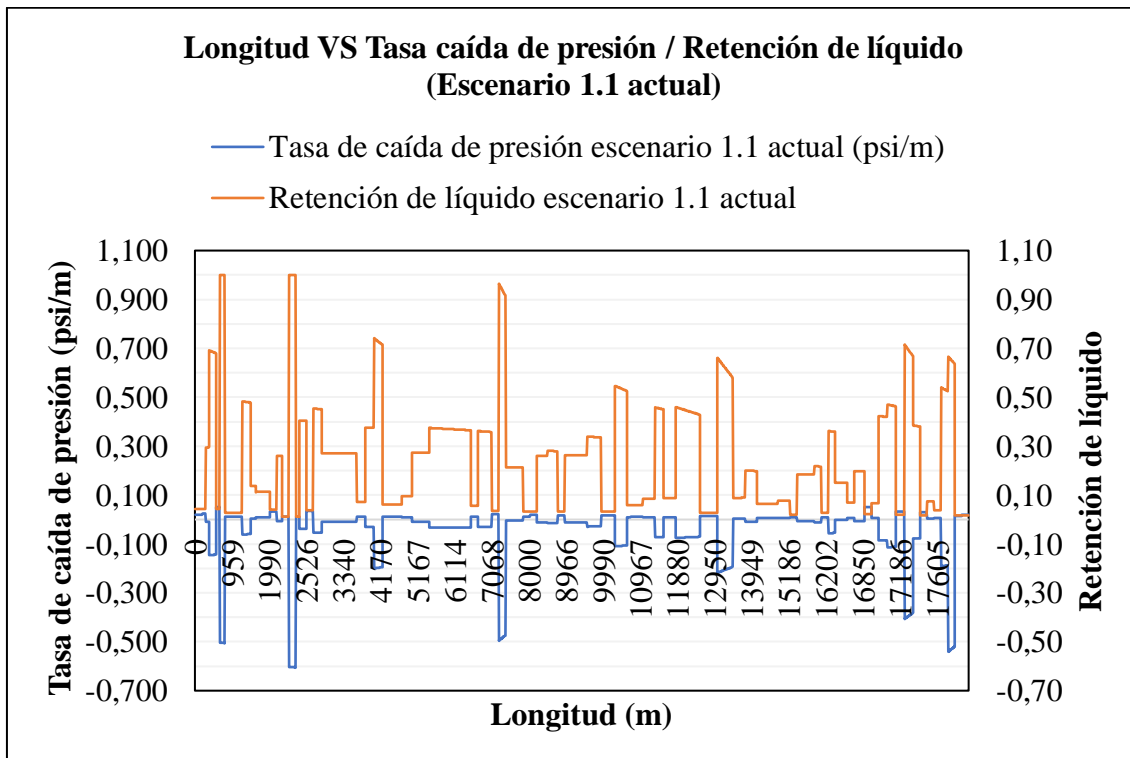
La **Figura 14**, muestra la relación entre la longitud de una línea (en metros) y dos variables: la tasa de caída de presión ( $dP/dL$ ) y la retención de líquido. La tasa de caída de presión está representada por una línea azul, mientras que la retención de líquido está representada por una línea naranja. A lo largo de la longitud de la línea, la tasa de caída de presión experimenta fluctuaciones significativas. Al comienzo del recorrido, se observan fluctuaciones tanto positivas como negativas en los valores. Estas fluctuaciones están correlacionadas de la siguiente manera: donde hay una mayor retención de líquido, se experimenta una caída de presión más pronunciada debido al fenómeno del Plug Flow. Por ejemplo, a los 712 m y 2363 m se presentan los puntos de mayor retención de líquido (valor de retención igual a 1), esto significa que el líquido ocupa completamente el espacio disponible en esa área de la tubería. En esta situación, la fase gaseosa

actúa como impulsora del flujo, lo cual presenta una resistencia significativa al flujo de líquido, resultando en una considerable caída de presión.

La retención de líquido influye en la tasa de caída de presión, ya que una mayor acumulación de líquido aumenta la resistencia al flujo y, por ende, la caída de presión.

**Figura 14.**

*Longitud VS Tasa caída de presión / Retención de líquido (Escenario 1.1 actual)*

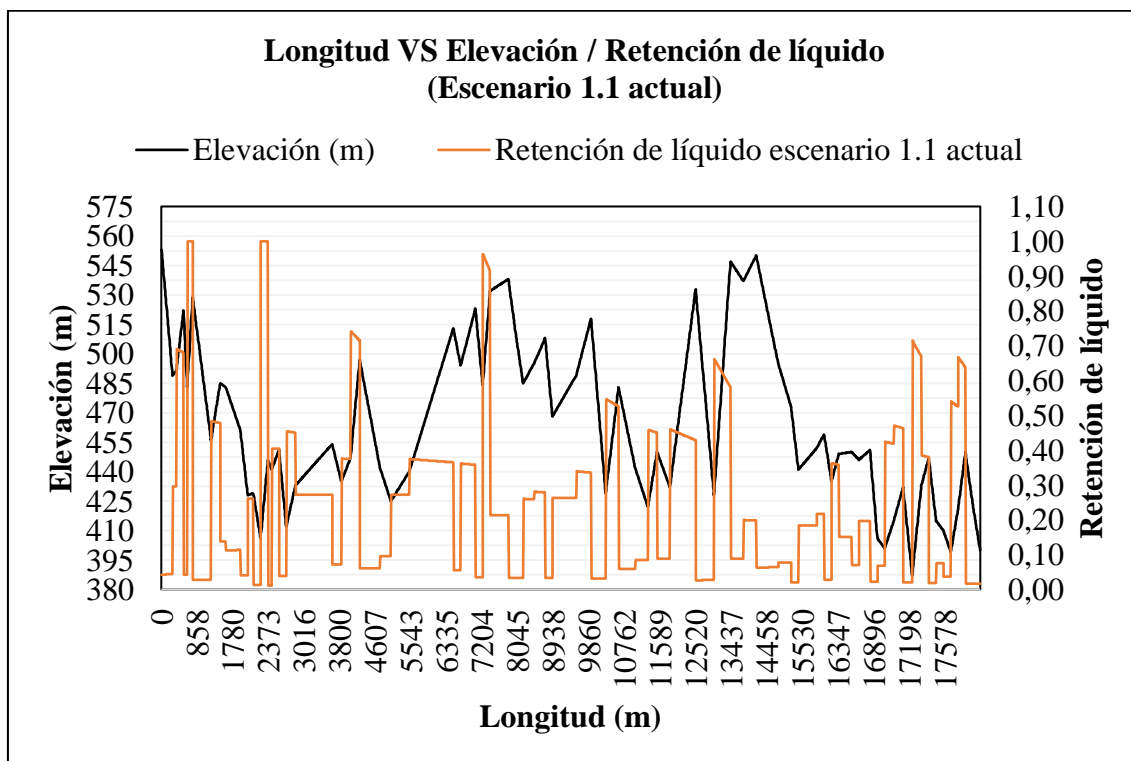


En la **Figura 15**, se observa una representación gráfica de cómo la elevación de una tubería afecta la retención de líquidos a lo largo de su longitud, principalmente en los puntos bajos de tubería donde se puede considerar la formación de “bolsillos”. Estos puntos de retención son problemáticos en sistemas de tuberías, ya que la acumulación de líquidos aumenta la velocidad

de corrosión. Además, la acumulación de líquido en estos "bolsillos" puede conducir a problemas como la formación de depósitos de parafinas. En este escenario las velocidades del gas se encuentran por debajo de los 50 ft/s, por lo que se recomienda aumentar el flujo o disminuir el diámetro de la tubería y así eliminar los 'Hold ups'.

**Figura 15.**

*Longitud VS Elevación / Retención de líquido (Escenario 1.1 actual)*



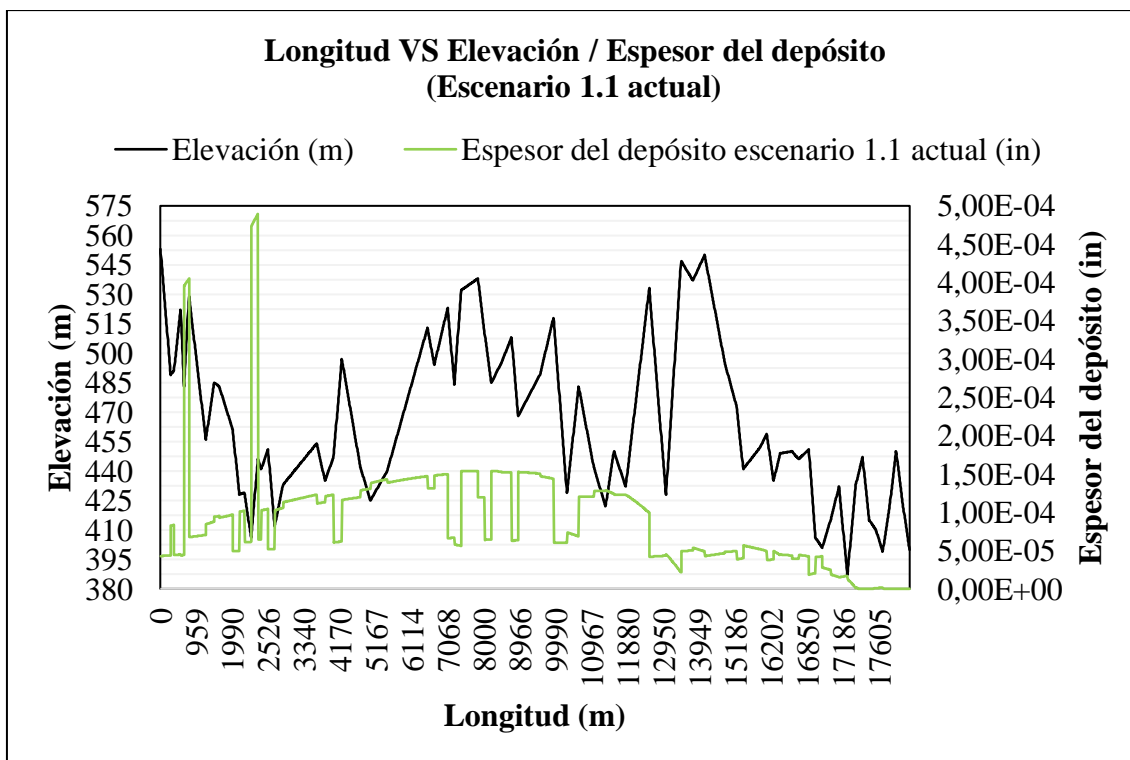
En la interpretación de la **Figura 16** y relacionándola con la **Figura 15**, se observa que el grosor de la capa de cera es significativamente mayor en las secciones donde la retención de líquidos es máxima, situación que se presenta en los puntos bajos de la línea. Esto se refleja en un valor máximo de  $4,895 \times 10^{-4}$  in para el espesor del depósito de parafina.

En los kilómetros 0,65 y 2,3 se están presentando los mayores espesores de formación de parafinas. El punto más crítico en toda la longitud de la línea se encuentra a los 2.370 metros, donde evaluado en 10 días se tiene un espesor de depósito de  $4,895 \times 10^{-4}$  in (0,01243 mm).

Considerando que se acumulan parafinas en el tubo y suponiendo que la producción de crudo será nula al cabo de un año, según la proyección de la **Figura 8**, se espera que al pasar 365 días esta acumulación de ceras disminuya el área a  $271,8 \text{ in}^2$ . En total el área de cera acumulado durante el año proyectado de producción de crudo es de  $0,5 \text{ in}^2$ , al compararlo con el área inicial ( $272,3 \text{ in}^2$ ), representa una pérdida del 0,19%.

**Figura 16.**

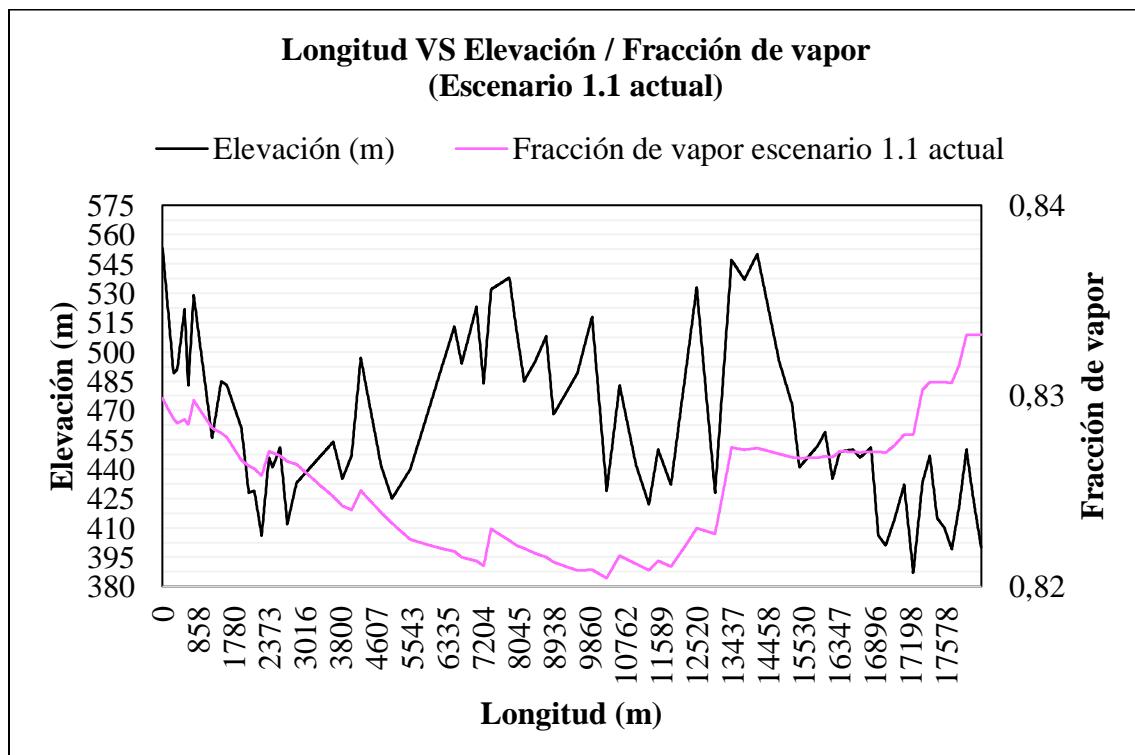
*Longitud VS Elevación / Espesor del depósito (Escenario 1.1 actual)*



En la **Figura 17**, se aprecia que la fracción de vapor representada por la línea rosada se mantiene relativamente constante a lo largo de la longitud, fluctuando ligeramente alrededor de 0,82. Al comparar ambas variables (elevación y fracción de vapor), se nota que, a pesar de las variaciones significativas en la elevación, la fracción de vapor muestra una estabilidad notable. Sin embargo, en los puntos donde hay caídas de presión, consecuentes a un cambio de nivel ascendente, la fracción de vapor aumenta ligeramente. Esto podría indicar que la fracción de vapor aumenta al disminuirse la presión del sistema porque parte del gas asociado se libera a la fase gaseosa.

**Figura 17.**

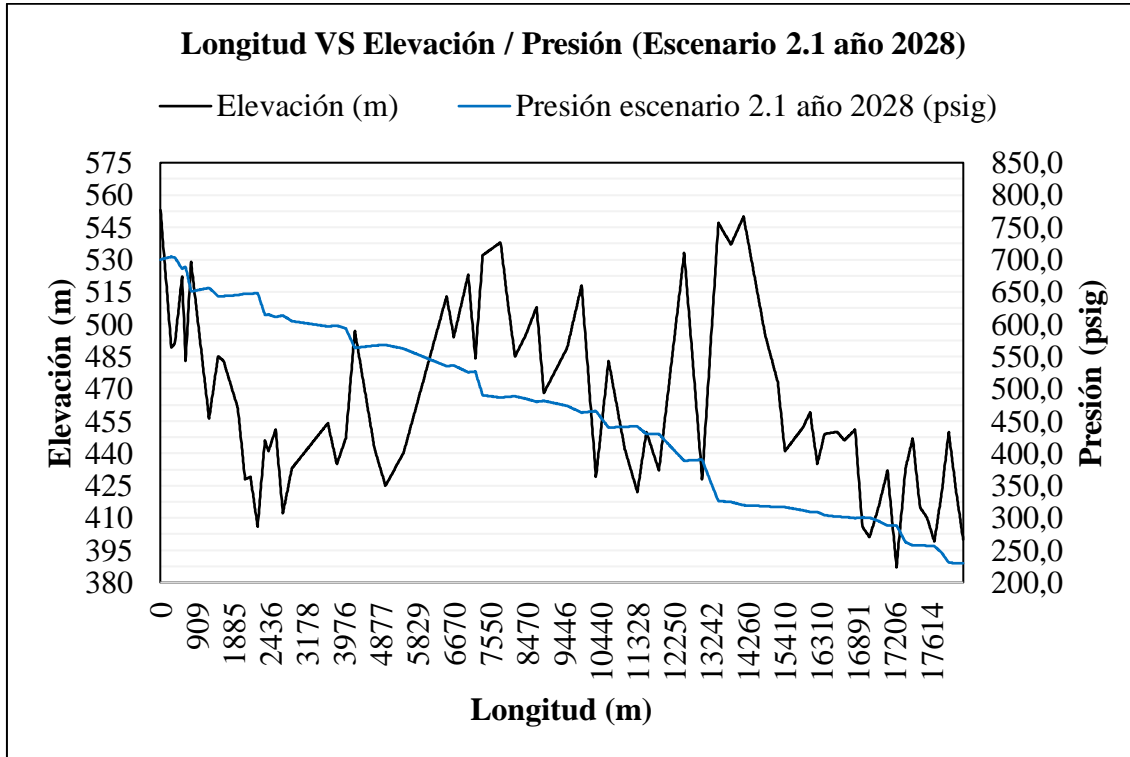
*Longitud VS Elevación / Fracción de vapor (Escenario 1.1 actual)*



### 5.1.2 Escenario 2.1 año 2028

La **Figura 18**, ilustra el análisis del perfil de presión a lo largo de la tubería para el escenario 2.1 año 2028. Este escenario presenta al inicio del recorrido una presión de entrada de 700 psi, y una presión de llegada de 230 psi. Esto indica que la pérdida de presión consecuente a los distintos cambios de elevación en el recorrido de la línea de flujo es de 470 psi.

Algunos comportamientos representativos para aclarar el perfil de presión en este escenario, se da por ejemplo, entre el rango de longitud 2.293 m y 2.394 m, donde el fluido se encuentra en el cuarto punto más bajos del recorrido, a una altura de 408 m con presión de 648 psi y que al ascender 35 m para alcanzar un pico de 443 m de altura, experimenta una caída de presión de 35 psi, esto es ocasionado porque el fluido para afrontar ese cambio elevación ascendente debe realizar un trabajo que le implica un pérdida de presión. Otro comportamiento representativo se da en la longitud 13.520 m, donde la tubería a pesar de encontrarse en el segundo pico más alto del trayecto (con elevación de 544 m), y avanzar 3,7 Km para llegar al pico más bajo con elevación de 389 m aproximadamente; el fluido solo obtiene una caída de presión de 49 psi y se debe a que durante los 3.700 m encuentra variaciones en pendientes descendentes y ascendentes, que permiten que el fluido experimente una caída de presión semejante a un comportamiento lineal.

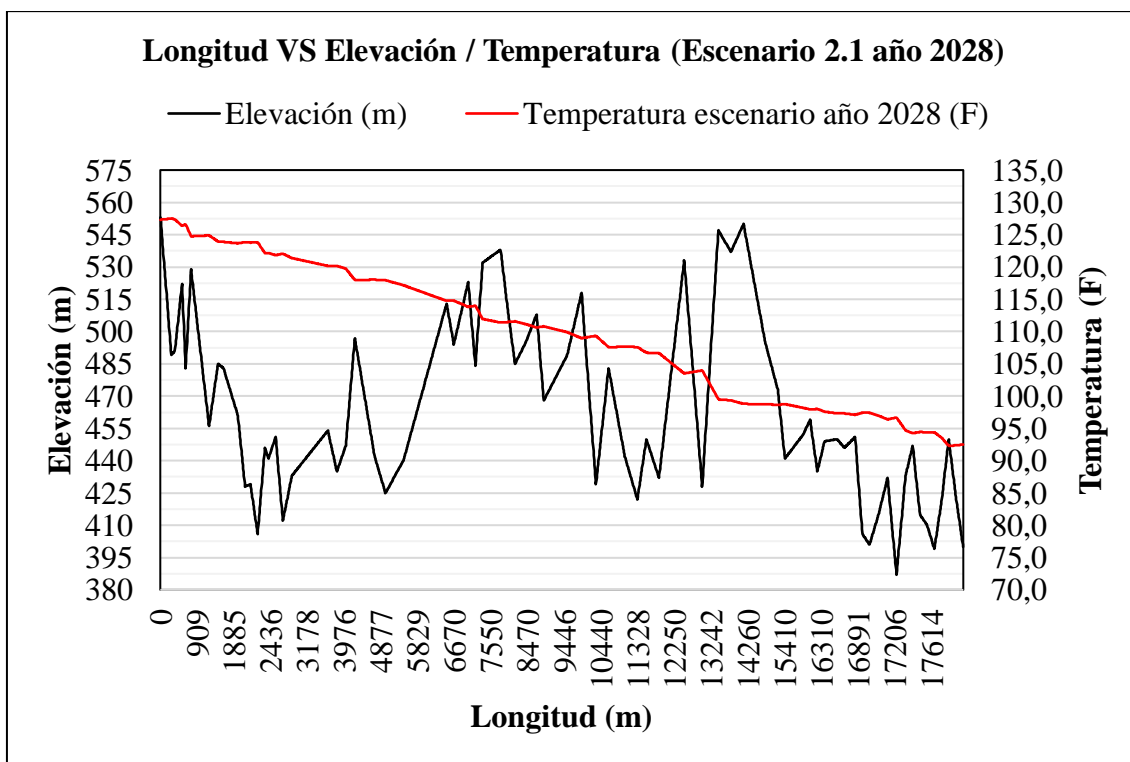
**Figura 18.***Longitud VS Elevación / Presión (Escenario 2.1 actual)*

La **Figura 19**, involucra para el escenario 2.1 año 2028 la relación entre la longitud de una línea y las variables de elevación y temperatura. El fluido tiene una temperatura de 150 °F en la corriente de entrada, y una temperatura en la llegada de 93 °F, lo que representa una caída de temperatura del 38%. Aunque se puede apreciar gráficamente que en los puntos donde hay cambios de pendiente, el comportamiento del perfil de temperatura varía más notoriamente, como lo es el caso del trayecto del kilómetro 13 al kilómetro 13,5 donde la tubería experimenta una pérdida de temperatura de 7 °F, a causa de la pérdida de presión por el trabajo que hace la tubería para ascender 117 m. Para este escenario futuro ya no hay una proyección de crudo, con esto lo que se espera es que, halla menor pérdida de temperatura respecto al escenario inicial, consecuente a que

el coeficiente de conductividad térmica del fluido es menor. Ya que el sistema no posee ningún aislamiento con el ambiente, es de esperarse que se pierda temperatura durante el recorrido de la línea.

**Figura 19.**

*Longitud VS Elevación / Temperatura (Escenario 2.1 actual)*

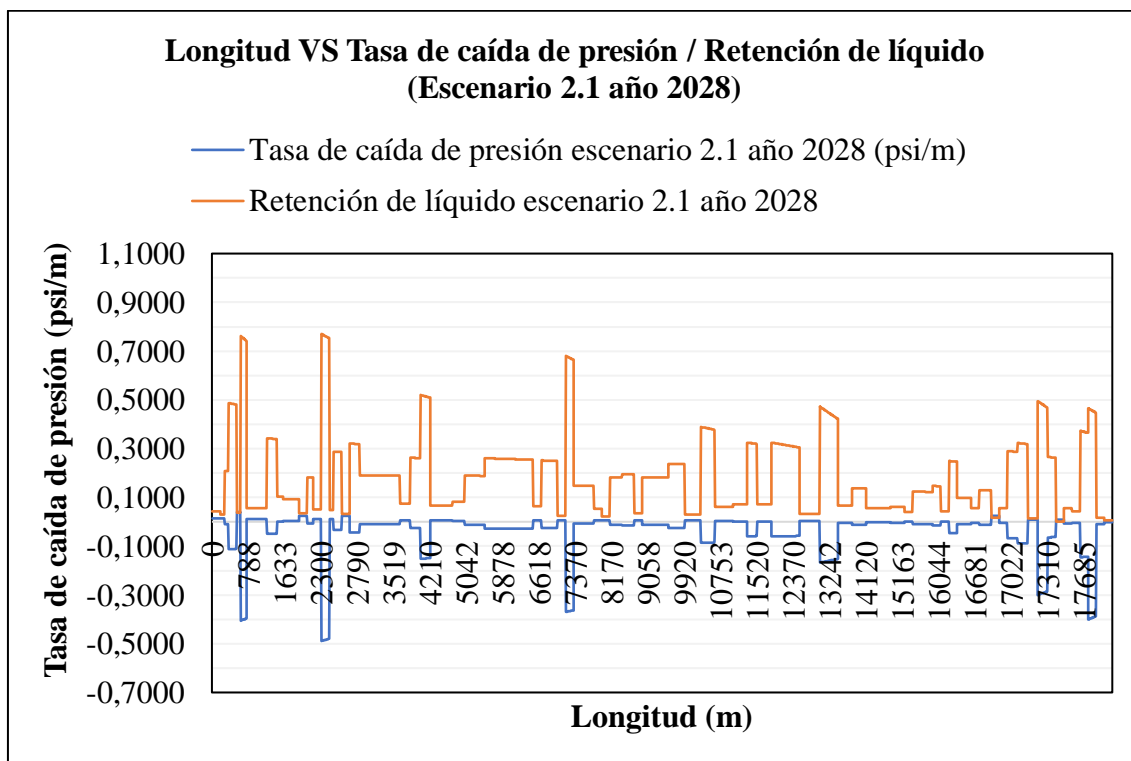


La **Figura 20**, muestra para el escenario 2.1 año 2028 la relación entre la longitud de una línea (en metros) y dos variables: la tasa de caída de presión ( $dP/dL$ ) (línea representada en color azul) y la retención de líquido (línea representada en color naranja). Al igual que en el escenario 1.1 actual, en los puntos más bajo de la tubería donde se forman “bolsillos”, se experimentan las mayores caídas de presión debido al fenómeno Plug Flow. De acuerdo a la **Tabla 18**, en los

kilómetros donde la retención de líquido está por encima del 0,45 se experimentan las mayores caídas de presión en todo el recorrido de la línea. El punto donde se presenta la mayor retención de líquido para el escenario 2.1 año 2028, se da a los 2.400 m, en donde se retiene una fracción de líquidos de 0,76 y se obtiene la mayor caída de presión (-0,49 psi/m).

**Figura 20.**

*Longitud VS Tasa caída de presión / Retención de líquido (Escenario 2.1 actual)*

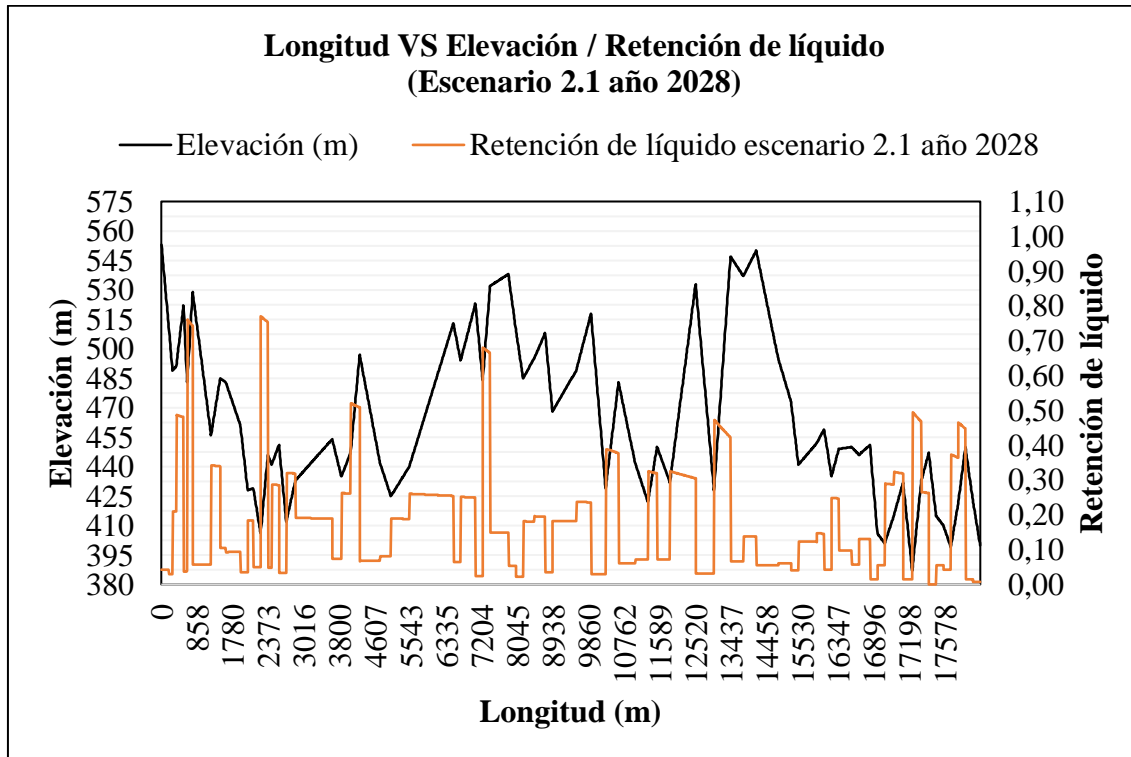


**Tabla 18.**

*Datos escenario 2.1 para tasa de caída de presión y retención de líquido*

<b>Kilometro</b>	<b>Tasa de caída de presión (psi/m)</b>	<b>Retención de líquido</b>
0,7	-0,4	0,75
2,4	-0,49	0,76
7,3	-0,36	0,66
13,1	-0,16	0,45
17,2	-0,3	0,48
17,7	-0,4	0,45

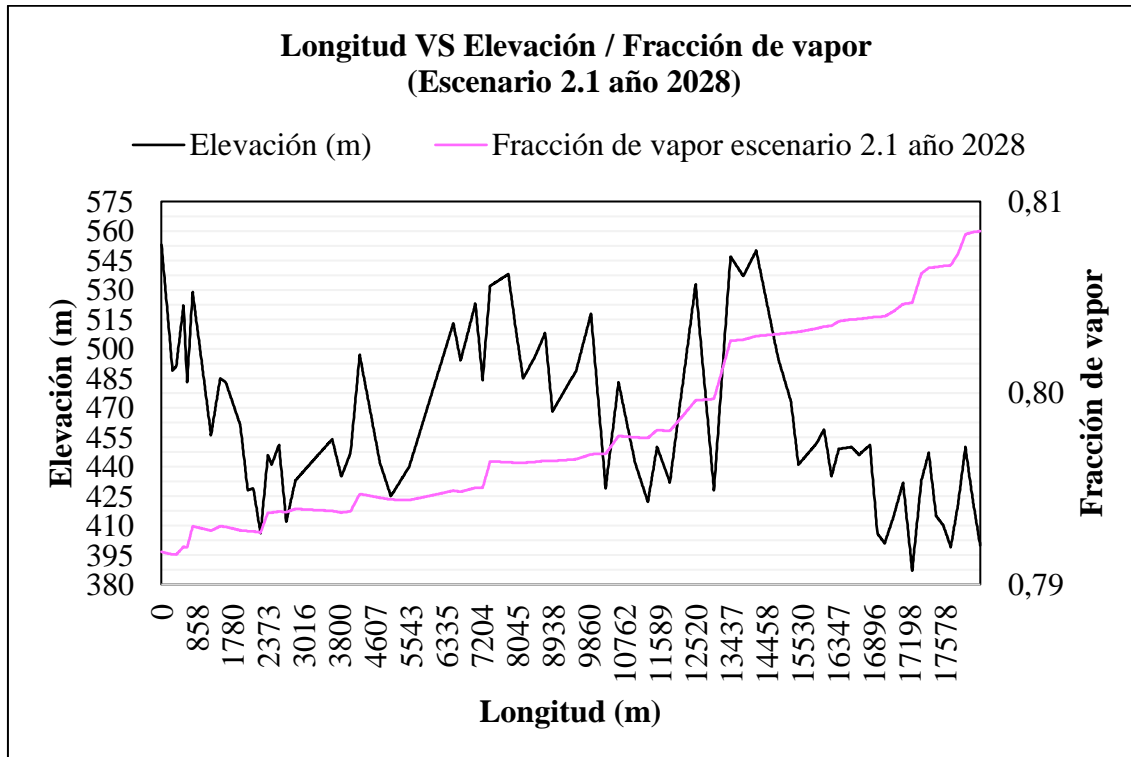
En la **Figura 21**, se representa gráficamente el cambio de elevación contra la retención de líquidos a lo largo de la línea de flujo. Como en el escenario 1.1, es de esperarse la acumulación de líquido en los puntos bajos de tubería. De acuerdo a los resultados presentados en la **Tabla 18**, los puntos más bajos de la tubería consideran retenciones de líquidos que oscilan entre las fracciones de 0,45 y 0,75 respectivamente. Estos puntos de retención son problemáticos en sistemas de tuberías, ya que la acumulación de líquidos aumenta la velocidad de corrosión. Además, la acumulación de líquido puede conducir a problemas como la formación de depósitos de parafinas. En este escenario las velocidades del gas también se encuentran por debajo de los 50 ft/s, por lo que se recomienda aumentar el flujo o disminuir el diámetro de la tubería y así eliminar los ‘Hold ups’.

**Figura 21.***Longitud VS Elevación / Retención de líquido (Escenario 2.1 actual)*

En la **Figura 22**, se analiza el comportamiento de la fracción de vapor (línea color rosado) frente al perfil de elevación de la línea de flujo. La fracción de vapor presenta una tendencia a aumentar en los puntos donde hay pérdidas de presión por flujo ascendente, fluctuando ligeramente alrededor de 0,80; en la corriente de entra la fracción de vapor tiene un valor de 0,792 y en la corriente de llega la fracción de vapor es 0,808. En este escenario proyectado, ya no existe la corriente Crudo, la corriente de Gas antes de mezclarse con la corriente Agua tenía una fracción de vapor igual a 0,916, indicando que un flujo de agua de 2521 barriles/día presente en la mezcla, disminuye un 13,5% la fracción de vapor de un flujo de gas de 116 MMSCFD.

**Figura 22.**

*Longitud VS Elevación / Fracción de vapor (Escenario 2.1 actual)*



### 5.1.3 Análisis de resultados: Escenario 1.1 actual VS Escenario 2.1 año 2028

En la **Tabla 19**, se resumen datos representativos de presión, temperatura, fracción de vapor, velocidades de flujo, retención de líquidos y espesor del depósito, para comparar el escenario 1.1 actual con el escenario 2.1 año 2028. Esta información se usa como un complemento para la interpretación de las gráficas desarrolladas en este apartado.

**Tabla 19.***Parámetros Escenario 1.1 VS Escenario 2.1*

<b>Parámetro</b>	<b>Escenario 1.1</b>	<b>Escenario 2.1</b>	<b>Unidades</b>
$T_{\text{entrada}}$	146,3	127,3	°F
$T_{\text{llegada}}$	80,21	92,5	°F
Caída de T	66,09	34,8	°F
$P_{\text{entrada}}$	782,8	700	psig
$P_{\text{llegada}}$	271,9	229,8	psig
Caída de P	510,9	470,2	psig
$F.Vapor_{\text{entrada}}$	0,8299	0,7917	-
$F.Vapor_{\text{llegada}}$	0,8332	0,8085	-
$V_{\text{líquido-entrada}}$	0,1297	0,5287	ft/s
$V_{\text{vapor-entrada}}$	2,892	13,2	ft/s
$V_{\text{líquido-llegada}}$	0,1244	0,4787	ft/s
$V_{\text{vapor-llegada}}$	7,667	40,06	ft/s
Retención de líquido <sub>máx</sub>	1	0,77	-
Espesor del depósito <sub>máx</sub>	0,0004895	-	in

Para la **Tabla 20**, se presentan las composiciones resultantes, en fracción molar de las corrientes de llegada de los Escenario 1.1 actual y Escenario 2.1 año 2028.

**Tabla 20.***Composiciones de las corrientes de llegada en escenario 1.1 y 2.1*

Componente	Escenario 1.1	Escenario 2.1
	Llegada	Llegada
	Fracción Molar	Fracción Molar
N <sub>2</sub>	0,0009	0,0009
CO <sub>2</sub>	0,0027	0,0026
C <sub>1</sub>	0,6767	0,6465
C <sub>2</sub>	0,0902	0,0862
C <sub>3</sub>	0,0361	0,0345
nC <sub>4</sub>	0,0272	0,0259
iC <sub>4</sub>	0,0181	0,0172
nC <sub>5</sub>	0,0090	0,0086
iC <sub>5</sub>	0,0048	0,0043
C <sub>6</sub>	0,0018	0,0017
C <sub>7+</sub>	0,0352	0,0336
H <sub>2</sub> O	0,0900	0,1380
NBP (086-1382)	0,007	-

La **Figura 23**, presenta una comparación entre la elevación y la presión a lo largo de la línea de flujo, con dos escenarios de presión: el escenario 1.1 actual y el escenario 2.1 año 2028. En primer lugar, al analizar la presión en el escenario actual (línea azul), se aprecia que sigue una tendencia descendente en términos generales, aunque con ciertas irregularidades que corresponden a los cambios en la elevación. La presión comienza alrededor de los 782,2 psi y disminuye progresivamente hasta los 271,9 psi.

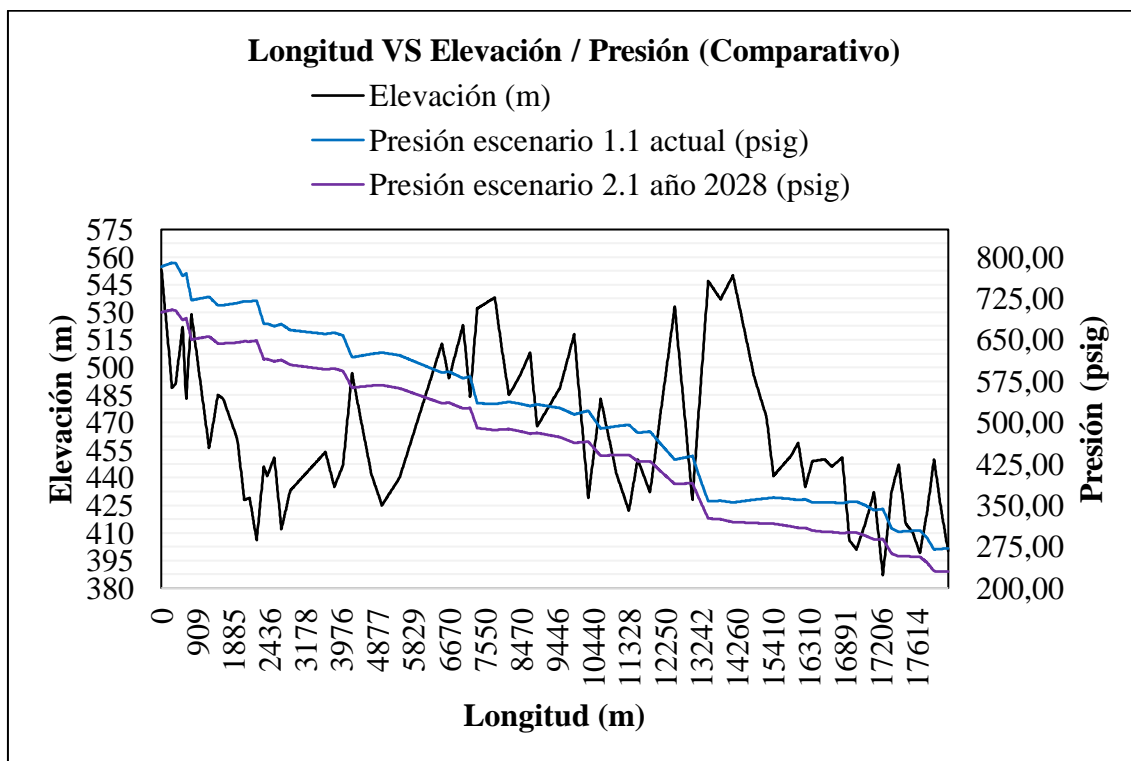
En contraste, la presión en el escenario proyectado para el año 2028 (línea morada) también sigue una tendencia descendente, pero a un ritmo ligeramente más uniforme en comparación con

el escenario actual. Comienza cerca de los 700 psi y desciende hasta alrededor de los 230 psi, esto representa una caída de presión de 470 psi respecto al escenario actual que fue de 510,9 psi, lo que equivale a una diferencia en las caídas de presión entre ambos escenarios de 40,3 psi. Estas fluctuaciones en ambos periodos indican que la presión se ve influenciada por las variaciones en la elevación a lo largo de la longitud analizada y factores como la composición del fluido, donde en un escenario futuro sin considerar una corriente de crudo, la tendencia de caída es 470 psi.

Al comparar ambas líneas de presión con la línea de elevación, es evidente que la presión en ambos escenarios disminuye, pero debido al cambio de composición (ver *Tabla 20*) y a la ausencia del corriente crudo para el escenario futuro, esta representa una menor pérdida de presión.

**Figura 23.**

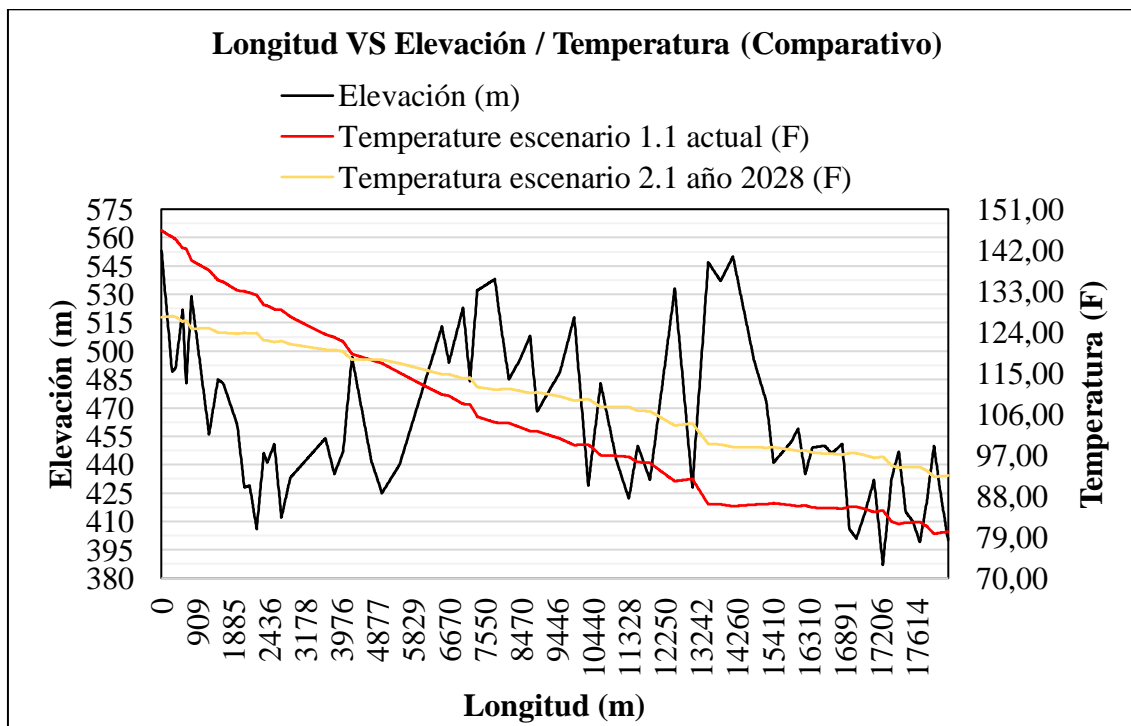
*Perfil de presión escenario 1.1 actual vs escenario 2.1 año 2028*



En la **Figura 24**, se compara el perfil de temperatura para el escenario 1.1 actual (línea presentada de color rojo) contra el perfil de temperatura del escenario 2.1 año 2028 (línea presentada en color amarillo). Al relacionar ambas líneas de temperatura, con el perfil de elevación a lo largo de la longitud, se observa que las temperaturas en ambos escenarios tienden a disminuir, sin embargo, la proyección para el año 2028 muestra una mayor estabilidad, esto se debe al aumento en el flujo de gas y a la disminución de la corriente de crudo; para el escenario actual, de acuerdo con la **Tabla 15** y **Tabla 16**, la conductividad térmica del gas es 2,7 veces menor que la del crudo. Esto implica que la corriente con crudo tiene mejor conductividad térmica, haciendo que transfiera mejor el calor desde la masa del fluido hacia las paredes de la tubería, y por ende se presenten mayores pérdidas de temperatura.

**Figura 24.**

*Perfil de temperatura escenario 1.1 actual vs escenario 2.1 año 2028*

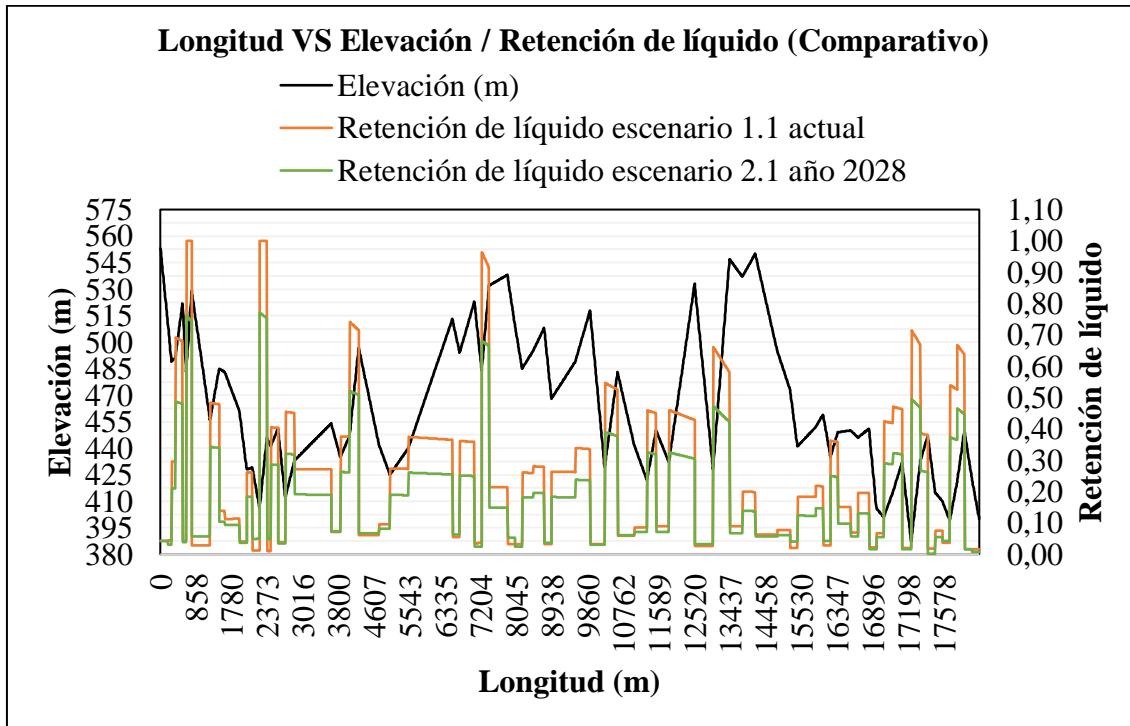


En la **Figura 25**, se evidencia que la retención de líquidos en ambos escenarios de simulación presenta un comportamiento similar. Sin embargo, en el escenario 2.1 del año 2028 (línea de color verde), se observan picos más bajos en la retención de líquidos, lo cual es causado por la ausencia de la corriente de crudo. La comparación de los valores máximos de retención de líquidos en la línea de flujo para estos escenarios se encuentra en la **Tabla 19**. Las propiedades del crudo, como su densidad y viscosidad, hacen que fluya más lentamente y con mayor resistencia a través del sistema de tuberías. Como resultado, es probable que el crudo se acumule y se retenga más fácilmente en los puntos donde hay cambios de pendiente durante su recorrido en la línea de flujo.

En ambos escenarios la velocidad del gas se encuentra por debajo de 50 ft/s (ver **Figura 30**), por lo que una recomendación para eliminar los 'Hold ups', es aumentar el flujo o disminuir el diámetro de la tubería.

**Figura 25.**

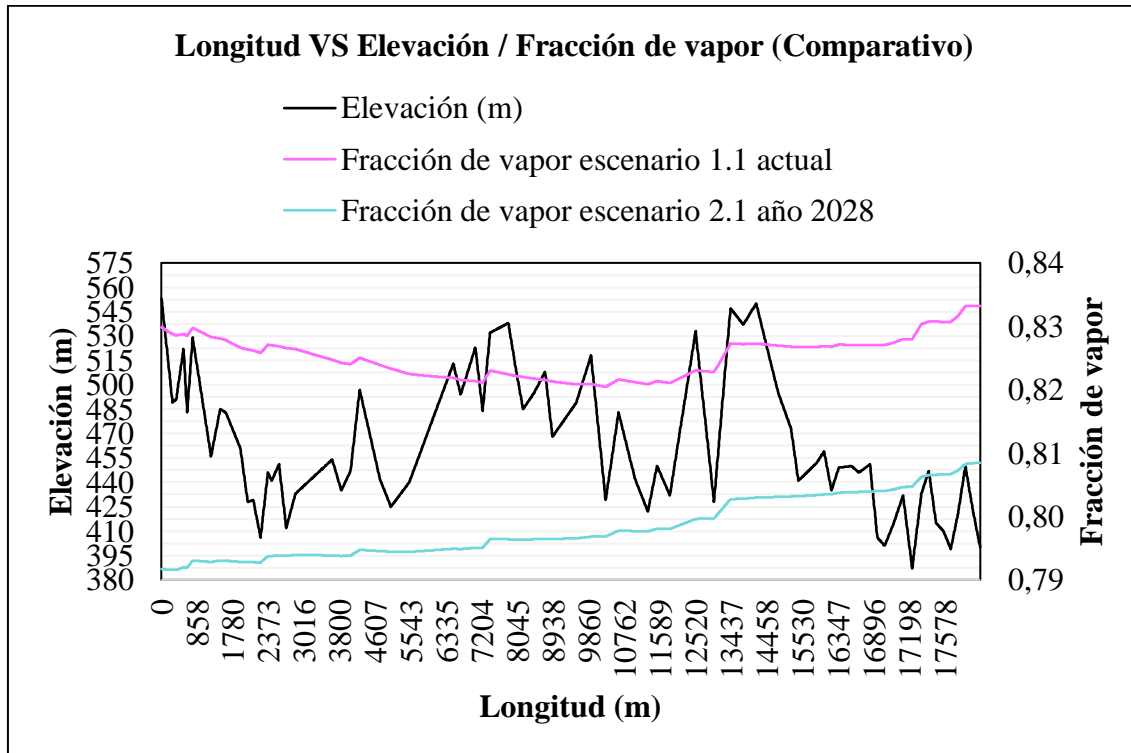
*Retención de líquidos escenario 1.1 actual vs escenario 2.1 año 2028*



En la **Figura 26**, comparando la fracción de vapor en el escenario 1.1 actual (línea de color rosado) contra la fracción de vapor en el escenario 2.1 año 2028 (línea de color azul), se evidencia que a pesar de tener un aumento en el flujo de gas de 88,6 MMSCFD para el escenario año 2028, una corriente de crudo nula y un aumento de 2149,9 barriles/día en el flujo de agua, este escenario presenta una fracción de vapor menor a lo largo de la tubería consecuente a la cantidad de agua existente en la mezcla del fluido, ver **Tabla 20**.

**Figura 26.**

*Fracción de vapor escenario 1.1 actual vs escenario 2.1 año 2028*



#### 5.1.4 Análisis de resultados: Escenario 1.2 actual VS Escenario 2.2 año 2028

En la *Tabla 21*, se resumen datos representativos de presión, temperatura, fracción de vapor, velocidades de flujo, retención de líquidos y espesor del depósito, para comparar el escenario 1.2 actual con el escenario 2.2 año 2028. Esta información se usa como un complemento para la interpretación de las gráficas desarrolladas en este apartado.

**Tabla 21.***Parámetros Escenario 1.2 VS Escenario 2.2*

<b>Parámetro</b>	<b>Escenario 1.2</b>	<b>Escenario 2.2</b>	<b>Unidades</b>
$T_{\text{entrada}}$	146,3	127,3	°F
$T_{\text{llegada}}$	80,25	91,8	°F
Caída de T	66,05	35,5	°F
$P_{\text{entrada}}$	651,3	666,6	psig
$P_{\text{llegada}}$	200	200	psig
Caída de P	451,3	466,6	psig
$F.Vapor_{\text{entrada}}$	0,8369	0,7934	-
$F.Vapor_{\text{llegada}}$	0,8421	0,8112	-
$V_{\text{líquido-entrada}}$	0,13	0,52	ft/s
$V_{\text{vapor-entrada}}$	3,56	13,96	ft/s
$V_{\text{líquido-llegada}}$	0,12	0,47	ft/s
$V_{\text{vapor-llegada}}$	10,53	46,03	ft/s
Retención de líquido <sub>máx</sub>	0,96	0,75	-
Espesor del depósito <sub>máx</sub>	0,0001425	-	in

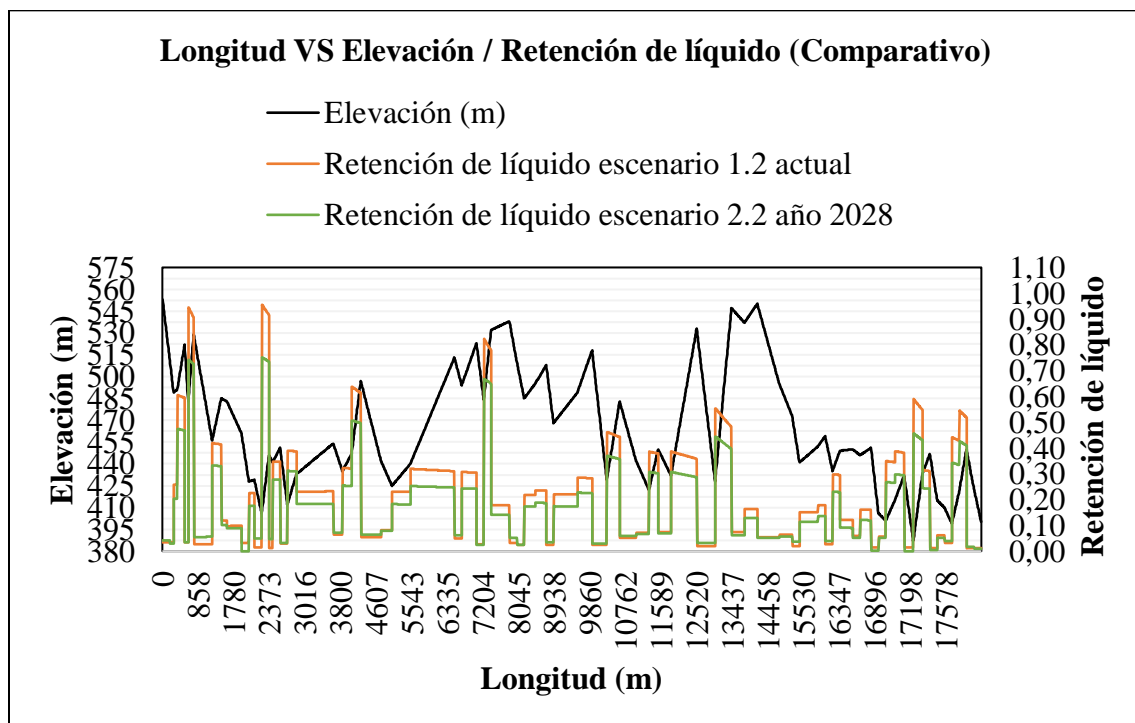
La **Figura 27**, relaciona la retención de líquidos frente a los cambios de elevación para el escenario 1.2 actual (línea de color naranja) y escenario 2.2 año 2028 (línea presentada en color verde). Se observa que ambos escenarios tienen una tendencia a retener los líquidos en los puntos más bajos de la tubería, presentando un comportamiento similar. Sin embargo, al estimarse una presión de llegada de 200 psi, la formación de ‘Hold ups’ disminuye en comparación a los

resultados obtenidos en la **Figura 25**. Los valores máximos de retención de líquido en estos escenarios se encuentran en la **Tabla 21**.

En estos escenarios se siguen presentado velocidades del gas inferior a 50 ft/s (ver **Figura 30**), por lo que se recomienda aumentar la tasa de flujo o disminuir el diámetro de la tubería para poder eliminar los ‘Hold ups’.

**Figura 27.**

*Retención de líquidos escenario 1.2 actual vs escenario 2.2 año 2028*

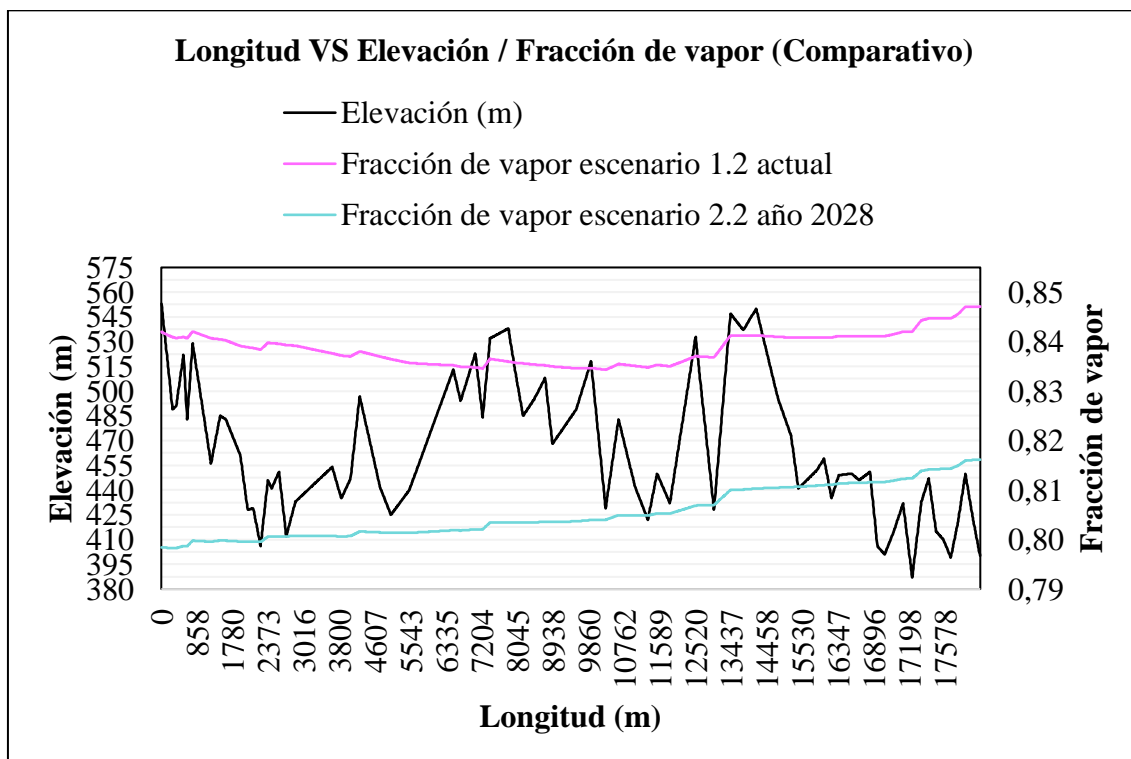


En la **Figura 28**, se observa que, para el escenario 1.2 actual (línea de color rosado), la fracción de vapor en el punto de llegada es mayor que la del escenario 2.2 año 2028 (línea de color azul cian). Una mayor fracción de vapor indica una menor cantidad de líquidos presentes en la corriente. Esto se asocia con las condiciones de entrada, sugiriendo que, en el escenario con menos líquido

en la llegada, la presión requerida en la entrada será menor. En detalle, el escenario actual en su punto de llegada tiene una fracción de vapor de 0,8421 y una presión de entrada requerida de 651 psi, mientras que el escenario futuro presenta una fracción de vapor de 0,8112 y una presión de entrada requerida de 667 psi, ver **Tabla 21**. En resumen, al disminuir los líquidos, la presión requerida en la entrada también disminuye.

**Figura 28.**

*Fracción de vapor escenario 1.2 actual vs escenario 2.2 año 2028*



La **Figura 29** presenta la relación entre la longitud, la elevación y el espesor del depósito en el escenario 1.2 actual. Este escenario sigue mostrando la tendencia del aumento del espesor del

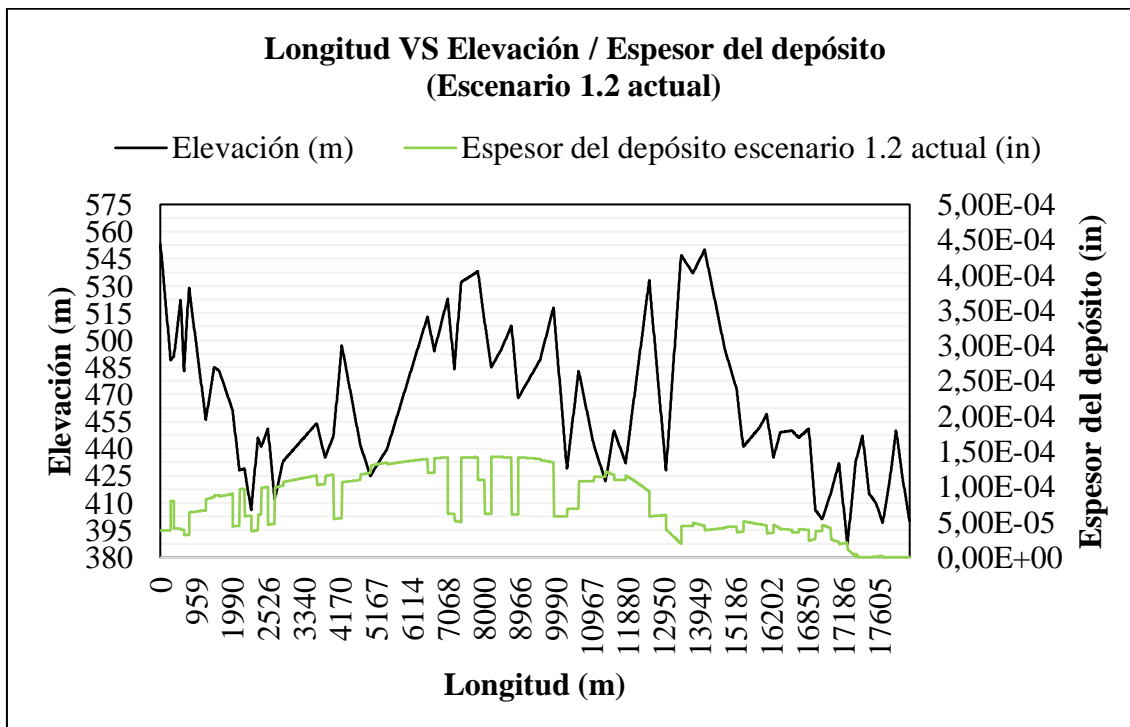
depósito en los puntos más bajos de la tubería. Para este escenario el espesor de depósito máximo evaluado en 10 días, se presenta en el kilómetro 8,13 y es de  $1,425 \times 10^{-4}$  in (0,0036 mm).

Considerando que se acumulan parafinas en tubo, se espera que, al pasar 1 año, la acumulación de ceras disminuya el área a  $272,1 \text{ in}^2$ . En total el área de cera acumulado durante el año proyectado de producción de crudo es de  $0.2 \text{ in}^2$ , al compararlo con el área inicial ( $272,3 \text{ in}^2$ ), representa una pérdida del 0,06%.

De acuerdo a la proyección de crudo ilustrada en **Figura 8**, en el año 2025 bajará completamente la producción de crudo, por lo tanto, el escenario 2.2 año 2028 no tendrá formación de parafinas.

**Figura 29.**

*Longitud VS Elevación / Espesor del depósito (Escenario 1.2 actual)*



### 5.1.5 Análisis de resultados: Comparación velocidades de flujo

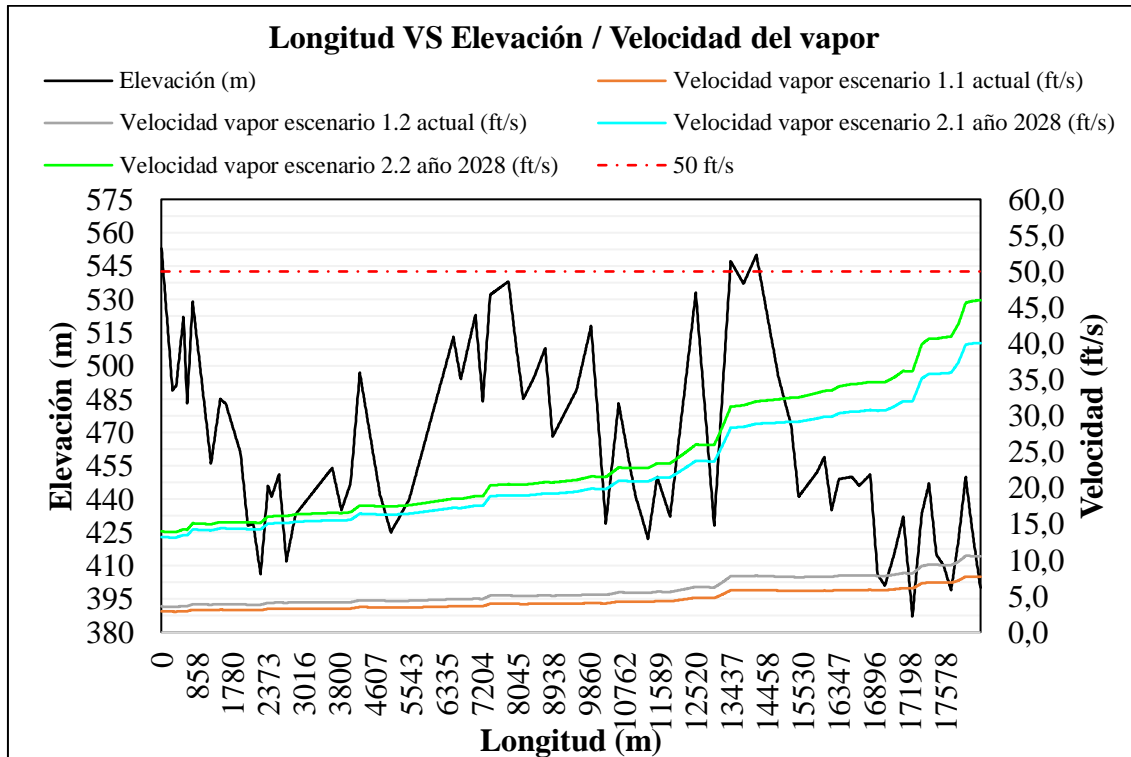
Los resultados obtenidos para las velocidades de flujo en las corrientes de entrada y llegada de cada escenario propuesto, se encuentran en la **Tabla 22**. Esta tabla es un complemento a los resultados obtenidos en la **Figura 30** y **Figura 31**.

**Tabla 22.**

*Velocidades de flujo en escenarios propuestos*

Parámetro	Escenario 1.1	Escenario 1.2	Escenario 2.1	Escenario 2.2	Unidades
V <sub>líquido-entrada</sub>	0,13	0,13	0,53	0,52	ft/s
V <sub>vapor-entrada</sub>	2,89	3,56	13,2	13,96	ft/s
V <sub>líquido-llegada</sub>	0,12	0,12	0,48	0,47	ft/s
V <sub>vapor-llegada</sub>	7,67	10,53	40,06	46,03	ft/s

En la **Figura 30**, se analiza el comportamiento de las velocidades del vapor, respecto a la longitud de la tubería y el perfil de elevación, comparando los cuatro escenarios de simulación propuestos. De acuerdo a la gráfica y la **Tabla 22**, se obtienen mejores velocidades en los escenarios futuros donde predomina el volumen del gas y ya no hay presencia de una corriente de crudo. En los escenarios actuales, las velocidades del vapor no superan los 11 ft/s, consecuente a que la tubería está sobredimensionada para los caudales propuestos. Ninguna velocidad del vapor supera los 50 ft/s, por lo que se recomienda aumentar el flujo para obtener mejor arrastre de líquidos, ya que estos quedan atrapados en “bolsillos”, aumentando la velocidad de corrosión de la tubería en ese punto.

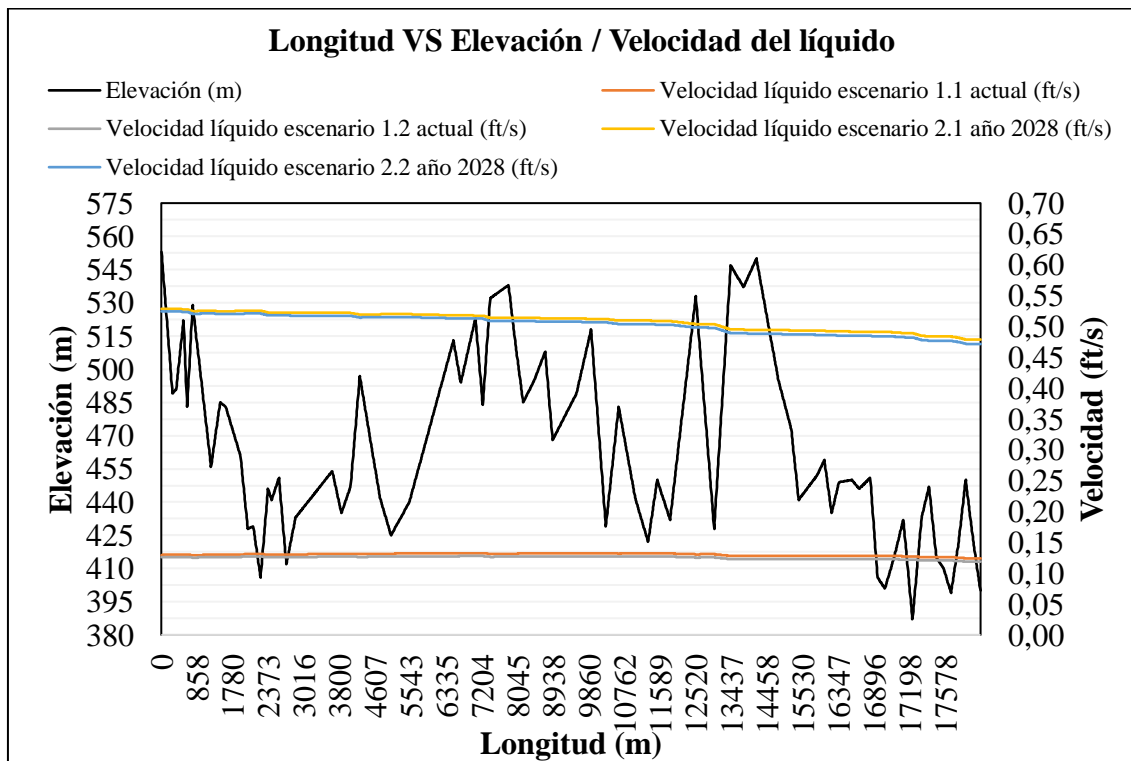
**Figura 30.***Comparación de las velocidades del vapor*

En la **Figura 31**, se muestra el perfil de velocidad del líquido, respecto a la longitud de la tubería y el perfil de elevación, comparando los cuatro escenarios de simulación propuestos. De acuerdo con la gráfica, el comportamiento de los perfiles de velocidad se asemeja a un comportamiento lineal, varía muy poco la velocidad de entrada, respecto a la velocidad de llegada. Según los datos de la **Tabla 22**, en los cuatro escenarios la velocidad de entrada es mayor que la velocidad de llegada, indicando que el perfil de velocidad en los líquidos tiene una tendencia a disminuir durante el recorrido de la línea de flujo. El diámetro de la tubería se encuentra sobredimensionado para los flujos de líquido, por eso se obtienen velocidades bajas. Los mejores perfiles de velocidad

nuevamente se obtienen de los escenarios futuros, donde ya no hay proyección de una corriente de crudo, sino una mezcla de los componentes del gas y agua.

**Figura 31.**

*Comparación de las velocidades del líquido*



### 5.1.6 Análisis de resultados: Formación de hidratos

De acuerdo a los resultados de la **Tabla 23**, se deduce que, no se espera la formación de hidratos en ninguno de los escenarios de simulación evaluados. Esto se debe a que, operacionalmente, las temperaturas tanto de entradas como de salida del sistema están consistentemente por encima de la temperatura de formación de hidratos.

**Tabla 23.***Análisis de la formación de hidratos de los escenarios de simulación*

<b>Evaluación de temperatura</b>	<b>1. Escenario actual</b>		<b>2. Escenario año 2028</b>	
	<b>Situación 1</b>	<b>Situación 2</b>	<b>Situación 1</b>	<b>Situación 2</b>
Temperatura del sistema a la entrada (°F)	146,3	146,3	127,3	127,3
Temperatura de formación a la entrada (°F)	62,3	60,3	61,3	60,7
Temperatura del sistema a la llegada (°F)	80,21	80,25	92,5	91,8
Temperatura de formación a la llegada (°F)	49,5	45,6	47,5	45,7

## 6. Conclusiones

El comportamiento de la presión de un fluido composicional a lo largo de una línea de flujo, se ve afectado principalmente por los cambios de nivel. En los trayectos donde la línea de flujo asciende, se producen mayores caídas de presión debido al trabajo adicional que debe realizar el fluido para superar la elevación. Por el contrario, en los tramos donde la línea de flujo desciende, la presión tiende a aumentar porque el fluido se mueve con la ayuda de la gravedad, reduciendo la resistencia al flujo. Las pérdidas mayores se presentan en cambios significativos de altura, esto puede apreciarse en los resultados graficados en la **Figura 23**, en donde se aprecia para los escenarios 1.1 y 2.1, que entre los kilómetros 13 y 13,7 se presenta una pendiente positiva en la elevación, lo que muestra una tendencia en el perfil de presión a disminuir y así sucede en todos los puntos donde el perfil de elevación presenta un cambio ascendente; entre los kilómetros 1,5 y 2,3 se presenta una pendiente negativa en el perfil de elevación, lo que muestra una tendencia en el perfil de presión a aumentar y así sucede en los puntos donde el perfil de elevación presenta un cambio descendente.

La presión requerida dependerá de la relación de gas, agua y crudo. A menor cantidad de líquidos, menor presión requerida en la entrada. De acuerdo a los datos de la **Tabla 21** y la **Figura 28**, el escenario 1.2 presenta mayor fracción de vapor en la llegada (0,8421) con una presión de entrada requerida de 651,3 psi que en el escenario 2.2, donde la fracción de vapor en la llegada es de 0,8112 con una presión de entrada requerida de 666,6 psi.

El perfil de temperatura en una línea de flujo depende de la composición del fluido. En una corriente compuesta por una fase líquida y otra gaseosa, el aumento del flujo de gas resulta en

menores pérdidas de temperatura debido a que la conductividad térmica del gas es menor que la del componente líquido. Esto implica que el gas transfiere el calor por medio de las paredes de la tubería de manera menos eficiente que el líquido, reduciendo así la pérdida de temperatura en la línea de flujo. Este comportamiento puede apreciarse en los resultados obtenidos en la **Figura 24**, en donde el escenario 1.1 cuya mezcla multifásica esta compuesta por 27,4 MMSCFD de gas, 348,3 bbl/d de crudo y 371,1 bbl/d de agua, se obtiene un delta de temperatura de 66,09 °F en comparación al escenario 2.1 donde la composición de la mezcla cambio a 116 MMSCFD de gas y 2.521 bbl/d de agua (mezcla donde predomina el volumen de gas) y se obtiene un delta de temperatura menor de 34,8 °F.

La fracción molar de los componentes analizados nos muestra que a medida que se disminuye la presión y la temperatura, se aumenta la fracción de vapor, haciendo que la relación de los fluidos de entrada y salida sean diferentes. De acuerdo a la **Figura 26**, para los escenarios 1.1 y 2.1 los perfiles de presión tienen una caída de 510,9 psi y 470,2 psi respectivamente, mientras que los perfiles de temperatura de presentan una caída de 66,09 °F y 34,8°F, lo que representa un aumento en la fracción de vapor en la llegada para ambos escenarios.

Se encuentra que la disposición de parafinas proyectadas para 1 año, en el escenario 1.1 actual, representan una pérdida de área de 0,5 in<sup>2</sup>, lo que equivale a una pérdida del área de la tubería del 0,19%, respecto al área inicial (272,3 in<sup>2</sup>).

Se observa que, para una línea de flujo con un perfil de elevación característico del Piedemonte Llanero, es de esperarse la acumulación de líquidos en los puntos más bajos del recorrido de la línea, esto se evidencia en la **Figura 25 y Figura 27**, esta condición puede mejorarse aumentando la velocidad de flujo o la disminución del área. Sin embargo, el diámetro actual de 20 in esta sobredimensionado para el manejo de la cantidad de fluidos considerados para este estudio.

## **7. Recomendaciones**

Para realizar un diagnóstico operativo preciso y confiable, se recomienda llevar a cabo una simulación más ajustada que incluya los ramales que se unen a la línea principal, utilizando datos reales de operación.

Se recomienda continuar el presente estudio con la evaluación detallada de los requerimientos de dispersantes de parafinas, con el fin de determinar requerimiento, cantidad necesaria, puntos de inyección y tipo de dispersante adecuado, considerando siempre las condiciones operacionales reales y las composiciones actuales de los fluidos, basados en cromatografías de gas y un Assay actualizado del crudo.

### Referencias bibliográficas

- Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities, Volume 1*. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing.
- ASME. (2022). *ASME B31.8 - Gas Transmission and Distribution Piping Systems*. New York, USA: The American Society of Mechanical Engineers.
- Aspentech. (2022). Aspen Hysys V14 Help. Bedford, MA: Aspentech Technology Inc.
- Bagajewicz, M., & Valtinson, G. (2014). *Computation of Natural Gas Pipeline Hydraulics*. Industrial & Engineering Chemistry Research.
- Bai, Q., & Bai, Y. (2014). 5 - Hydraulic and Thermal Analysis of Subsea Pipelines. En Q. Bai, & Y. Bai, *Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation* (págs. 91-119). Gulf Professional Publishing.
- Bai, Y., & Bai, Q. (2005). *Subsea Pipelines and Risers*. Oxford, UK: ELSEVIER Ltd.
- Bai, Y., & Bai, Q. (2019). 14 - Heat Transfer and Thermal Insulation. En Y. Bai, & Q. Bai, *Subsea Engineering Handbook (Second Edition)* (págs. 363 - 408). Gulf Professional Publishing.
- Cabarcas Simancas, M. (2023). Operaciones básicas de procesos. Bogotá, Colombia: Especialización en Ingeniería de Gas, Universidad Industrial de Santander.
- Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering. Second Edition*. Louisiana State University: Prentice Hall PTR.
- Gil Chaves, I., Guevara López, J., Gacría Zapata, J., Leguizamón Robayo, A., & Rodríguez Niño, G. (2016). *Process Analysis and Simulation in Chemical Engineering*. Nueva York: Springer International Publishing.

Google. (2024). Google Earth Pro. *Versión 7.3.6*.

Huertas Valero, O. (2019). *Estudio de factibilidad para enviar los líquidos asociados a los pozos de los campos Cupiagua, Cupiagua sur y Recetor hacia la central de procesamiento de Cusiana*. Bogotá, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.

IDEAM, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (s.f.). Características climatológicas de ciudades principales y municipios turísticos. Aguazul, Casanare, Colombia. Obtenido de <http://archivo.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/clima>

IGAC, Instituto Geográfico Agustín Codazzi. (1992). Atlas de Colombia.

Menon, E. S. (2005). *Gas Pipeline Hydraulics*. United States of America: Taylor & Francis Group, LLC.

Mmata, B., Kiinee, L., Okeke, H., & Onyekonwu, M. O. (2023). Phase Behaviour of a Near-Critical Gas Condensate Reservoir Fluid from a Conventional Field in the Niger Delta. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Lagos, Nigeria: Society of Petroleum Engineers.

Pedersen, K. S., & Christensen, P. L. (2007). *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. United States of America: Taylor & Francis.

Ribón Barrios, H. M. (2023). *Propiedades de los hidrocarburos*. Bogotá, Colombia: Especialización en Ingeniería de Gas, Universidad Industrial de Santander.

Song, S.-F., Fu, S.-K., Liao, Q.-Y., Shi, B.-H., Chen, H.-J., & Gong, J. (2022). Investigations on methane hydrate formation, dissociation, and viscosity in gas-water-sand system. En *Petroleum Science* (Vol. 19, págs. 2420-2430). KeAi.

Speight, J. (2019). *NATURA GAS A Basic Handbook. Second Edition*. Wyoming, USA: Gulf Professional Publishing.

- Ujile, A. (2016). *Thermo-Hydraulic analysis of a gas condensate pipeline for hydrate prevention during steady state production*. Nigeria: International Journal of Scientific and Engineering Research .
- Vargas Tejedor, Y., & León Rodríguez, N. (2016). Exploración y explotación de petróleo: enfoque geográfico de los efectos ambientales en el Pídemonte Llanero. *Perspectiva Geográfica*, 21, 2, 199-224.
- Zhang, J., Fu, H.-Q., Guo, M.-Z., Wang, Z., Li, L.-W., Yin, Q., . . . Zhong, J. (2024). New insights into the deposition of natural gas hydrate on pipeline surfaces: A molecular dynamics simulation study. En *Petroleum Science* (Vol. 21, págs. 694-704). KeAi.

## Apéndices

## Apéndice A. Data Assay crudo Cusiana 2011

	Whole Crude	Cut1	Cut2	Cut3	Cut4	Cut5
<b>Initial Temperature: (F)</b>	<b>IBP</b>	<b>IBP</b>	<b>104,0</b>	<b>173,9</b>	<b>243,8</b>	<b>313,6</b>
<b>Final Temperature: (F)</b>	<b>FBP</b>	<b>104,0</b>	<b>173,9</b>	<b>243,8</b>	<b>313,6</b>	<b>383,5</b>
StdLiquidDensity (lb/ft3)	50,4	38,0	41,6	46,1	48,8	49,7
SulfurByWt (%)	0,109	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
MercaptanSulfurByWt (%)	0,0002	0,0004	0,0013	0,0001	0,0001	0,0003
PourPoint (F)	43,92	-233,17	-204,77	-173,91	-140,87	-105,14
TotalAcidNumber (mg KOH/g)	0,011	0,000	0,002	0,004	0,005	0,007
MicroCarbonResidueByWt (%)	0,6289	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
KinematicViscosity (cSt)@ 68 (F)	2,036	0,351	0,489	0,635	0,860	1,240
KinematicViscosity (cSt)@ 86 (F)	1,833	0,564	0,461	0,586	0,775	1,090
KinematicViscosity (cSt)@ 104 (F)	1,644	0,722	0,436	0,543	0,703	0,965
KinematicViscosity (cSt)@ 122 (F)	1,433	0,642	0,413	0,505	0,641	0,861
KinematicViscosity (cSt)@ 140 (F)	1,324	1,231	0,402	0,479	0,593	0,775
KinematicViscosity (cSt)@ 212 (F)	0,804	1,060	0,299	0,348	0,418	0,529
VanadiumByWt (%)	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
NickelByWt (%)	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
IronByWt (%)	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BasicNitrogenByWt (%)	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
NitrogenByWt (%)	0,022	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
AsphalteneByWt (%)	0,134	0,007	0,056	0,065	0,065	0,065
WaxContent (%)	10,559	0,102	1,002	1,666	2,120	2,454
CutYieldByVol (%)	100,000	4,337	9,728	11,780	11,372	8,491
CutYieldByWt (%)	100,000	3,270	8,034	10,781	11,012	8,383
RefractIdx@ 158 (F)	1,428	1,323	1,354	1,390	1,415	1,424
nParaffinsByWt (%)	10,25	35,21	27,31	20,47	17,49	14,78
ParaffinsByWt (%)	28,13	99,80	82,03	54,97	43,05	34,77
NaphthenesByWt (%)	48,96	0,00	15,84	33,04	27,81	35,98
AromByVol (%)	20,48	0,00	1,61	10,36	24,59	26,16
AromByWt (%)	22,91	0,20	2,13	11,99	29,14	29,25
AnilinePoint (F)	136,71	157,78	79,65	72,68	89,10	106,21
FreezePoint (F)	-34,93	-232,75	-159,27	-151,56	-123,10	-83,67
CloudPoint (F)	101,51	-237,01	-202,81	-171,88	-138,81	-103,05
SmokePt (m)	0,019	0,335	0,050	0,034	0,026	0,024
ConradsonCarbonByWt (%)	0,629	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

	<b>Cut6</b>	<b>Cut7</b>	<b>Cut8</b>	<b>Cut9</b>	<b>Cut10</b>
<b>Initial Temperature: (F)</b>	<b>383,5</b>	<b>453,4</b>	<b>523,3</b>	<b>593,2</b>	<b>663,1</b>
<b>Final Temperature: (F)</b>	<b>453,4</b>	<b>523,3</b>	<b>593,2</b>	<b>663,1</b>	<b>732,9</b>
<b>StdLiquidDensity (lb/ft3)</b>	50,9	52,5	53,8	54,4	54,8
<b>SulfurByWt (%)</b>	0,015	0,036	0,075	0,153	0,220
<b>MercaptanSulfurByWt (%)</b>	0,0003	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000
<b>PourPoint (F)</b>	-68,98	-33,85	3,03	41,29	76,93
<b>TotalAcidNumber (mg KOH/g)</b>	0,010	0,014	0,017	0,020	0,020
<b>MicroCarbonResidueByWt (%)</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 68 (F)</b>	1,893	3,082	5,333	9,678	22,591
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 86 (F)</b>	1,621	2,568	4,312	7,476	16,212
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 104 (F)</b>	1,401	2,166	3,540	5,894	11,977
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 122 (F)</b>	1,222	1,847	2,945	4,731	9,077
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 140 (F)</b>	1,072	1,586	2,484	3,872	7,037
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 212 (F)</b>	0,699	0,967	1,372	1,919	3,026
<b>VanadiumByWt (%)</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
<b>NickelByWt (%)</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
<b>IronByWt (%)</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
<b>BasicNitrogenByWt (%)</b>	0,000	0,000	0,001	0,002	0,006
<b>NitrogenByWt (%)</b>	0,000	0,001	0,003	0,009	0,020
<b>AsphalteneByWt (%)</b>	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
<b>WaxContent (%)</b>	2,715	2,422	5,846	18,111	29,882
<b>CutYieldByVol (%)</b>	7,752	8,382	7,963	7,066	7,843
<b>CutYieldByWt (%)</b>	7,836	8,737	8,500	7,636	8,527
<b>RefractIdx@ 158 (F)</b>	1,434	1,448	1,459	1,463	1,455
<b>nParaffinsByWt (%)</b>	11,92	9,09	6,25	2,44	0,49
<b>ParaffinsByWt (%)</b>	27,58	18,09	8,48	2,44	0,53
<b>NaphthenesByWt (%)</b>	45,14	56,57	67,45	73,12	74,50
<b>AromByVol (%)</b>	25,48	24,69	23,82	23,43	24,13
<b>AromByWt (%)</b>	27,29	25,34	24,07	24,44	24,97
<b>AnilinePoint (F)</b>	123,27	139,62	155,88	172,82	193,29
<b>FreezePoint (F)</b>	-45,47	-12,43	19,45	51,96	88,77
<b>CloudPoint (F)</b>	-66,88	-31,77	5,17	43,50	88,91
<b>SmokePt (m)</b>	0,021	0,018	0,015	0,014	0,014
<b>ConradsonCarbonByWt (%)</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

	<b>Cut11</b>	<b>Cut12</b>	<b>Cut13</b>	<b>Cut14</b>	<b>Cut15</b>
<b>Initial Temperature: (F)</b>	<b>732,9</b>	<b>802,8</b>	<b>872,7</b>	<b>942,6</b>	<b>1012,5</b>
<b>Final Temperature: (F)</b>	<b>802,8</b>	<b>872,7</b>	<b>942,6</b>	<b>1012,5</b>	<b>1082,4</b>
<b>StdLiquidDensity (lb/ft3)</b>	55,0	55,8	56,7	57,9	59,5
<b>SulfurByWt (%)</b>	0,229	0,283	0,352	0,409	0,535
<b>MercaptanSulfurByWt (%)</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
<b>PourPoint (F)</b>	97,17	97,71	93,86	91,29	88,69
<b>TotalAcidNumber (mg KOH/g)</b>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b>MicroCarbonResidueByWt (%)</b>	0,0005	0,0030	0,0432	0,1195	0,7663
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 68 (F)</b>	58,320	128,671	308,875	680,392	2414,260
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 86 (F)</b>	38,687	79,879	177,772	365,203	1158,719
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 104 (F)</b>	26,648	51,842	107,760	207,836	595,744
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 122 (F)</b>	18,979	35,004	68,427	124,669	325,934
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 140 (F)</b>	13,922	24,488	45,305	78,404	188,597
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 212 (F)</b>	5,082	7,781	12,176	17,951	33,329
<b>VanadiumByWt (%)</b>	0,0001	0,0002	0,0004	0,0007	0,0013
<b>NickelByWt (%)</b>	0,0000	0,0001	0,0001	0,0002	0,0004
<b>IronByWt (%)</b>	0,0000	0,0001	0,0002	0,0003	0,0006
<b>BasicNitrogenByWt (%)</b>	0,013	0,020	0,029	0,037	0,049
<b>NitrogenByWt (%)</b>	0,040	0,065	0,089	0,118	0,164
<b>AsphalteneByWt (%)</b>	0,065	0,065	0,065	0,093	0,391
<b>WaxContent (%)</b>	37,071	33,531	27,618	23,728	19,871
<b>CutYieldByVol (%)</b>	6,901	1,915	1,499	1,583	1,007
<b>CutYieldByWt (%)</b>	7,532	2,122	1,688	1,819	1,188
<b>RefractIdx@ 158 (F)</b>	1,458	1,466	1,477	1,490	1,511
<b>nParaffinsByWt (%)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ParaffinsByWt (%)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>NaphthenesByWt (%)</b>	74,07	72,20	69,28	66,65	63,39
<b>AromByVol (%)</b>	25,18	27,01	29,89	32,51	35,77
<b>AromByWt (%)</b>	25,93	27,80	30,72	33,35	36,61
<b>AnilinePoint (F)</b>	209,60	216,16	222,66	225,00	227,45
<b>FreezePoint (F)</b>	120,17	132,74	156,63	167,32	175,32
<b>CloudPoint (F)</b>	118,92	132,03	155,30	165,68	173,58
<b>SmokePt (m)</b>	0,014	0,013	0,012	0,010	0,007
<b>ConradsonCarbonByWt (%)</b>	0,001	0,003	0,043	0,120	0,766

	<b>Cut16</b>	<b>Cut17</b>	<b>Cut18</b>	<b>Cut19</b>	<b>Cut20</b>
<b>Initial Temperature: (F)</b>	<b>1082,4</b>	<b>1152,2</b>	<b>1222,1</b>	<b>1292,0</b>	<b>1382,0</b>
<b>Final Temperature: (F)</b>	<b>1152,2</b>	<b>1222,1</b>	<b>1292,0</b>	<b>1382,0</b>	<b>FBP</b>
<b>StdLiquidDensity (lb/ft3)</b>	60,7	61,6	62,4	63,3	64,5
<b>SulfurByWt (%)</b>	0,660	0,783	0,891	1,009	1,156
<b>MercaptanSulfurByWt (%)</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
<b>PourPoint (F)</b>	86,73	85,09	83,48	81,66	79,38
<b>TotalAcidNumber (mg KOH/g)</b>	0,017	0,016	0,013	0,008	0,002
<b>MicroCarbonResidueByWt (%)</b>	1,7635	7,9613	14,5794	45,5751	92,0489
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 68 (F)</b>	10485,067	67974,63	477470,37	5637720,16	243272750,04
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 86 (F)</b>	4425,920	24417,5	145281,1	1394288,8	44100099,3
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 104 (F)</b>	2024,301	9637,3	49259,2	390960,4	9297719,4
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 122 (F)</b>	995,635	4143,1	18428,9	122897,2	2249589,4
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 140 (F)</b>	522,983	1925,0	7541,1	42883,7	617577,7
<b>KinematicViscosity (cSt)@ 212 (F)</b>	68,240	170,2	444,4	1515,3	10073,0
<b>VanadiumByWt (%)</b>	0,0025	0,0042	0,0072	0,0107	0,0197
<b>NickelByWt (%)</b>	0,0008	0,0014	0,0024	0,0036	0,0066
<b>IronByWt (%)</b>	0,0012	0,0019	0,0033	0,0049	0,0090
<b>BasicNitrogenByWt (%)</b>	0,062	0,077	0,090	0,103	0,120
<b>NitrogenByWt (%)</b>	0,218	0,284	0,340	0,399	0,473
<b>AsphalteneByWt (%)</b>	1,029	1,901	2,677	3,465	4,451
<b>WaxContent (%)</b>	17,032	14,202	11,608	8,558	1,793
<b>CutYieldByVol (%)</b>	0,655	0,490	0,394	0,838	0,003
<b>CutYieldByWt (%)</b>	0,789	0,599	0,487	1,054	0,004
<b>RefractIdx@ 158 (F)</b>	1,528	1,544	1,558	1,575	1,599
<b>nParaffinsByWt (%)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ParaffinsByWt (%)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>NaphthenesByWt (%)</b>	60,49	57,80	55,34	52,60	49,18
<b>AromByVol (%)</b>	38,63	41,18	43,52	46,10	49,30
<b>AromByWt (%)</b>	39,51	42,20	44,66	47,40	50,82
<b>AnilinePoint (F)</b>	229,92	232,67	235,09	237,62	240,79
<b>FreezePoint (F)</b>	180,63	184,05	185,14	189,15	194,22
<b>CloudPoint (F)</b>	178,84	182,26	182,67	180,18	173,80
<b>SmokePt (m)</b>	0,006	0,005	0,004	0,003	0,002
<b>ConradsonCarbonByWt (%)</b>	1,764	7,961	14,579	45,575	92,049

**Apéndice B. Resultados obtenidos en la simulación del escenario 1.1 actual**

<b>Length (m)</b>	<b>Elevation (m)</b>	<b>Pres. (psig)</b>	<b>dP/dL</b>	<b>Temp. (F)</b>	<b>Frac. Vap.</b>	<b>Liquid Holdups</b>	<b>Liquid Velocity (ft/s)</b>	<b>Vapour Velocity (ft/s)</b>	<b>Deposit Thickness (in)</b>
0	553	782,8	-	146,3	0,8299	0,04	0,130	2,89	-
225	511	787,3	0,02	145,3	0,8291	0,04	0,130	2,86	4,33E-05
325	489	789,7	0,02	144,9	0,8288	0,04	0,130	2,85	4,36E-05
402	491	789,0	-0,01	144,4	0,8286	0,30	0,130	2,85	8,32E-05
561	522	766,0	-0,14	142,4	0,8288	0,68	0,130	2,93	4,48E-05
642	483	770,2	0,05	142,3	0,8285	0,04	0,130	2,91	4,40E-05
738	529	721,8	-0,51	139,7	0,8298	1,00	0,129	3,11	4,05E-04
1240	456	728,1	0,01	137,6	0,8283	0,03	0,130	3,06	7,04E-05
1500	485	712,4	-0,06	135,4	0,8281	0,48	0,130	3,12	8,78E-05
1580	483	712,8	0,00	135,0	0,8278	0,14	0,130	3,11	9,49E-05
2000	461	716,5	0,01	133,1	0,8266	0,11	0,131	3,08	9,70E-05
2100	428	719,9	0,03	133,0	0,8263	0,04	0,131	3,06	4,96E-05
2160	429	719,6	-0,01	132,6	0,8262	0,26	0,131	3,06	1,02E-04
2300	406	721,3	0,01	132,1	0,8258	0,01	0,131	3,04	6,14E-05
2370	446	679,0	-0,61	129,9	0,8271	1,00	0,130	3,24	4,89E-04
2400	441	679,3	0,01	129,8	0,8270	0,01	0,130	3,24	6,42E-05
2520	451	674,7	-0,04	129,0	0,8269	0,40	0,130	3,26	1,04E-04
2630	412	678,4	0,03	128,9	0,8266	0,04	0,131	3,23	5,22E-05
2830	433	667,7	-0,05	127,4	0,8264	0,45	0,131	3,28	1,06E-04
3640	454	660,5	-0,01	123,5	0,8247	0,27	0,131	3,28	1,23E-04
3840	435	663,0	0,01	122,9	0,8242	0,07	0,132	3,26	1,13E-04
4010	447	657,7	-0,03	121,9	0,8240	0,37	0,132	3,28	1,23E-04
4210	497	618,2	-0,19	119,2	0,8250	0,71	0,131	3,49	6,19E-05
4730	442	624,4	0,01	117,9	0,8239	0,06	0,131	3,44	1,20E-04
4990	425	626,9	0,01	117,2	0,8233	0,10	0,132	3,41	1,31E-04
5510	440	621,9	-0,01	115,1	0,8225	0,27	0,132	3,42	1,43E-04
6490	513	590,4	-0,03	110,3	0,8218	0,36	0,132	3,58	1,47E-04
6660	494	592,4	0,01	110,0	0,8215	0,06	0,132	3,56	1,31E-04
7060	523	580,2	-0,03	108,2	0,8213	0,36	0,132	3,63	1,50E-04
7220	484	583,6	0,02	108,2	0,8211	0,04	0,133	3,60	6,65E-05

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)	Deposit Thickness (in)
7320	532	535,1	-0,47	105,5	0,8230	0,91	0,131	3,94	5,61E-05
7820	538	533,4	0,00	104,2	0,8224	0,21	0,132	3,94	1,54E-04
8020	510	535,6	0,01	104,0	0,8221	0,03	0,132	3,92	1,20E-04
8120	485	537,6	0,02	104,0	0,8220	0,03	0,132	3,91	6,40E-05
8420	495	534,3	-0,01	103,2	0,8217	0,26	0,132	3,92	1,53E-04
8720	508	529,9	-0,01	102,3	0,8215	0,28	0,132	3,95	1,52E-04
8920	468	533,0	0,02	102,3	0,8213	0,03	0,132	3,92	6,32E-05
9520	489	526,2	-0,01	100,6	0,8208	0,26	0,132	3,96	1,50E-04
9920	518	514,7	-0,03	99,2	0,8209	0,34	0,132	4,04	1,44E-04
10320	429	521,6	0,02	99,4	0,8204	0,03	0,133	3,98	6,03E-05
10620	483	489,2	-0,11	97,0	0,8216	0,53	0,132	4,25	6,84E-05
11020	442	493,4	0,01	96,8	0,8212	0,06	0,132	4,21	1,20E-04
11320	422	495,9	0,01	96,6	0,8209	0,09	0,132	4,18	1,28E-04
11520	450	481,5	-0,07	95,5	0,8213	0,45	0,132	4,31	1,24E-04
11820	432	483,8	0,01	95,3	0,8210	0,09	0,132	4,28	1,23E-04
12520	533	432,8	-0,07	91,3	0,8231	0,43	0,131	4,79	9,92E-05
13020	428	439,5	0,01	91,8	0,8228	0,03	0,131	4,72	4,33E-05
13420	547	357,2	-0,19	86,2	0,8273	0,58	0,128	5,83	2,14E-05
13720	537	358,4	0,00	86,2	0,8272	0,09	0,128	5,81	4,98E-05
14120	550	355,1	-0,01	85,8	0,8273	0,20	0,128	5,86	4,88E-05
14820	495	360,2	0,01	86,2	0,8270	0,06	0,128	5,77	4,66E-05
15220	473	362,6	0,01	86,3	0,8268	0,08	0,128	5,73	4,93E-05
15420	441	364,1	0,01	86,5	0,8267	0,02	0,128	5,71	4,00E-05
15920	452	361,5	-0,01	86,0	0,8268	0,18	0,128	5,75	5,17E-05
16085	459	359,5	-0,01	85,8	0,8268	0,22	0,128	5,78	4,93E-05
16252	435	360,9	0,01	86,0	0,8268	0,03	0,128	5,76	3,86E-05
16358	449	355,1	-0,05	85,5	0,8271	0,36	0,128	5,85	4,40E-05
16643	450	354,8	0,00	85,4	0,8271	0,15	0,128	5,86	4,35E-05
16711	446	355,2	0,01	85,4	0,8270	0,07	0,128	5,85	3,95E-05
16871	451	353,9	-0,01	85,3	0,8271	0,20	0,128	5,87	4,25E-05
16920	406	356,4	0,05	85,7	0,8271	0,02	0,128	5,83	2,06E-05
16990	401	356,9	0,01	85,7	0,8270	0,07	0,128	5,82	4,23E-05
17070	415	350,1	-0,08	85,2	0,8274	0,42	0,128	5,94	2,48E-05
17150	432	341,1	-0,11	84,5	0,8280	0,46	0,128	6,10	1,52E-05
17220	387	343,4	0,03	84,9	0,8280	0,02	0,128	6,06	1,71E-05

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)	Deposit Thickness (in)
17310	433	308,0	-0,38	82,4	0,8303	0,67	0,126	6,76	1,17E-06
17390	447	301,8	-0,08	81,9	0,8307	0,38	0,126	6,90	0,00E+00
17440	415	303,2	0,03	82,2	0,8307	0,02	0,126	6,87	0,00E+00
17560	410	303,7	0,00	82,3	0,8307	0,08	0,126	6,86	6,91E-07
17650	399	304,4	0,01	82,4	0,8307	0,04	0,126	6,84	1,93E-06
17720	421	291,2	-0,19	81,4	0,8316	0,53	0,125	7,16	0,00E+00
17760	450	269,9	-0,52	79,7	0,8332	0,64	0,124	7,72	0,00E+00
17840	423	271,0	0,01	80,0	0,8332	0,02	0,124	7,69	0,00E+00
17890	400	271,9	0,02	80,2	0,8332	0,02	0,124	7,67	0,00E+00

### Apéndice C. Resultados obtenidos en la simulación del escenario 1.2 actual

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)	Deposit Thickness (in)
0	553	651,3	-	146,3	0,8369	0,03	0,126	3,56	-
225	511,0	655,0	0,02	145,3	0,8362	0,03	0,126	3,53	3,81E-05
325	489,0	656,9	0,02	144,9	0,8359	0,03	0,126	3,51	3,83E-05
402	491,0	656,3	-0,01	144,4	0,8357	0,26	0,126	3,51	7,98E-05
561	522,0	635,8	-0,13	142,4	0,8359	0,59	0,126	3,62	4,10E-05
642	483,0	639,2	0,04	142,3	0,8357	0,03	0,126	3,60	3,88E-05
738	529,0	593,6	-0,47	139,6	0,8371	0,91	0,125	3,88	3,17E-05
1240	456,0	599,1	0,01	137,5	0,8357	0,03	0,126	3,82	6,64E-05
1500	485,0	585,3	-0,05	135,3	0,8355	0,41	0,126	3,89	8,51E-05
1580	483,0	585,6	0,00	134,9	0,8353	0,12	0,126	3,89	8,82E-05
2000	461,0	588,8	0,01	133,0	0,8341	0,10	0,127	3,84	9,01E-05
2100	428,0	591,5	0,03	132,8	0,8339	0,03	0,127	3,82	4,40E-05
2160	429,0	591,2	0,00	132,5	0,8337	0,22	0,127	3,82	9,69E-05
2300	406,0	592,6	0,01	132,0	0,8334	0,01	0,127	3,80	5,88E-05
2370	446,0	552,4	-0,56	129,7	0,8348	0,92	0,126	4,09	3,76E-05
2400	441,0	552,7	0,01	129,6	0,8347	0,01	0,126	4,08	6,08E-05
2520	451,0	548,6	-0,03	128,8	0,8346	0,35	0,126	4,11	9,98E-05
2630	412,0	551,6	0,03	128,6	0,8343	0,03	0,126	4,08	4,66E-05

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)	Deposit Thickness (in)
2830	433,0	542,2	-0,05	127,2	0,8342	0,39	0,126	4,14	1,02E-04
3640	454,0	536,0	-0,01	123,3	0,8326	0,23	0,127	4,15	1,16E-04
3840	435,0	538,1	0,01	122,7	0,8322	0,06	0,127	4,12	1,04E-04
4010	447,0	533,5	-0,03	121,7	0,8320	0,32	0,127	4,15	1,17E-04
4210	497,0	499,0	-0,17	119,0	0,8330	0,61	0,126	4,44	5,52E-05
4730	442,0	504,2	0,01	117,7	0,8320	0,05	0,127	4,37	1,10E-04
4990	425,0	506,3	0,01	117,0	0,8315	0,08	0,127	4,34	1,19E-04
5510	440,0	501,9	-0,01	114,9	0,8307	0,23	0,128	4,36	1,34E-04
6490	513,0	474,7	-0,03	110,1	0,8302	0,31	0,128	4,57	1,39E-04
6660	494,0	476,4	0,01	109,9	0,8299	0,05	0,128	4,55	1,20E-04
7060	523,0	465,9	-0,03	108,1	0,8298	0,30	0,128	4,64	1,42E-04
7220	484,0	468,5	0,02	108,0	0,8296	0,03	0,128	4,61	6,11E-05
7320	532,0	426,4	-0,41	105,3	0,8315	0,78	0,127	5,08	4,97E-05
7820	538,0	424,9	0,00	104,1	0,8310	0,18	0,127	5,08	1,42E-04
8020	510,0	426,7	0,01	103,9	0,8307	0,03	0,127	5,05	1,10E-04
8120	485,0	428,2	0,02	103,9	0,8306	0,02	0,127	5,03	6,11E-05
8420	495,0	425,4	-0,01	103,0	0,8304	0,22	0,127	5,06	1,42E-04
8720	508,0	421,6	-0,01	102,1	0,8302	0,24	0,127	5,09	1,41E-04
8920	468,0	424,0	0,01	102,1	0,8300	0,02	0,127	5,06	6,03E-05
9520	489,0	418,2	-0,01	100,5	0,8296	0,22	0,127	5,12	1,39E-04
9920	518,0	408,3	-0,02	99,1	0,8297	0,28	0,127	5,23	1,34E-04
10320	429,0	413,5	0,01	99,2	0,8293	0,02	0,128	5,16	5,79E-05
10620	483,0	385,8	-0,09	96,9	0,8305	0,44	0,127	5,53	6,83E-05
11020	442,0	389,2	0,01	96,7	0,8301	0,05	0,127	5,47	1,08E-04
11320	422,0	391,3	0,01	96,5	0,8298	0,07	0,127	5,44	1,14E-04
11520	450,0	379,0	-0,06	95,4	0,8303	0,38	0,127	5,61	1,17E-04
11820	432,0	380,9	0,01	95,2	0,8300	0,08	0,127	5,58	1,09E-04
12520	533,0	337,4	-0,06	91,2	0,8321	0,36	0,126	6,29	9,29E-05
13020	428,0	342,4	0,01	91,7	0,8318	0,02	0,126	6,20	5,97E-05
13420	547,0	272,7	-0,16	86,2	0,8363	0,48	0,123	7,77	1,89E-05
13720	537,0	273,6	0,00	86,2	0,8362	0,07	0,123	7,75	4,42E-05
14120	550,0	270,7	-0,01	85,8	0,8363	0,16	0,123	7,82	4,43E-05
14820	495,0	274,9	0,01	86,1	0,8360	0,05	0,123	7,71	4,13E-05
15220	473,0	276,7	0,00	86,2	0,8358	0,06	0,123	7,66	4,36E-05

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)	Deposit Thickness (in)
15420	441,0	278,0	0,01	86,4	0,8358	0,02	0,123	7,62	3,65E-05
15920	452,0	275,7	0,00	86,0	0,8358	0,15	0,123	7,68	4,65E-05
16085	459,0	274,1	-0,01	85,8	0,8359	0,18	0,123	7,72	4,46E-05
16252	435,0	275,2	0,01	85,9	0,8358	0,03	0,123	7,69	3,48E-05
16358	449,0	270,3	-0,05	85,5	0,8362	0,30	0,123	7,83	4,08E-05
16643	450,0	270,0	0,00	85,3	0,8361	0,12	0,123	7,83	3,88E-05
16711	446,0	270,3	0,01	85,4	0,8361	0,06	0,123	7,83	3,49E-05
16871	451,0	269,3	-0,01	85,2	0,8361	0,16	0,123	7,86	3,83E-05
16920	406,0	271,1	0,04	85,6	0,8361	0,02	0,123	7,81	2,59E-05
16990	401,0	271,5	0,01	85,6	0,8361	0,06	0,123	7,80	3,72E-05
17070	415,0	265,8	-0,07	85,1	0,8365	0,34	0,123	7,96	4,15E-05
17150	432,0	258,3	-0,09	84,5	0,8370	0,38	0,122	8,19	2,14E-05
17220	387,0	260,0	0,02	84,9	0,8370	0,01	0,122	8,14	2,07E-05
17310	433,0	230,4	-0,32	82,4	0,8393	0,55	0,121	9,17	1,03E-06
17390	447,0	225,2	-0,06	81,9	0,8397	0,31	0,121	9,37	0,00E+00
17440	415,0	226,3	0,02	82,2	0,8397	0,01	0,121	9,33	0,00E+00
17560	410,0	226,6	0,00	82,3	0,8397	0,06	0,121	9,32	6,19E-07
17650	399,0	227,2	0,01	82,4	0,8397	0,03	0,121	9,30	1,72E-06
17720	421,0	216,2	-0,15	81,4	0,8406	0,43	0,120	9,76	0,00E+00
17760	450,0	198,6	-0,43	79,8	0,8421	0,52	0,119	10,59	0,00E+00
17840	423,0	199,4	0,01	80,0	0,8421	0,01	0,119	10,56	0,00E+00
17890	400,0	200,0	0,01	80,2	0,8421	0,01	0,119	10,53	0,00E+00

#### Apéndice D. Resultados obtenidos en la simulación del escenario 2.1 año 2028

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)
0	553	700,0	-	127,3	0,7917	0,04	0,529	13,20
225	511,0	702,9	0,01	127,4	0,7916	0,04	0,529	13,14
325	489,0	704,2	0,01	127,5	0,7916	0,03	0,529	13,12
402	491,0	703,4	-0,01	127,4	0,7916	0,21	0,529	13,13

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)
561	522,0	685,7	-0,11	126,3	0,7920	0,48	0,528	13,48
642	483,0	689,0	0,04	126,6	0,7919	0,04	0,528	13,41
738	529,0	650,5	-0,40	124,7	0,7930	0,74	0,525	14,24
1240	456,0	656,2	0,01	124,9	0,7928	0,06	0,525	14,11
1500	485,0	643,5	-0,05	124,0	0,7930	0,34	0,525	14,39
1580	483,0	643,5	0,00	123,9	0,7930	0,10	0,525	14,38
2000	461,0	645,0	0,00	123,7	0,7928	0,09	0,525	14,34
2100	428,0	647,3	0,02	123,8	0,7928	0,04	0,525	14,29
2160	429,0	646,9	-0,01	123,8	0,7928	0,18	0,525	14,29
2300	406,0	648,5	0,01	123,8	0,7927	0,05	0,525	14,25
2370	446,0	614,6	-0,48	122,1	0,7938	0,75	0,523	15,08
2400	441,0	614,9	0,01	122,2	0,7938	0,05	0,523	15,07
2520	451,0	611,0	-0,03	121,8	0,7938	0,29	0,522	15,16
2630	412,0	613,5	0,02	122,1	0,7938	0,03	0,523	15,10
2830	433,0	604,7	-0,04	121,4	0,7939	0,32	0,522	15,32
3640	454,0	596,4	-0,01	120,2	0,7938	0,19	0,522	15,50
3840	435,0	597,9	0,01	120,2	0,7938	0,07	0,522	15,46
4010	447,0	593,3	-0,03	119,7	0,7938	0,26	0,522	15,58
4210	497,0	563,2	-0,15	118,0	0,7947	0,51	0,519	16,43
4730	442,0	566,9	0,01	118,0	0,7945	0,07	0,520	16,31
4990	425,0	567,9	0,00	117,9	0,7944	0,08	0,520	16,28
5510	440,0	562,1	-0,01	117,2	0,7944	0,19	0,520	16,43
6490	513,0	535,0	-0,03	114,8	0,7949	0,25	0,518	17,24
6660	494,0	536,1	0,01	114,8	0,7948	0,06	0,518	17,20
7060	523,0	525,5	-0,03	113,8	0,7950	0,25	0,518	17,55
7220	484,0	526,6	0,01	114,0	0,7951	0,02	0,518	17,51
7320	532,0	490,0	-0,36	111,9	0,7964	0,66	0,514	18,86
7820	538,0	486,3	-0,01	111,4	0,7964	0,15	0,514	18,99
8020	510,0	487,7	0,01	111,5	0,7963	0,05	0,514	18,94
8120	485,0	488,2	0,01	111,6	0,7964	0,02	0,514	18,92
8420	495,0	484,5	-0,01	111,1	0,7964	0,18	0,514	19,05
8720	508,0	479,9	-0,02	110,6	0,7965	0,20	0,513	19,23
8920	468,0	481,3	0,01	110,8	0,7964	0,04	0,514	19,18
9520	489,0	473,5	-0,01	109,9	0,7965	0,18	0,513	19,48

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)
9920	518,0	463,1	-0,03	109,0	0,7968	0,24	0,512	19,90
10320	429,0	465,5	0,01	109,3	0,7968	0,03	0,512	19,82
10620	483,0	439,8	-0,08	107,6	0,7978	0,38	0,510	20,99
11020	442,0	441,3	0,00	107,6	0,7977	0,06	0,510	20,91
11320	422,0	441,6	0,00	107,6	0,7976	0,07	0,510	20,89
11520	450,0	429,9	-0,06	106,7	0,7981	0,32	0,509	21,46
11820	432,0	430,0	0,00	106,7	0,7980	0,07	0,509	21,45
12520	533,0	388,5	-0,06	103,5	0,7996	0,30	0,504	23,75
13020	428,0	390,2	0,00	104,0	0,7997	0,03	0,504	23,67
13420	547,0	326,2	-0,15	99,5	0,8027	0,42	0,495	28,33
13720	537,0	324,6	-0,01	99,3	0,8028	0,07	0,495	28,46
14120	550,0	319,6	-0,01	98,8	0,8030	0,14	0,494	28,90
14820	495,0	318,1	0,00	98,8	0,8031	0,06	0,494	29,04
15220	473,0	316,6	0,00	98,6	0,8032	0,06	0,494	29,18
15420	441,0	316,7	0,00	98,8	0,8032	0,04	0,494	29,17
15920	452,0	311,7	-0,01	98,2	0,8034	0,12	0,493	29,62
16085	459,0	309,2	-0,02	97,9	0,8035	0,15	0,493	29,86
16252	435,0	309,2	0,00	98,0	0,8035	0,04	0,493	29,86
16358	449,0	304,3	-0,05	97,6	0,8037	0,25	0,492	30,34
16643	450,0	301,9	-0,01	97,3	0,8038	0,10	0,492	30,57
16711	446,0	301,6	0,00	97,3	0,8039	0,06	0,492	30,60
16871	451,0	299,6	-0,01	97,1	0,8039	0,13	0,491	30,80
16920	406,0	300,7	0,02	97,4	0,8040	0,02	0,491	30,70
16990	401,0	300,5	0,00	97,4	0,8040	0,06	0,491	30,73
17070	415,0	295,1	-0,07	97,0	0,8043	0,29	0,491	31,28
17150	432,0	288,1	-0,09	96,4	0,8046	0,32	0,490	32,03
17220	387,0	288,7	0,01	96,7	0,8047	0,02	0,489	31,98
17310	433,0	262,4	-0,29	94,7	0,8062	0,47	0,485	35,15
17390	447,0	257,3	-0,06	94,2	0,8065	0,26	0,484	35,82
17440	415,0	257,8	0,01	94,5	0,8066	0,00	0,484	35,78
17560	410,0	256,9	-0,01	94,4	0,8066	0,06	0,484	35,90
17650	399,0	256,6	0,00	94,4	0,8067	0,04	0,484	35,95
17720	421,0	246,4	-0,14	93,6	0,8073	0,36	0,482	37,39
17760	450,0	230,7	-0,39	92,3	0,8083	0,45	0,479	39,88

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)
17840	423,0	229,9	-0,01	92,4	0,8084	0,02	0,479	40,03
17890	400,0	229,8	0,00	92,5	0,8085	0,01	0,479	40,06

#### Apéndice E. Resultados obtenidos en la simulación del escenario 2.2 año 2028

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)
0	553	666,6	-	127,3	0,7934	0,04	0,525	13,96
225	511,0	669,4	0,01	127,4	0,7933	0,04	0,525	13,90
325	489,0	670,5	0,01	127,5	0,7933	0,03	0,525	13,87
402	491,0	669,7	-0,01	127,4	0,7933	0,20	0,525	13,89
561	522,0	652,4	-0,11	126,3	0,7937	0,47	0,524	14,26
642	483,0	655,5	0,04	126,6	0,7937	0,04	0,524	14,20
738	529,0	617,7	-0,39	124,7	0,7948	0,72	0,521	15,10
1240	456,0	623,0	0,01	124,8	0,7946	0,06	0,521	14,97
1500	485,0	610,5	-0,05	123,9	0,7948	0,33	0,520	15,27
1580	483,0	610,5	0,00	123,8	0,7948	0,10	0,520	15,27
2000	461,0	611,7	0,00	123,6	0,7946	0,09	0,521	15,22
2100	428,0	613,2	0,02	123,8	0,7946	0,00	0,521	15,19
2160	429,0	612,8	-0,01	123,7	0,7946	0,18	0,521	15,19
2300	406,0	614,3	0,01	123,7	0,7945	0,05	0,521	15,15
2370	446,0	581,1	-0,47	122,0	0,7956	0,74	0,518	16,06
2400	441,0	581,4	0,01	122,1	0,7956	0,05	0,518	16,05
2520	451,0	577,5	-0,03	121,7	0,7956	0,28	0,518	16,15
2630	412,0	579,8	0,02	121,9	0,7956	0,03	0,518	16,09
2830	433,0	571,1	-0,04	121,3	0,7958	0,31	0,517	16,33
3640	454,0	562,9	-0,01	120,0	0,7957	0,18	0,517	16,54
3840	435,0	564,1	0,01	120,0	0,7956	0,07	0,518	16,50
4010	447,0	559,7	-0,03	119,6	0,7957	0,25	0,517	16,63
4210	497,0	530,2	-0,15	117,8	0,7966	0,50	0,515	17,58
4730	442,0	533,4	0,01	117,9	0,7965	0,07	0,515	17,46

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)
4990	425,0	534,2	0,00	117,8	0,7964	0,08	0,515	17,42
5510	440,0	528,4	-0,01	117,0	0,7964	0,18	0,515	17,60
6490	513,0	501,7	-0,03	114,6	0,7969	0,25	0,513	18,51
6660	494,0	502,7	0,01	114,6	0,7968	0,06	0,513	18,47
7060	523,0	492,2	-0,03	113,6	0,7971	0,24	0,513	18,86
7220	484,0	493,2	0,01	113,8	0,7971	0,02	0,513	18,83
7320	532,0	457,1	-0,36	111,7	0,7985	0,65	0,509	20,35
7820	538,0	453,3	-0,01	111,1	0,7985	0,14	0,509	20,51
8020	510,0	454,4	0,01	111,2	0,7984	0,05	0,509	20,46
8120	485,0	454,9	0,00	111,3	0,7984	0,02	0,509	20,44
8420	495,0	451,1	-0,01	110,9	0,7985	0,17	0,508	20,60
8720	508,0	446,5	-0,02	110,4	0,7986	0,19	0,508	20,80
8920	468,0	447,7	0,01	110,5	0,7986	0,04	0,508	20,75
9520	489,0	439,9	-0,01	109,6	0,7987	0,17	0,508	21,10
9920	518,0	429,8	-0,03	108,7	0,7990	0,22	0,507	21,59
10320	429,0	431,6	0,00	109,0	0,7990	0,03	0,507	21,51
10620	483,0	407,0	-0,08	107,3	0,7999	0,36	0,504	22,82
11020	442,0	408,0	0,00	107,3	0,7999	0,06	0,504	22,76
11320	422,0	408,0	0,00	107,3	0,7999	0,07	0,504	22,76
11520	450,0	396,8	-0,06	106,4	0,8003	0,30	0,503	23,40
11820	432,0	396,6	0,00	106,3	0,8003	0,07	0,503	23,41
12520	533,0	356,8	-0,06	103,2	0,8019	0,29	0,498	26,01
13020	428,0	357,7	0,00	103,6	0,8020	0,03	0,498	25,96
13420	547,0	296,9	-0,14	99,1	0,8050	0,40	0,489	31,26
13720	537,0	295,1	-0,01	99,0	0,8051	0,06	0,489	31,45
14120	550,0	289,9	-0,01	98,4	0,8053	0,13	0,488	31,99
14820	495,0	287,4	0,00	98,3	0,8055	0,05	0,488	32,28
15220	473,0	285,3	-0,01	98,2	0,8056	0,06	0,487	32,51
15420	441,0	285,1	0,00	98,2	0,8057	0,04	0,487	32,55
15920	452,0	279,6	-0,01	97,6	0,8059	0,11	0,487	33,16
16085	459,0	277,1	-0,02	97,4	0,8060	0,14	0,486	33,45
16252	435,0	276,8	0,00	97,4	0,8061	0,04	0,486	33,50
16358	449,0	272,0	-0,04	97,0	0,8063	0,23	0,485	34,06
16643	450,0	269,3	-0,01	96,7	0,8064	0,09	0,485	34,39

Length (m)	Elevation (m)	Pres. (psig)	dP/dL	Temp. (F)	Frac. Vap.	Liquid Holdups	Liquid Velocity (ft/s)	Vapour Velocity (ft/s)
16711	446,0	269,0	-0,01	96,7	0,8065	0,05	0,485	34,44
16871	451,0	266,9	-0,01	96,5	0,8066	0,12	0,485	34,70
16920	406,0	267,7	0,02	96,8	0,8066	0,00	0,485	34,61
16990	401,0	267,4	-0,01	96,8	0,8066	0,05	0,484	34,66
17070	415,0	262,3	-0,06	96,3	0,8069	0,26	0,484	35,32
17150	432,0	255,6	-0,08	95,8	0,8073	0,29	0,483	36,21
17220	387,0	256,2	0,01	96,0	0,8074	0,00	0,482	36,15
17310	433,0	231,7	-0,27	94,1	0,8089	0,43	0,478	39,89
17390	447,0	226,9	-0,06	93,6	0,8092	0,24	0,477	40,71
17440	415,0	227,1	0,01	93,8	0,8092	0,00	0,477	40,68
17560	410,0	226,1	-0,01	93,7	0,8093	0,05	0,477	40,87
17650	399,0	225,5	-0,01	93,7	0,8093	0,04	0,477	40,97
17720	421,0	216,1	-0,13	92,9	0,8100	0,33	0,475	42,70
17760	450,0	201,5	-0,36	91,6	0,8110	0,41	0,472	45,67
17840	423,0	200,4	-0,01	91,7	0,8111	0,02	0,472	45,92
17890	400,0	200,0	-0,01	91,8	0,8112	0,01	0,472	46,03