

Transient Simulation and Dynamic-Compositional Analysis in Natural Gas Pipelines Using Integrated Hydraulic–Thermodynamic Models

Abelardo Contreras, Mg.¹; Herbert Jhordy Manrique Olortegui, M.Sc.²; Huaytán Ponce Javier Francisco, M.Sc.³
^{1,3}Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, acontrerasp@uni.edu.pe, hmanrique@uni.edu.pe, javier.huaytan.p@uni.pe

Abstract– Long-distance natural gas pipelines constitute critical infrastructure for ensuring energy supply continuity and therefore require predictive tools capable of anticipating how gas properties evolve under changing operating conditions, particularly when batches with increased water, H₂S, CO₂, or heavy-hydrocarbon content are introduced. However, traditional approaches do not adequately integrate compositional dynamics with transient hydraulic effects, limiting early identification of risks such as localized condensation and critical pressure variations, which may lead to flow instability, capacity reduction, and operational constraints. This study develops an integrated hydraulic–thermodynamic model coupled with compositional thermodynamic analysis to evaluate batch evolution in a real natural gas transportation system under different flow-rate scenarios. Monophase transient modeling was implemented in Pipeline Studio, while phase stability and compositional analysis were performed in HYSYS. When phase-envelope crossing indicated potential condensate formation, the flow regime was represented using OLGA, enabling simulation of liquid accumulation and transport under transient conditions. Results, evaluated through a real case study, show that the batch front preserves a well-defined structure; however, its propagation speed and deformation depend on flow rate, composition, and local thermal conditions. Zones prone to liquid formation were identified in pipeline segments characterized by lower pressure and temperature, and OLGA simulations revealed that condensates may remain trapped for up to 12 hours if appropriate drainage or pigging operations are not executed. The proposed integrated approach constitutes a robust tool for anticipating critical events, optimizing batch management, and strengthening the reliability of natural gas transportation systems.

Keywords– Transient simulation; batches; natural gas pipelines; hydraulic modeling; compositional analysis.

Simulación Transitoria y Análisis Dinámico-Composicional en Gasoductos Mediante Modelos Hidráulico–Termodinámicos Integrados

Abelardo Contreras, Mg.¹; Herbert Jhordy Manrique Olortegui, M.Sc.²; Huaytán Ponce Javier Francisco, M.Sc.³
^{1,3}Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, acontrerasp@uni.edu.pe, hmanrique@uni.edu.pe, javier.huaytan.p@uni.pe

Resumen— Los gasoductos de largas distancias constituyen infraestructuras críticas para la continuidad del suministro energético y requieren herramientas predictivas que permitan anticipar cómo varían las propiedades del gas frente a cambios operativos, especialmente cuando se introducen batches con mayor contenido de agua, H₂S, CO₂ o hidrocarburos pesados. Sin embargo, los enfoques tradicionales no integran adecuadamente la dinámica composicional con los efectos hidráulicos transitorios, lo que limita la identificación temprana de riesgos como condensación localizada y variaciones críticas de presión, capaces de inducir obstrucciones, reducción de capacidad e inestabilidad del flujo. Este estudio desarrolla un modelo hidráulico–predictivo acoplado a un análisis termodinámico composicional para evaluar la evolución de batches en un sistema real de transporte de gas natural bajo distintos escenarios de caudal. El modelamiento transitorio monofásico se implementó en Pipeline Studio, mientras que la estabilidad de fases y el análisis composicional se realizaron en HYSYS. Cuando el cruce de la envolvente de fases indicó posible formación de condensados, el régimen multifásico se representó mediante OLGA, permitiendo simular la acumulación y el transporte de líquidos en condiciones transitorias. Los resultados, evaluados en un caso de estudio real, muestran que el frente del batch mantiene una estructura definida, aunque su avance y deformación dependen del caudal, la composición y las condiciones térmicas locales. Se identificaron zonas propensas a la formación de líquidos en tramos de menor presión y temperatura, y las simulaciones en OLGA evidenciaron que estos condensados pueden permanecer atrapados por hasta 12 horas si no se ejecutan maniobras adecuadas de drenaje o pigging. El enfoque integrado propuesto constituye una herramienta robusta para anticipar eventos críticos, optimizar la gestión de batches y fortalecer la confiabilidad del transporte de gas natural.

Palabras clave— Simulación transitoria; batches; gasoductos; modelamiento hidráulico; análisis composicional.

I. INTRODUCCIÓN

El transporte de gas natural mediante gasoductos de largas distancias constituye un componente crítico de los sistemas energéticos, especialmente en redes donde la composición del gas puede variar debido a inyecciones de *batches*, gradientes térmicos, diferencias topográficas y procesos operativos internos. Estas variaciones modifican propiedades clave — como densidad, presión de vapor y estabilidad de fases— influyendo directamente en la capacidad de transporte, los márgenes hidráulicos y la integridad operativa del sistema [1], [2], [3].

Los fundamentos del flujo compresible en gasoductos han sido establecidos en obras clásicas como Menon [1], Mohitpour et al. [2] y Mokhatab et al. [3]. Sin embargo, estos enfoques suelen asumir composiciones prácticamente estables, lo cual resulta insuficiente en sistemas donde se transportan mezclas con variabilidad en agua, CO₂, H₂S o hidrocarburos pesados.

En contraste, estudios orientados al *composition tracking* han demostrado la relevancia de modelar explícitamente la evolución temporal de la composición del gas. Chaczykowski [4] evidenció que los frentes composicionales pueden deformarse y dispersarse bajo condiciones transitorias; Bermúdez et al. [5] mostraron que estas variaciones pueden alterar perfiles hidráulicos locales; y Fan et al. [6] desarrollaron metodologías que permiten seguir el desplazamiento de mezclas multicomponente en distintos regímenes de flujo. Estos trabajos confirman que la dinámica composicional puede modificar la proximidad al *dew point* y generar condiciones operativas críticas.

No obstante, la mayoría de estas investigaciones aborda el modelamiento hidráulico transitorio y el análisis composicional de forma independiente. Son escasos los estudios que integran ambos dominios en un marco único aplicado a un gasoducto real, lo cual limita la capacidad para anticipar fenómenos como condensación localizada, formación de líquidos, reducción de capacidad e inestabilidad operativa bajo variaciones de caudal o composición.

En este contexto, el presente estudio propone un enfoque integrado que combina simulación hidráulica transitoria (Pipeline Studio), análisis termodinámico composicional (HYSYS) y evaluación multifásica en caso de cruce de la envolvente de fases (OLGA). El objetivo es caracterizar la evolución de *batches* en distintos escenarios operativos y evaluar su impacto sobre la estabilidad de fases, los márgenes hidráulicos y la confiabilidad del sistema.

A diferencia de los enfoques convencionales, que tratan de manera independiente el comportamiento hidráulico transitorio y el análisis composicional, la metodología propuesta integra ambos dominios en un marco unificado. Esto permite representar de forma más realista el comportamiento del gas bajo condiciones operativas variables, especialmente en sistemas donde la composición juega un rol determinante. Como resultado, el enfoque propuesto mejora la capacidad para

anticipar transiciones de fase y restricciones operativas que no serían identificadas mediante modelos desacoplados.

II. METODOLOGÍA

A. Marco Conceptual y estado del arte

El seguimiento dinámico de la composición del gas se sustenta en la resolución de las ecuaciones de conservación del flujo compresible [1], [2], [3]. Estas ecuaciones constituyen la base física para representar el comportamiento del gas en ductos de gran longitud y permiten evaluar cómo se propagan variaciones en presión, temperatura y composición.

La literatura distingue dos enfoques principales para representar la evolución de la composición:

- *Euleriano*, adecuado para estudiar dispersión, mezcla y evolución local de la composición [4], [5].
- *Lagrangiano*, que sigue volúmenes discretos de gas y resulta útil para capturar frentes definidos y transitorios abruptos [6], [8], [10].

Los métodos numéricos empleados comprenden esquemas explícitos, implícitos y el método de las características (MOC), siendo este último especialmente eficaz para representar gradientes pronunciados y frentes composicionales bien definidos [9]. En paralelo, se han desarrollado modelos simplificados de linealización para análisis rápidos, como los propuestos por He et al. [7], que permiten aproximar la dinámica del sistema con menor carga computacional cuando se requiere una respuesta operativa ágil.

Los simuladores comerciales como OLGA y Pipeline Studio utilizan formulaciones implícitas robustas, ampliamente documentadas por Rydahl [11] y Erickson et al. [10], lo cual los hace adecuados para representar fenómenos multifásicos y mezclas sensibles al *dew point*. Adicionalmente, estudios sobre mezclas con agua, CO₂, H₂S e hidratos [12], [13], así como análisis de integridad interna de ductos sometidos a mezclas complejas [14], aportan criterios esenciales para el análisis de estabilidad de fases y operación segura.

B. Modelamiento hidráulico transitorio

El modelo hidráulico transitorio se desarrolló considerando la geometría del ducto, las variaciones de diámetro, la altimetría, las propiedades térmicas del entorno y las condiciones operativas del sistema. Como primer paso, se construyó un modelo estacionario para obtener perfiles base de presión y temperatura en distintos niveles de caudal, siguiendo los lineamientos clásicos de diseño y operación de gasoductos [1], [2], [3].

En la formulación transitoria, el comportamiento del gas se modeló mediante la resolución de las ecuaciones de conservación de masa, cantidad de movimiento y energía para flujo compresible unidimensional, tal como se emplea en

simuladores industriales basados en esquemas implícitos utilizados para gasoductos de gran longitud en la industria del midstream [3], [7], [11]:

Conservación de masa

$$\frac{\partial(\rho A)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho A u)}{\partial x} = 0$$

Conservación de cantidad de movimiento

$$\frac{\partial(\rho A u)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho A u^2)}{\partial x} = -A \frac{\partial p}{\partial x} - f \frac{\rho u |u|}{2D} A$$

Conservación de energía

$$\frac{\partial(\rho A h)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho A u h)}{\partial x} = -A u \frac{\partial p}{\partial x} + Q_{ext.}$$

Estas ecuaciones se complementan con una ecuación de estado adecuada para gas natural, en este caso Peng–Robinson [3], que permite relacionar de manera consistente presión, temperatura y densidad. El modelo monofásico se implementó en un simulador comercial basado en formulación implícita (Pipeline Studio), y, cuando la clasificación composicional lo requiere, se recurre a un simulador multifásico equivalente a OLGA para representar condiciones bifásicas más complejas [10], [11].

La calibración del modelo se realizó mediante comparación sistemática con datos históricos del SCADA, ajustando parámetros como la fricción efectiva y las pérdidas localizadas hasta reproducir de manera aceptable los perfiles de presión y caudal observados en operación normal. Este proceso es consistente con las prácticas reportadas en aplicaciones industriales de modelamiento transitorio y *composition tracking* en redes reales [7], [11]. Una vez calibrado, el modelo hidráulico sirve como base para generar los campos dinámicos de presión y temperatura que alimentan el análisis termodinámico composicional.

C. Análisis termodinámico composicional

El análisis termodinámico composicional se desarrolló empleando la ecuación de estado de Peng–Robinson, ampliamente utilizada para representar el comportamiento de mezclas gaseosas en condiciones de transporte [3]. A partir de las composiciones evaluadas —incluyendo variaciones en C6+, C7+, agua, CO₂ y H₂S— se determinaron propiedades críticas como presión de vapor, coeficientes de equilibrio K_i , fracciones de fase y proximidad al punto de rocío. La selección de estos componentes responde a su impacto significativo en la estabilidad de fases y en el comportamiento operativo del gasoducto, especialmente bajo condiciones transitorias [8], [12], [15]. El equilibrio de fases se evaluó mediante la igualdad de fugacidades:

$$f_i^v = f_i^l \rightarrow K_i = \frac{y_i}{x_i}$$

mientras que el dew point se obtuvo a partir del criterio:

$$\sum_i \frac{z_i}{K_i(T, p)} = 1$$

La proximidad o cruce de este criterio permite identificar condiciones donde la mezcla puede entrar en régimen bifásico. En presencia de alta presión y bajas temperaturas, el sistema también puede generar condiciones favorables para la formación de hidratos, sólidos cristalinos que pueden obstruir el flujo. Este fenómeno ha sido ampliamente documentado en literatura técnica industrial [2], [16] y constituye un aspecto crítico en zonas con gradientes térmicos pronunciados o en segmentos expuestos a enfriamiento natural. Lineamientos adicionales para la evaluación de estabilidad térmica e inhibición de hidratos se basan en criterios del Centre for Gas Hydrate Research [13].

D. Integración hidráulico-termodinámica y clasificación del batch

La integración entre los modelos hidráulico y termodinámico se implementó mediante un enfoque secuencial acoplado. En una primera etapa, el modelo hidráulico genera los perfiles dinámicos de presión $p(x, t)$ y temperatura $T(x, t)$ a lo largo del ducto [1], [2], [3]. Estos perfiles incluyen variaciones asociadas a estaciones compresoras, gradientes topográficos y transitorios inducidos por cambios de caudal.

En una segunda etapa, dichos perfiles se incorporan en el análisis composicional para calcular coeficientes de equilibrio $K_i(T, p)$, fracciones de fase y comportamiento frente al dew point. Este procedimiento permite identificar si la composición mantiene un régimen monofásico o si entra en la región bifásica, de acuerdo con:

- *Batch monofásico*: cuando $p(x, t) > p_{dew}(T)$ en todo el trayecto y no se anticipa condensación.
- *Batch multifásico*: cuando ocurre $p(x, t) \leq p_{dew}(T)$, lo que indica potencial de formación de líquido o condensados retrogradados.

Cuando se detecta condición multifásica, se activa un modelo multifásico transitorio, siguiendo lineamientos técnicos y metodológicos aplicados en simulación avanzada de flujos complejos [10], [11], [12]. Este modelo es capaz de representar fenómenos como condensación temporal, interacción entre fases, redistribución térmica y alteración de la estabilidad hidráulica.

Este proceso de acoplamiento, utilizado también en estudios recientes de composición dinámica y seguimiento de mezclas multicomponente [6], [8], [9], proporciona una

representación integral del comportamiento del batch en condiciones reales de operación.

E. Caso de estudio y configuración del modelo predictivo

La metodología se aplicó a un sistema real de transporte de gas natural localizado en Perú, compuesto por aproximadamente 865 km de ductos principales de 32", 24" y 18", además de un *loop* de 24" en la zona costera. El trazado presenta variaciones topográficas significativas —selva, sierra y costa— que influyen en la temperatura del gas, la presión y la respuesta hidráulica general del sistema. El gasoducto cuenta con dos plantas compresoras principales que condicionan los perfiles de presión y el seguimiento operacional del batch. El modelo predictivo se configuró incorporando:

- Propiedades térmicas del suelo y la tubería,
- Curvas de desempeño de compresores,
- Condiciones de frontera variables,
- Escenarios de operación representativos: 400, 920, 1275 y 1540 MMSCFD,
- Composición variable correspondiente a los batches evaluados.

Durante la simulación, los perfiles dinámicos de presión, temperatura y fracciones de fase se actualizaron en función del acoplamiento hidráulico-composicional detallado en las secciones anteriores. Esta arquitectura permite capturar fenómenos claves como deformación del frente, dispersión composicional, sensibilidad térmica y riesgo de condensación en zonas críticas del trazado.

Para contextualizar el caso de estudio, la Fig. 1 muestra una vista general del sistema de transporte, destacando el punto de inyección en Planta Malvinas y el recorrido principal del gasoducto a través de las regiones de selva, sierra y costa. En el esquema también se incluyen los puntos de entrega relevantes —Planta Melchorita (PLNG), las centrales termoeléctricas de Chilca y el City Gate en Lurín— junto con las zonas donde se evaluaron condiciones críticas de presión, temperatura y evolución de los frentes composicionales.

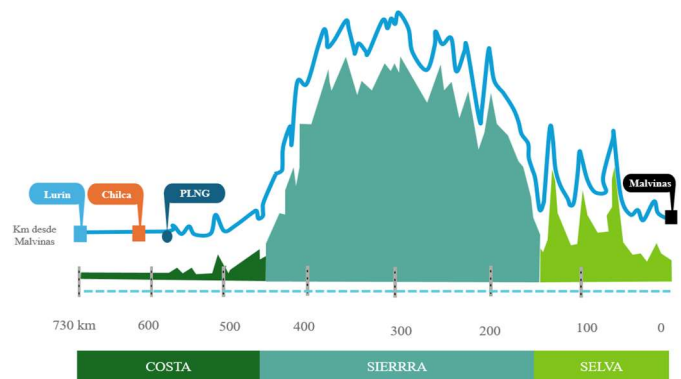


Fig. 1 Esquema general del sistema de transporte de gas natural del caso de estudio

Asimismo, la Fig. 2 resume el proceso metodológico completo, desde la recolección de datos operativos y el modelamiento hidráulico-termodinámico acoplado, hasta la clasificación y seguimiento del batch en condiciones transitorias reales.

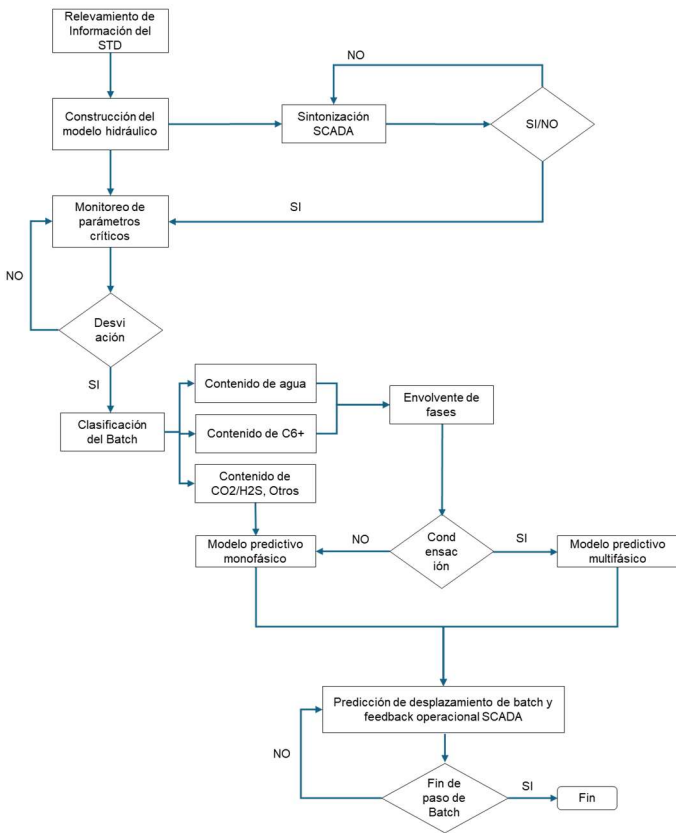


Fig. 2 Diagrama de flujo del modelo hidráulico-composicional acoplado

III. RESULTADOS

Los resultados del modelo hidráulico-predictivo acoplado al análisis termodinámico composicional permiten caracterizar el comportamiento de distintos tipos de batches (C6+, H₂O, CO₂ y H₂S) bajo escenarios operativos reales. A continuación, se presentan los principales hallazgos para cada caso analizado, así como su comparación global y el potencial de integración con el sistema SCADA.

A. Batches con alto contenido de hidrocarburos pesados (C6+)

A.1 Modelo predictivo monofásico

Se evaluó primero el comportamiento hidráulico del sistema ante batches con incrementos progresivos de hidrocarburos pesados (C6, C7 y C8), a partir de una composición estándar del gas natural transportado (Tabla I).

Utilizando HYSYS se construyeron los envolventes de fase para cuatro mezclas (GN, GN+C6, GN+C6-C7, GN+C6-C7-C8) y se superpusieron con los perfiles mínimos de presión y temperatura del ducto para los caudales de 400, 920, 1275 y 1540 MMSCFD (Fig. 3).

TABLA I
COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL - MODELO MONOFASICO

Comp.	GN	GN + C6	GN + C6, C7	GN + C6, C7, C8
	% mol	% mol	% mol	% mol
N2	1.06	0.97	0.97	0.97
CO2	0.26	0.26	0.26	0.26
C1	89.21	88.40	88.40	88.40
C2	9.00	9.15	9.15	9.15
C3	0.31	0.65	0.65	0.65
i-C4	0.04	0.09	0.09	0.09
n-C4	0.07	0.17	0.17	0.17
i-C5	0.03	0.07	0.07	0.07
n-C5	0.03	0.06	0.06	0.06
C6+	0.00	0.19	0.17	0.05
C7	0.00	0.00	0.02	0.08
C8	0.00	0.00	0.00	0.06
Total	100	100	100	100

En todos los casos, las condiciones operativas se mantuvieron fuera de la zona de condensación de hidrocarburos, lo que valida el uso del modelo monofásico para estas desviaciones composicionales. Con base en ello, se seleccionó el escenario de 400 MMSCFD —representativo de baja demanda, mantenimientos mayores o ajustes transitorios— y se simuló el ingreso de un batch de 12 horas, realizando su seguimiento hasta tres puntos de entrega: Planta Melchorita (PLNG), centrales termoeléctricas de Chilca y City Gate Lurin.

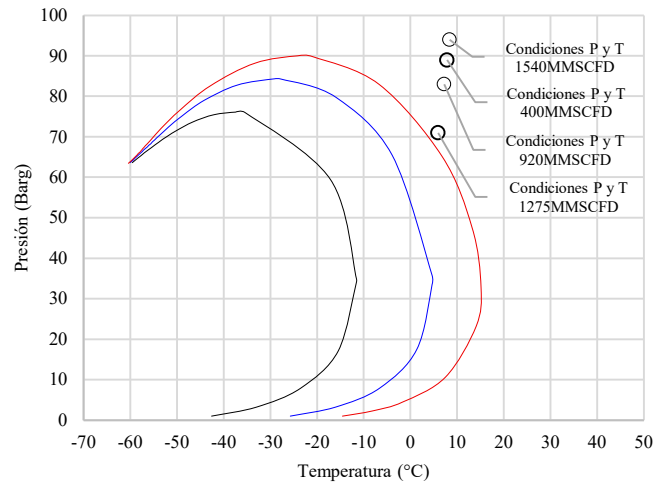


Fig. 3 Envolve de fases del GN – Alto contenido de hidrocarburos pesados C6, C7, C8

Los resultados, tal como se muestra en la Fig.4, indican que el frente de los batches llega de forma consistente a los puntos de entrega, con tiempos del orden de 88 horas en PLNG, 100 horas en Chilca y 105 horas en Lurín. No obstante, la evolución y duración del paso del batch varían con el contenido de C6+, observándose colas más prolongadas a medida que se incrementan las fracciones pesadas. Este comportamiento se asocia a las propiedades termofísicas de estos componentes: mayor peso molecular y menor volatilidad, lo que favorece el rezago dinámico y la dispersión axial, especialmente a caudales bajos.

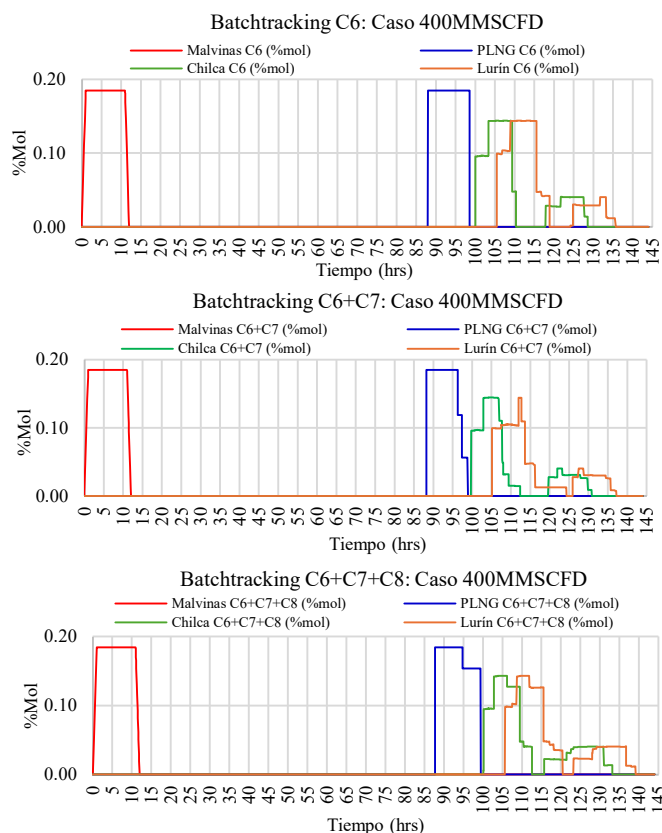


Fig. 4 Resultados del Batchtracking - Caso 400 MMSCFD

Para complementar el análisis, se extrapoló el comportamiento de un batch con C6 a caudales de 920, 1275 y 1540 MMSCFD. En estos casos, de acuerdo con los resultados mostrados en la Fig. 5, el arribo del frente ocurre aproximadamente a las 40 horas (920 MMSCFD), 32 horas (1275 MMSCFD) y 28 horas (1540 MMSCFD) en PLNG, patrón que se replica aguas abajo. A mayores caudales, el frente se desplaza más rápido y con menor cola, pero se observa una mayor variabilidad y oscilación en la zona costera, donde convergen ductos de 18", 24" y 34" de TGP y PLNG. Esta configuración favorece la mezcla de batches con distintas velocidades, reduciendo la nitidez del frente composicional e incrementando la mezcla axial en cambios de sección y bifurcaciones.

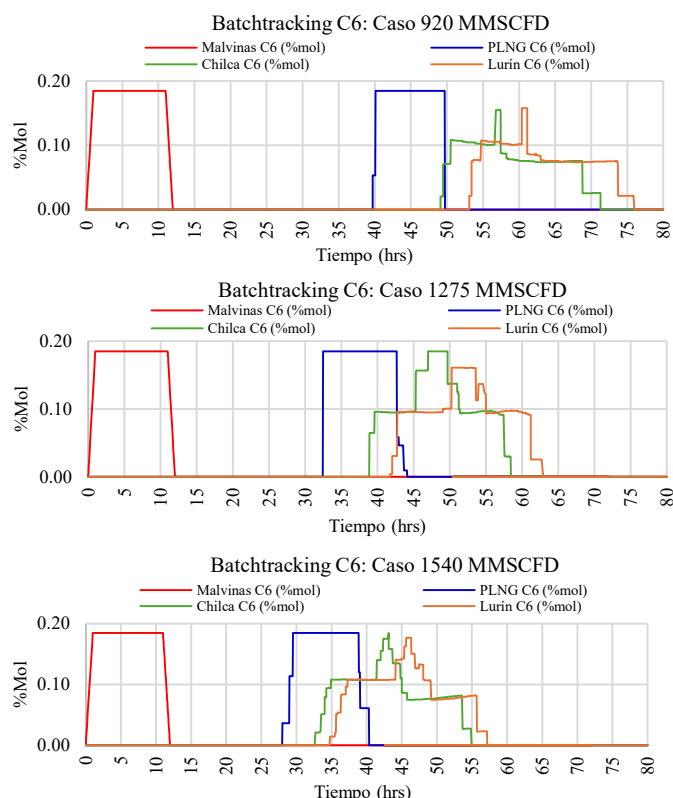


Fig. 5 Resultados del Batchtracking - Caso 920-1540 MMSCFD

A.2 Modelo predictivo multifásico

En un segundo escenario se analizaron batches con fracciones elevadas de C6 a C11, con alto potencial de condensación en condiciones críticas (Tabla II). El análisis termodinámico en HYSYS, sobre un régimen de 400 MMSCFD, mostró que en ciertas zonas —particularmente en la sección sierra— los perfiles de presión y temperatura interceptan el dominio de condensación. Los puntos más sensibles se localizaron en la línea de 24" cerca del KP 225 y en la de 34" alrededor del KP 50.

Con este diagnóstico, se modeló en OLGA el ingreso de un batch de 12 horas desde Malvinas, siguiendo su evolución hacia los puntos de entrega y las zonas críticas. Si bien los tiempos de arribo del frente son comparables a los del modelo monofásico, el modelo multifásico evidenció formación y acumulación transitoria de condensados en las zonas de menor presión y temperatura. Se observó flujo estratificado en los tramos adyacentes y flujo tipo slug en segmentos con mayor caída de presión (Fig. 6).

TABLA II
COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL – MODELO MULTIFASICO

Componente	N2	CO2	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6-C11
GN	1.06	0.26	89.21	9	0.31	0.04	0.07	0.03	0.03	0
GN + C6-C11	0.97	0.26	88.22	9.13	0.65	0.09	0.17	0.07	0.06	0.38

Los líquidos permanecieron en las zonas críticas aproximadamente 12 horas antes de ser arrastrados, lo que evidencia una retención transitoria significativa dentro del sistema. Este comportamiento implica riesgos operativos asociados a restricciones temporales en la capacidad de transporte, inestabilidad del flujo por arrastre intermitente de fase líquida y potenciales efectos sobre la integridad, tales como corrosión localizada en puntos bajos. Estos resultados resaltan la necesidad de implementar estrategias operativas como drenaje o pigging para restablecer condiciones normales de operación.

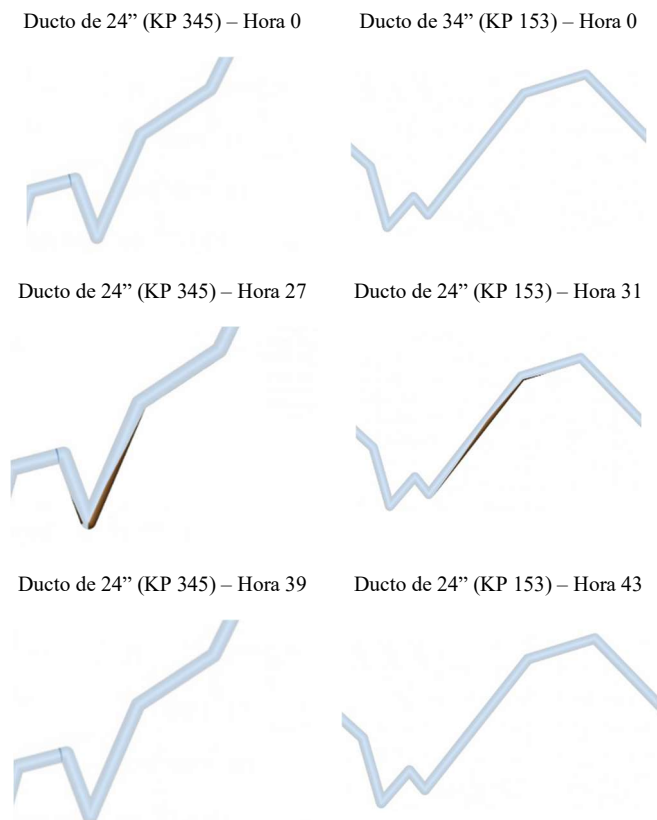


Fig. 6 Resultados del Batchtracking - Caso 920-1540 MMSCFD

B. Batches con alto contenido de agua

B.1 Modelo predictivo monofásico

En este caso se evaluó el comportamiento del sistema ante batches con contenido elevado de agua en fase vapor. A partir de la composición estándar del gas del STD (Tabla III), se incrementó el contenido de H₂O y se generaron, en HYSYS, la envolvente de fases y la curva de dew point de agua (65 mg/m³), superponiéndolas con los perfiles mínimos de presión y temperatura para 400, 920, 1275 y 1540 MMSCFD.

TABLA III
COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL – MODELO MULTIFASICO

Componente	N2	CO2	H2O	n-C1	n-C2	n-C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5
GN	1.06	0.26	0.00	89.21	9.00	0.31	0.04	0.07	0.03	0.03
GN + % H2O	1.06	0.26	0.01	89.19	9.00	0.31	0.04	0.07	0.03	0.03

Los resultados representados en la Fig. 7, muestran que, para estas condiciones, el sistema se mantiene fuera de la región de condensación de agua, lo que justifica el uso de un modelo monofásico. Nuevamente se seleccionó el caudal de 400 MMSCFD como escenario crítico y se siguió el paso de un batch de 12 horas desde Malvinas hasta PLNG, Chilca y Lurín.

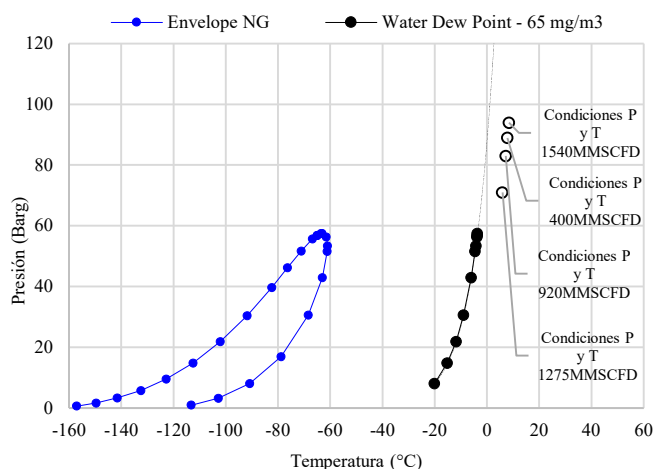


Fig. 7 Envolverte de fases y curva de Dew Point de agua (65 mg/m³)

El tiempo de arribo del frente con alto contenido de agua es similar al observado para el caso con C6 (del orden de 87–88 horas), pero su evolución posterior difiere notablemente (Fig. 8). A diferencia del C6, que genera colas más extendidas, el batch con H₂O presenta una caída abrupta en la concentración, especialmente en los puntos de entrega. Esto se explica por la menor masa molecular y alta polaridad del agua, que reducen la dispersión axial y favorecen un frente más cohesivo, dada su afinidad con las paredes del ducto.

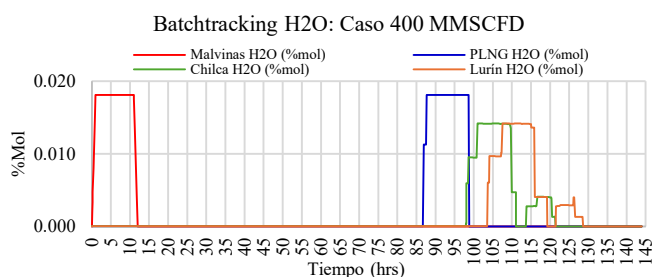


Fig. 8 Resultados del Batchtracking H₂O - Caso 400 MMSCFD

B.2 Modelo predictivo multifásico

Posteriormente se consideró un escenario más severo, incrementando el contenido de agua hasta una concentración equivalente a una curva de dew point de 200 mg/m³ (Tabla IV). El análisis termodinámico en HYSYS, para 400 MMSCFD, mostró que en ciertas condiciones locales —principalmente en zonas de mayor altitud— el perfil hidráulico intercepta la región de condensación (Fig. 9). De forma consistente con el caso C6–C11, los puntos más vulnerables se identificaron en la línea de 24" cerca del KP 225 y en la de 34" en torno al KP 50.

TABLA IV
COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL – MODELO MULTIFASICO

Componente	N2	CO2	H2O	n-C1	n-C2	n-C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5
GN	1.06	0.26	0.01	89.21	9.00	0.31	0.04	0.07	0.03	0.03
GN + % H2O	1.06	0.26	0.04	89.19	9.00	0.31	0.04	0.07	0.03	0.03

Con base en ello, se simuló en OLGA el ingreso de un batch de 12 horas con alto contenido de agua. Aunque el arribo del frente fue similar al del modelo monofásico, el modelo multifásico evidenció acumulación de agua líquida en zonas de menor presión y temperatura, con tiempos de permanencia del orden de 12 horas. Se observó flujo estratificado en los tramos previos y flujo tipo slug en segmentos con mayor caída de presión. La presencia prolongada de agua líquida introduce riesgos operativos relevantes, tales como reducción de la eficiencia de transporte, arrastre intermitente de fases y aumento del potencial de corrosión localizada. Este comportamiento confirma que el contenido de agua, bajo condiciones críticas, puede alterar significativamente la estabilidad operativa del sistema y requiere acciones de control específicas.

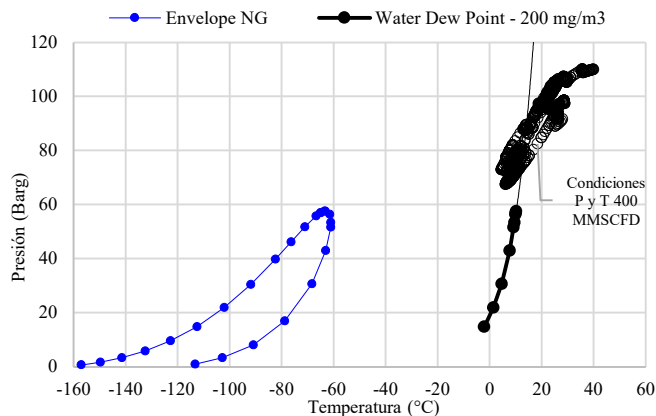


Fig. 9 Envoltorio de fases y curva de Dew Point de agua (65 mg/m³)

C. Batches con alto contenido de CO₂ y H₂S

Este caso evalúa la respuesta del sistema ante *batches* con contenido elevado de CO₂ y H₂S, considerados por su impacto operativo y ambiental. A partir de la composición estándar del gas, se definieron escenarios con incremento específico de cada

componente (CO₂ y H₂S) y se seleccionó un caudal de 400 MMSCFD para el análisis (Tabla V).

TABLA V
COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL – MODELO MULTIFASICO

	N2	CO2	H2S	n-C1	n-C2	n-C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5
GN	1.06	0.26	0.00	89.21	9.00	0.31	0.04	0.07	0.03	0.03
GN + % CO2	1.06	0.35	0.00	89.12	9.00	0.31	0.04	0.07	0.03	0.03
GN + % H2S	1.06	0.26	0.10	89.11	9.00	0.31	0.04	0.07	0.03	0.03

Se simuló un *batch* de 12 horas desde Malvinas y se siguió su evolución hasta PLNG, Chilca y Lurín. Los tiempos de arribo del frente fueron similares a los del caso con agua (del orden de 83–86 horas), pero con un comportamiento posterior más disperso (Fig. 10). Las colas se extendieron durante más horas y presentaron irregularidades en los puntos de entrega más alejados.

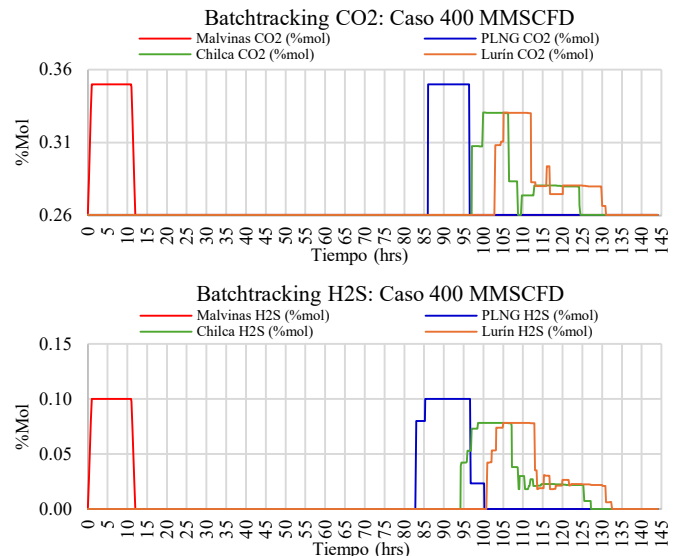


Fig. 10 Resultados del Batchtracking CO₂ y H₂S - Caso 400 MMSCFD

Este comportamiento se atribuye a la menor difusividad y mayor peso molecular del CO₂ y H₂S respecto al agua, lo que incrementa la dispersión axial. Adicionalmente, al tratarse de componentes no polares (CO₂) o ligeramente solubles (H₂S), no presentan afinidad superficial comparable a la del vapor de agua, lo que favorece su mezcla con la corriente principal. El H₂S, además, puede introducir ligeras variaciones adicionales asociadas a su reactividad. En estos escenarios, la evaluación termodinámica no evidenció cruce del *dew point*, por lo que el modelamiento monofásico resultó suficiente para describir su comportamiento hidráulico.

D. Comparación global del comportamiento hidráulico por componente

La comparación integrada de los casos analizados permite extraer tendencias claras (Tabla VI):

- Hidrocarburos pesados (C6–C11): alta propensión a la dispersión y al rezago dinámico, con colas extendidas a bajo caudal y riesgo de condensación en zonas críticas, lo que justifica el uso combinado de modelos monofásicos y multifásicos.
- Agua: a contenidos moderados, el comportamiento puede representarse de forma monofásica; sin embargo, a mayores concentraciones de vapor se cruza la curva de dew point y se requiere modelamiento multifásico para capturar la acumulación de agua líquida y sus implicancias operativas.
- CO₂ y H₂S: actúan como trazadores con mayor dispersión axial que el agua, generando colas más largas y perfiles irregulares, pero sin cruzar la envolvente de fases en los escenarios analizados, por lo que el tratamiento monofásico resulta adecuado.

Estos resultados justifican la selección diferenciada del modelo predictivo (monofásico o multifásico) en función del tipo de componente y del escenario operativo, tal como se resume en la tabla comparativa elaborada en el estudio original.

TABLA VI
COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL – MODELO MULTIFASICO

Componente evaluado	Tiempo de arribo a PLNG [h]	Dispersión del batch	Modelo aplicado	Observaciones técnicas
C6 (400 / 920 / 1275 / 1540 MMSCFD)	88 / 40 / 32 / 28	Alta; cola extendida en bajo caudal	Monofásico	Bajo caudal acentúa el rezago dinámico por su baja volatilidad.
C6+C7 (400 MMSCFD)	88	Alta; frente más disperso	Monofásico	C7 acentúa la dispersión axial y reduce la nitidez del frente.
C6+C7+C8 (400 MMSCFD)	88	Muy alta; dispersión significativa	Multifásico (OLGA)	C8 genera riesgo de condensación localizada en zonas críticas.
H ₂ O (400 MMSCFD)	87	Media; caída abrupta post-frente	Monofásico	Frente compacto por polaridad; dispersión limitada.

H ₂ O (400 MMSCFD)	87	Baja en arribo; condensación posterior	Multifásico (OLGA)	Riesgo de acumulación líquida en zonas de presión/temperatura mínima.
CO ₂ (400 MMSCFD)	86	Media-alta; dispersión progresiva	Monofásico	Alta mezcla axial; no se cruza punto de rocío.
H ₂ S (400 MMSCFD)	83	Alta; perfil irregular	Monofásico	Variabilidad atribuida a reactividad y ligera solubilidad.

E. Integración del modelo predictivo con el sistema SCADA

Finalmente, se evaluó el potencial de integración del modelo predictivo con el sistema SCADA del STD. Se implementó una arquitectura offline basada en Pipeline Studio, HYSYS y OLGA, que permite ajustar los modelos con datos históricos y operacionales reales. Esta integración habilita el uso del modelo en tres etapas clave del seguimiento de batches:

1. Predicción de tiempos de arribo,
2. Monitoreo de la evolución composicional, y
3. Análisis de cierre del evento.

Aunque en la configuración actual el modelo opera en modo offline, los resultados demuestran que su integración futura en tiempo casi real con el sistema SCADA permitiría incrementar la frecuencia de simulaciones, reducir la intervención manual y habilitar una operación de carácter predictivo. Esto facilitaría la generación de alertas tempranas ante condiciones críticas como condensación, acumulación de líquidos o desbalances operativos, mejorando la capacidad de respuesta y la toma de decisiones en la operación del sistema.

F. Discusión de resultados

Desde una perspectiva operativa, los resultados demuestran que el comportamiento de los batches no está gobernado únicamente por el caudal, sino también por la sensibilidad termodinámica de cada componente frente a las condiciones locales de presión y temperatura a lo largo del ducto. Esto implica que los enfoques tradicionales basados únicamente en el análisis hidráulico pueden subestimar el riesgo de inestabilidad de fases en gasoductos de larga distancia.

El enfoque integrado hidráulico–termodinámico evidencia que fenómenos críticos como la condensación, la acumulación de líquidos y la deformación del frente son altamente dependientes de la ubicación y están controlados por la interacción entre condiciones transitorias de flujo y variabilidad composicional. En particular, los tramos de baja presión y

temperatura presentan mayor susceptibilidad a transiciones de fase, especialmente en presencia de hidrocarburos pesados y batches con alto contenido de agua.

Asimismo, los resultados confirman que el uso de un único tipo de modelamiento no es suficiente para representar adecuadamente todos los escenarios operativos. Mientras que los modelos monofásicos reproducen de manera adecuada desviaciones composicionales moderadas, el modelamiento multifásico se vuelve indispensable cuando se produce el cruce de la envolvente de fases. Esto resalta la necesidad de estrategias de modelamiento adaptativas en la operación real de sistemas de transporte de gas.

En conjunto, estos hallazgos respaldan la implementación de herramientas predictivas integradas que permitan mejorar la toma de decisiones, anticipar eventos críticos, optimizar la programación de batches y reducir riesgos operativos en sistemas complejos de transporte de gas natural.

IV. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

El presente estudio confirmó la viabilidad de implementar un modelo hidráulico-predictivo acoplado a análisis termodinámico composicional para el seguimiento operativo de batches en gasoductos de larga distancia. La integración de Pipeline Studio, HYSYS y OLGA permitió capturar con claridad cómo la composición influye en la dinámica del frente, la dispersión axial y el comportamiento del flujo bajo distintos escenarios de caudal. Se verificó que el modelo monofásico reproduce adecuadamente la evolución de batches con desviaciones moderadas de composición, mientras que el análisis composicional permitió identificar condiciones en las que se requiere modelamiento multifásico debido al cruce de la envolvente de fases.

Los resultados también evidenciaron que la respuesta hidráulica del batch depende fuertemente de sus propiedades fisicoquímicas: los hidrocarburos pesados (C6–C11) generan frentes más dispersos y colas prolongadas; el agua desarrolla transiciones más abruptas; y componentes como CO₂ y H₂S presentan mayor sensibilidad a las condiciones locales del ducto. Las simulaciones multifásicas en OLGA demostraron la formación y permanencia de condensados por hasta 12 horas en zonas críticas de menor presión y temperatura, lo que implica riesgos operativos como reducción de capacidad, arrastre intermitente, obstrucciones temporales y potenciales efectos sobre la integridad.

En conjunto, los hallazgos muestran que el enfoque integrado es una herramienta robusta para anticipar eventos críticos, optimizar la gestión de batches y fortalecer la continuidad y confiabilidad del transporte de gas natural.

Como línea futura, se plantea avanzar hacia la integración del modelo con el sistema SCADA en tiempo casi real, permitiendo simulaciones continuas y una operación basada en predicción. Asimismo, la incorporación de técnicas de optimización y analítica avanzada permitiría mejorar el ajuste dinámico del modelo frente a condiciones no rutinarias y frentes múltiples. En conjunto, estas mejoras consolidarían el enfoque

propuesto como una herramienta integral para la gestión operativa, facilitando la visualización unificada del comportamiento hidráulico, composicional y multifásico, y fortaleciendo su aplicación en la toma de decisiones en sistemas de transporte de gas natural. Esto posiciona la metodología propuesta como una herramienta práctica de soporte a la toma de decisiones para la operación y planificación en tiempo real de sistemas complejos de transporte de gas natural.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo agradecen a la Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica por las facilidades técnicas para el desarrollo de la presente publicación.

REFERENCIAS

- [1] E. S. Menon, *Gas Pipeline Hydraulics*. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2005.
- [2] M. Mohitpour, H. Golshan, and A. Murray, *Pipeline Operation and Maintenance: A Practical Approach*. New York, NY, USA: ASME Press, 2010.
- [3] S. Mokhtab, W. A. Poe, and J. Y. Mak, *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*, 3rd ed. Boston, MA, USA: Gulf Professional Publishing, 2015.
- [4] M. Chaczykowski, "Gas composition tracking in transient pipeline flow," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 26, pp. 703–713, 2015.
- [5] A. Bermúdez et al., "Numerical simulation of gas composition tracking in pipeline networks," *Applied Mathematical Modelling*, vol. 40, no. 19–20, pp. 8219–8236, 2016.
- [6] D. Fan et al., "A transient composition tracking method for gas pipeline networks," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 21, pp. 329–337, 2014.
- [7] Y. He et al., "Linearization solution and component tracking of natural gas pipeline transient simulation," in *Proceedings of ICCES*, 2023.
- [8] T. Bleschke, J. T. Cieslinski, and A. Rzepka, "Composition tracking of natural gas–hydrogen mixtures using high-resolution schemes," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021.
- [9] B. Da Qui et al., "Gas composition tracking in a transient pipeline using MOC," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022.
- [10] D. D. Erickson, J. Holbeach, D. Golecznski, and S. Morrissy, "The importance of tracking hydrogen H₂ in complex natural gas networks," in *OTC-32078-MS*, *Offshore Technology Conference*, 2022.
- [11] A. Rydahl, "Application of transient multiphase compositional tracking for pipeline flow analysis," presented at *GPA Europe Conference*, 2021.
- [12] Process Sensing Technologies, "Hydrocarbon and water dew-point measurement in transmission gas," *PST Technical Blog*, 2025. [Online]. Available: <https://www.processsensing.com/en-us/blog/dew-point-measurement-transmission-gas.htm>
- [13] Centre for Gas Hydrate Research, "Why are gas hydrates important?" Heriot-Watt University, 2025. [Online]. Available: <https://hydrate.site.hw.ac.uk/why-are-gas-hydrates-important/>
- [14] Y. Zhang, Y. F. Cheng, and H. Wang, "A comprehensive review on internal corrosion and cracking of oil and gas pipelines," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 71, p. 102971, 2019.
- [15] Kimray, "What's the difference between hydrocarbon dew point and water vapor dew point?" *Technical Note*, 2025. [Online]. Available: <https://kimray.com/training/whats-difference-between-hydrocarbon-dew-point-and-water-vapor-dew-point>
- [16] Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), *Transporte y la distribución del gas: Aspectos técnicos, estratégicos y económicos*. Buenos Aires, Argentina: IAPG, 2013.