

# Enhancing Sensitivity-Accuracy in Leak Detection Systems: A Comprehensive Study Applied to Section 1 of the North-Peruvian Oil Pipeline (NPOP)

Abelardo Contreras, Ing.<sup>1</sup>; Hitlser Castillo Villodas<sup>2</sup>; Jesús Huamán Romero<sup>3</sup>

<sup>1,3</sup>Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, [acontrerasp@uni.edu.pe](mailto:acontrerasp@uni.edu.pe), [hmcastillov@uni.pe](mailto:hmcastillov@uni.pe), [kevin.huaman.r@uni.pe](mailto:kevin.huaman.r@uni.pe)

*Abstract– This study evaluates the effectiveness of the Real-Time Transient Model (RTTM) for leak detection in Section I of the North-Peruvian Pipeline (ONP). Through advanced hydraulic simulations, critical operational scenarios, such as sudden flow variations, high-density batch transitions, and small leaks, were analyzed to identify characteristic patterns and optimize system configuration. The results indicate that the RTTM can detect leaks as small as 0.125 inches within 30 minutes using 6-minute time steps; however, 60-minute time steps provide greater stability in transient scenarios with extended response times. This analysis also assessed the influence of dynamic configurations aimed at enhancing system sensitivity, improving performance under more complex operational conditions. The study highlights the importance of volume balance (VB) as a useful tool for improving the sensitivity of such monitoring systems, adding value to the design of methodologies that can be replicated and/or applied to other transportation systems, ultimately contributing to the minimization of environmental and operational risks in critical infrastructure.*

*Keywords- Leak Detection, Hydraulic Simulation, North-Peruvian Pipeline, Transient Flow Analysis.*

# Mejorando la Sensibilidad-Precisión en Sistemas de Detección de Fugas: Un estudio Integral Aplicado al Tramo 1 del Oleoducto Norperuano (ONP)

Abelardo Contreras, Ing.<sup>1</sup>; Hitlser Castillo Villodas<sup>2</sup>; Jesús Huamán Romero<sup>3</sup>

<sup>1,3</sup>Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, [acontrerasp@uni.edu.pe](mailto:acontrerasp@uni.edu.pe), [hmcastillov@uni.pe](mailto:hmcastillov@uni.pe), [kevin.huaman.r@uni.pe](mailto:kevin.huaman.r@uni.pe)

**Resumen**– *El presente estudio evalúa la eficacia del Modelo Transitorio en Tiempo Real (RTTM) en la detección de fugas en el Tramo I del Oleoducto Norperuano (ONP). Mediante simulaciones hidráulicas avanzadas, se analizaron escenarios operativos críticos, como variaciones súbitas de caudal, paso de batches de alta densidad y fugas pequeñas, para identificar patrones característicos y optimizar la configuración del sistema. Los resultados indican que el RTTM es capaz de detectar fugas hasta de 0.125 pulgadas en un tiempo de 30 minutos, utilizando pasos de tiempo de 6 minutos, no obstante, los pasos de 60 minutos dan mayor estabilidad en escenarios transitorios con tiempos de respuesta extendidos. Este análisis permitió también evaluar la influencia de configuraciones dinámicas orientadas a la sensibilidad del sistema, mejorando su performance frente a escenarios operativos más complejos. Dentro del análisis se manifiesta la importancia del balance de volumen (VB) como una herramienta útil para mejorar la sensibilidad de este tipo de sistemas de monitoreo, dando valor agregado al diseño de metodologías replicables y/o aplicables a otros sistemas de transporte y contribuyendo a la minimización de riesgos ambientales y operativos en infraestructuras de alta criticidad.*

**Palabras clave**- *Detección de fugas, Simulación hidráulica, Oleoducto Norperuano, Análisis de flujo transitorio.*

## I. INTRODUCCIÓN

La disciplina de identificación de fugas es una tarea importante en el transporte de hidrocarburos por ductos, principalmente por sus consecuencias ambientales y económicas [1]. Los oleoductos, al ser estructuras complejas, pueden ver afectada su operación por fallas mecánicas, corrosión y otros factores de origen externo [2]. Para reducir esta clase de riesgos, se han venido implementando sistemas de detección de fugas basados en métodos externos, como sensores acústicos, fibra óptica, así como métodos internos, basados en balances de masa y modelos matemáticos sofisticados [3][4].

Entre los modelos internos, los Modelos Transitorios en Tiempo Real (RTTM) son notables por su capacidad para simular dinámicamente los flujos y realizar detección de anomalías en tiempo real [5]. Los modelos RTTM son eficientes y precisos, razón por la cual son tan comunes en sistemas de oleoductos de gran diámetro [6]. Además, estos modelos han demostrado estar a la altura del desafío de operar en entornos altamente complejos donde la detección rápida y precisa de fugas es crítica. Se ha verificado que estos sistemas son altamente efectivos en situaciones donde es muy importante

una respuesta rápida a la aplicación de los planes de contingencia [7][8]. Investigaciones recientes indican que la sensibilidad de los instrumentos de medición y la interpretación de los transitorios operacionales pueden obstaculizar la detección oportuna de pequeñas fugas [9].

En referencia al Oleoducto Norperuano (ONP), el activo más grande de Perú en cuanto a transporte de crudo se refiere, se señala que su sistema de detección de fugas tiene carencias en cuanto a sensibilidad y precisión para fugas menores y/o en etapas primarias. Estas limitaciones son generalmente el resultado de una serie de condiciones vinculadas a la edad de la tubería, su extensión, y a la región donde se halla, la cual es geográficamente compleja y de gran sensibilidad. [10] Los reportes de estadística histórica han documentado fugas recurrentes, tanto de tipo mecánicas como ocasionado por terceros, y el cual ha tenido efectos considerables en el ecosistema y en la operativa del ducto [11].

Estudios previos han investigado el uso de RTTM en contextos similares. Por ejemplo, la experiencia de Refining NZ mostró cómo el análisis post-incidente utilizando RTTM ayudó a optimizar su rendimiento en la detección y localización de fugas [12]. Otros desarrollos son los métodos híbridos que incluyen el uso de análisis estadísticos combinados con transitorios para aumentar la sensibilidad de los sistemas tanto en oleoductos y gasoductos [13]. Sin embargo, aún existe una brecha en la detección de fugas a pequeña escala bajo condiciones operativas cambiantes y, en particular en sistemas de detección poco desarrollados y aplicados a infraestructuras antiguas de grandes dimensiones.

Esta investigación se centra en el estudio de la sensibilidad y precisión de los sistemas RTTM para el Oleoducto Norperuano en el Tramo I. Se propone que, mediante simulaciones hidráulicas, análisis de transitorios de presión, y el procesamiento de resultados, se encontrarán patrones característicos de fugas pequeñas, así como configuraciones y umbrales óptimos que permitirán su detección temprana. Al mismo tiempo, permitirá cerrar una brecha importante en la seguridad operacional de este y otros oleoductos a nivel mundial con el fin de minimizar los impactos ambientales que se pudieran dar.

## II. METODOLOGÍA

### A. Sistemas de detección de fugas: Estado del arte

La detección de fugas en sistemas de transporte por ductos es una actividad altamente relevante y principalmente enfocada en minimizar el impacto ambiental, garantizando la seguridad de la población cercana y reduciendo las pérdidas económicas. De acuerdo con el *Pipeline Leak Detection Handbook* [1], las fugas pueden detectarse mediante dos enfoques principales: la *detección incidental* y la *detección por diseño*. La primera ocurre cuando las fugas son detectadas de manera fortuita por terceros, es decir, público, operadores en campo o controladores del sistema. Este enfoque representa número significativo de las detecciones y revela la importancia del constante monitoreo por parte del personal operativo.

Por otro lado, la *detección por diseño* está vinculada a tecnologías y procedimientos elaborados para supervisar de manera constante el sistema de transporte. Estos sistemas, conocidos como sistemas de detección de fugas (LDS, por sus siglas en inglés), se subdividen en dos grandes categorías: *sistemas internos* y *sistemas externos*. Ambas categorías poseen aplicaciones, ventajas y limitaciones las cuales dependen en su mayoría del diseño del ducto y su entorno operativo.

TABLA I  
ENFOQUES DE DETECCIÓN DE FUGAS Y SUS CATEGORÍAS

Categoría principal	Subcategoría	Ejemplos
Sistemas internos	Sensores estacionarios y CPM (Monitoreo computacional de ductos)	Balance de masa, RTTM, alarmas de desviación y análisis de presión negativa
	Sensores móviles	Smart pigs y dispositivos libres diseñados para detectar fugas dentro del ducto
Sistemas externos	Sensores estacionarios	Sensores acústicos, fibra óptica, sensores de infrarrojo, detectores de hidrocarburos
	Sensores móviles	Patrullas terrestres y aéreas con cámaras ópticas, infrarrojo, sensores de gas y equipos LIDAR

Fuente: [1] Adaptado de *Pipeline Leak Detection Handbook*.

La Tabla I resume los sistemas de detección de fugas tomando en cuenta esta clasificación. Sin embargo, de todas las metodologías señaladas, los RTTM se presentan como una solución confiable y efectiva para la detección de fugas en sistemas de transporte por ductos. La mencionada metodología asocia la precisión y flexibilidad, siendo ideal para su empleo en ductos de mayor complejidad.

En la siguiente sección, se abordará la dinámica de este tipo de modelo y sus implicancias para una estimación adecuada de una fuga.

### B. Modelo Transitorio en tiempo Real (RTTM)

El Modelo Transitorio en Tiempo Real (RTTM) es una innovación en la detección de fugas en tuberías y está basada en la solución de las ecuaciones matemáticas pertinentes al estado transitorio de la operación del sistema de transporte. Surge de los avances significativos realizados en la monitorización en tiempo real en la década de 1970 con el advenimiento de las microcomputadoras. El modelo incorpora el avance en la monitorización en tiempo real que permite medir la acumulación de masa dentro de un ducto con mucha más precisión que los métodos estacionarios.

#### Fundamentos

Este modelo tiene como objetivo replicar el comportamiento de un ducto en un régimen de flujo transitorio utilizando ecuaciones diferenciales parciales que describen la conservación de masa, momentum y energía. La capacidad de capturar cambios rápidos, por ejemplo, fluctuaciones de presión y temperatura, así como cambios más lentos, como el ajuste gradual de la temperatura del suelo circundante al ducto, depende en cada caso de las condiciones cambiantes del recinto y operativas del ducto.

*Ecuación de continuidad (conservación de masa):* Esta ecuación describe el cambio de flujo en una sección del ducto en función del tiempo y además en toda su extensión.

$$\dot{m} = \frac{\partial(\rho v A)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho A)}{\partial t} = 0 \dots (1)$$

Donde  $\rho$  es la densidad del fluido,  $v$  es la velocidad,  $A$  es el área de la sección transversal,  $x$  es la posición a lo largo del ducto y  $t$  es el tiempo.

*Ecuación de momentum (segunda ley de Newton):* Representa el balance de fuerzas sobre un fluido en movimiento dentro del ducto, considerando las fuerzas de inercia, presión, gravedad y fricción:

$$\rho \left( \frac{\partial v}{\partial t} + v \frac{\partial v}{\partial x} \right) = - \frac{\partial p}{\partial x} - \rho g \frac{\partial z}{\partial x} - \rho \frac{f v |v|}{2D} \dots (2)$$

*Ecuación de energía (conservación de energía):* Describe cómo la energía térmica se conserva o se transfiere dentro del fluido que fluye a través del ducto.

$$\rho A c_v \left( \frac{\partial T}{\partial t} + v \frac{\partial T}{\partial x} \right) = -T \left( \frac{\partial p}{\partial T} \right)_p (A_t + (vA)_x) + p A_t + p A \frac{f}{2D} |v|^3 - q A \frac{4}{D} \dots (3)$$

Todas estas ecuaciones se resuelven mediante técnicas de discretización numérica que dividen el ducto en segmentos reducidos, permitiendo modelar dinámicamente su estado en tiempo real. Entre los métodos de discretización más comunes se encuentra el método explícito, el cual a pesar de ser el más simple posee limitaciones en los pasos temporales; el método de características (MOC), ideal para el análisis de transitorios rápidos; y el método implícito, el cual ofrece más estabilidad y precisión, pero también mayor complejidad computacional.

### C. Detección de fugas mediante RTTM

La detección de fugas en ductos mediante RTTM se fundamenta en principios que permiten modelar y analizar en tiempo real el comportamiento del flujo en el ducto. Este modelo considera que el sistema no presenta fugas, en cumplimiento con las ecuaciones de continuidad, momentum y balance de energía en todo el sistema. Cuando ocurre una fuga, el modelo predice discrepancias entre las condiciones operativas reales y las simuladas, proporcionando señales críticas para la detección temprana.

### Componentes para la detección de fugas

El RTTM emplea tres principios clave para la detección de fugas: el *Balance de flujo (FB, Flow Balance)*, la *Tasa de almacenamiento (PR, Packing rate)* y el *Balance de volumen (VB, Volume Balance)*.

- *Balance de Flujo (FB)*: compara los flujos de entrada y salida en una sección del ducto. Una fuga en consecuencia genera un desequilibrio que altera esta comparación, señalando pérdida de masa.
- *Packing Rate (PR)*: Representa la tasa de almacenamiento o "empaquetamiento" de masa dentro del ducto debido a las variaciones de presión y temperatura.
- *Balance de Volumen (VB)*: Integra los datos de balance de flujo (FB) y tasa de empaquetamiento (PR) para determinar cambios netos en el volumen del fluido dentro del ducto. La relación matemática es la siguiente:

$$VB = FB - PR \quad \dots (4)$$

Estos principios siguen la normativa API RP 1130: Computational Pipeline Monitoring [14], donde además se detalla cómo el VB es una herramienta esencial en los sistemas de monitoreo computacional de ductos (CPM) para la detección de fugas. En un sistema estable sin fugas, el valor de VB debe mantener valores minoritarios y/o por debajo de los umbrales predefinidos.

### Procesamiento de Señales y Umbrales de Detección

La identificación de fugas mediante RTTM depende de la capacidad para diferenciar señales reales de fuga de

fluctuaciones normales o ruido en las mediciones. El modelo utiliza umbrales (*thresholds*, en inglés) definidos previamente para determinar cuándo una discrepancia en el balance de volumen debe generar una alarma. Por ejemplo:

$$VB_{Observable} > Threshold \quad \dots (5)$$

Donde  $VB_{Observable}$  representa el balance de volumen observable en una sección monitoreada, y  $Threshold$  define el límite superior aceptable considerando la incertidumbre y el ruido del sistema. De darse esta relación, el umbral habrá sido superado y se generará una alarma de detección de fuga en el sistema.

### D. Oleoducto Norperuano (ONP): Caracterización y modelamiento hidráulico del Tramo I

#### Oleoducto Norperuano (ONP)

El Oleoducto Norperuano (ONP), operado por Petroperú S.A., constituye la infraestructura más relevante para el transporte de petróleo crudo en el Perú. Desde su inauguración en 1977, el ONP conecta la región amazónica del norte del país con el Terminal Bayóvar, ubicado en la costa, atravesando diversos ecosistemas, incluyendo selva, sierra y litoral, a lo largo de una extensión total de 1,106 kilómetros [11]. Esta infraestructura se encuentra segmentada en tres secciones principales: Tramo I, Tramo II y el Ramal Norte (Fig. 1). Las Tablas II y III muestran las características de estas secciones, así como las propiedades promedio de los crudos transportados.



Fig. 1 Extensión del Oleoducto Norperuano (Fuente: Petroperú)

TABLA II  
CARACTERÍSTICAS DE LOS DUCTOS DEL ONP

Característica	Unidad	Tramo I	Tramo II	Ramal Norte
Año de construcción	-	1976	1976	1978
Longitud	km	306	548	252
Diámetro	Pulgadas	24	36	16
Espesor mínimo	mm	6.35	7.93	6.35
Capacidad de diseño	MBPD	70	200	105
Recubrimiento	-	Epóxico	Poliken	Epóxico

Fuente: [15] Adaptado de Salas Camacho (2022)

TABLA III  
PROPIEDADES PROMEDIO DEL CRUDO TRANSPORTADO POR TRAMO

Tramo	Grados API	Gravedad específica	Viscosidad (cSt@15°C)
Tramo I	23.6	0.9123	460
Tramo II	23	0.9158	560
O. Ramal Norte	18	0.9464	520

Fuente: [15] Adaptado de Salas Camacho (2022)

### Tramo I: Modo de operación

El Tramo I del Oleoducto Norperuano inicia en la Estación Uno, ubicada cerca del Centro Poblado de San José de Saramuro en el departamento de Loreto, y se extiende en dirección oeste paralelo al río Marañón hasta la Estación 5. Este tramo maneja tres tipos de calidades bajo un sistema de batching (por lotes).

En cuanto a los equipos de bombeo, la Estación 1 cuenta con dos sistemas principales: una motobomba centrífuga con una potencia de 825 HP, utilizada como equipo principal y una turbobomba de 1600 HP empleada como respaldo o en casos de alta demanda.

### Tramo I: Modelamiento hidráulico

El modelamiento hidráulico del Tramo I del Oleoducto Norperuano (ONP) se realizó integrando literatura académica relevante como los estudios de Salas Camacho [15] y Bazán Rivera [16], así como datos geográficos [17] obtenidos mediante Google Earth. Esta información permitió desarrollar un modelo representativo y detallado en el software de simulación hidráulica Pipeline Studio, tomando en cuenta las características del oleoducto, las propiedades del producto transportado, el perfil altimétrico, y las capacidades de las estaciones de bombeo.

El análisis consideró las propiedades específicas del crudo transportado en el Tramo I y las condiciones de borde esenciales para el modelamiento, presentadas, descritas en las Tablas II y III. El perfil altimétrico del Tramo I, presentado en la Fig. 2, revela un terreno accidentado con pendientes tanto positivas como negativas.

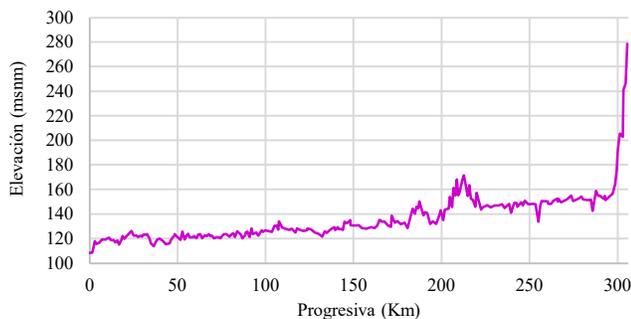


Fig. 2 Perfil de elevación del Tramo I

Finalmente, el modelo incluye la distribución de válvulas de bloqueo en el tramo I del ONP tal como se muestra en la Tabla IV:

TABLA IV  
CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO TRANSPORTADO POR TRAMO

Tramo	Ítem	Equipo	Progresiva
Tramo I	V-1	Válvula	3+000
	V-2	Válvula	75+553
	V-3	Válvula	176+300
	V-4	Válvula	255+175
	V-5	Válvula	285+641

Fuente: [15] Adaptado de Salas Camacho (2022)

Para configurar el modelo en Pipeline Studio, se integró toda la información previamente mencionada. En la Fig. 3, se visualiza la configuración final del modelo con el cual se simularán diversos escenarios operativos para evaluar el desempeño del RTTM en función de los principios ya descritos.

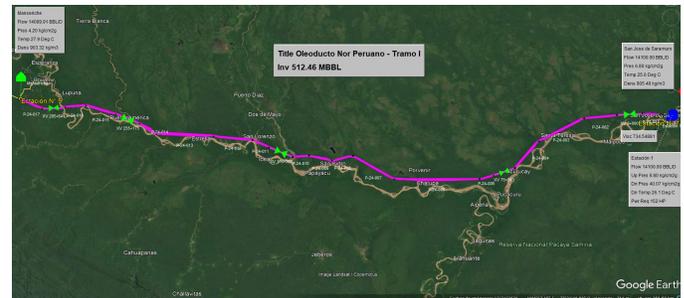


Fig. 3 ONP Tramo I - Modelamiento en Pipeline Studio

### E. Estadísticas de contingencias

De acuerdo con el Informe de la Comisión Multisectorial del Congreso de la República del Perú en 2017 [18], entre los años 2011 y 2018, se reportaron 56 derrames de petróleo a lo largo del ONP, con un volumen total derramado de aproximadamente 29,000 barriles. Estas contingencias generaron pérdidas económicas cercanas a los 60 millones de soles entre 2016 y 2017. Asimismo, de acuerdo con Inga-Aparcana [11], durante el periodo 2014-2019, se registraron 47 contingencias en el ONP, siendo los Tramos I y II los más afectados con 17 y 25 casos respectivamente, seguidos del Ramal Norte con 5. Estas contingencias fueron atribuidas a actos delictivos en su mayoría, pero también se encuentran asociados a fenómenos geodinámicos y corrosión.

### Tramo I: Análisis de contingencias

De acuerdo con la referencia, de los 17 casos presentados en el Tramo I, el 71% de los incidentes (12 contingencias) ocurrió en la primera sección del tramo, comprendida entre el KP 3+000 y KP 75+553, mientras que el 23% (4 contingencias) tuvo lugar en el segmento entre el KP 75+553 y KP 176+300. Finalmente, solo el 6% (1 contingencia) afectó el tramo final

entre el KP 176+300 y KP 255+175. Este patrón de incidencia, representado, resalta la vulnerabilidad de la primera sección del Tramo I.

El año 2016 representó un periodo crítico para el ONP, registrándose 13 derrames significativos [19]. En el Tramo I, dos de estos eventos ocurrieron en los kilómetros KP 54+200 y KP 55+500 [20]. Estos eventos subrayan la necesidad de enfocar el análisis puntos cercanos a dicha progresiva permitiendo establecer configuraciones óptimas que contribuyan a mejorar la sensibilidad y precisión del modelo de detección en esta sección del ONP.

#### F. ONP: Sistema de detección de fugas

De acuerdo con la literatura [10], el sistema de detección de fugas del Oleoducto Norperuano (ONP) opera principalmente comparando las variaciones de presión con rangos nominales, lo que permite la detección de fugas únicamente en casos que presenten variaciones significativas. Bajo este enfoque, el sistema de detección de fugas del ONP se clasifica como uno basado en alarmas de desviación, limitando su capacidad para detectar fugas menores.

#### G. Escenarios de simulación y optimización del RTTM

Se seleccionaron los escenarios de simulación para evaluar el desempeño del modelo de detección de fugas basado en la metodología RTTM. Estos escenarios incluyen variaciones súbitas de caudal, batches de alta densidad y fugas, diseñados considerando condiciones operativas reales del Oleoducto Norperuano (ONP). Para el modelamiento se empleó el software Pipeline Studio, configurado en modo transitorio implícito, el cual permite resolver de forma acoplada las ecuaciones de conservación de masa, momentum y energía. Este método numérico garantiza la estabilidad del sistema incluso bajo eventos hidráulicos complejos como fugas pequeñas o variaciones abruptas de presión. Además, se evaluará el desempeño del modelo utilizando pasos de tiempo (time stepping) de 6 y 60 minutos. La selección de estos intervalos permite, por un lado, capturar eventos transitorios rápidos con pasos cortos y, por otro, reducir el ruido operativo y mejorar la estabilidad computacional con pasos largos, como se ha demostrado en otras aplicaciones del sector [5][6].

#### Escenarios de variación súbita de caudal

En los sistemas de transporte de hidrocarburos, las variaciones súbitas de caudal son escenarios comunes debido a cambios operativos, como las fluctuaciones en la demanda, ajustes en estaciones de bombeo o maniobras de apertura o cierre de válvulas. Estas variaciones afectan de manera transitoria los valores de FB, PR y VB. En caso el VB supere el umbral de detección establecido por el sistema, el mismo puede interpretar erróneamente una fuga, afectando el desempeño del modelo de detección.

Para este estudio, se simulará un escenario de disminución súbita de caudal al 20% del volumen de transporte normal. Este escenario permitirá analizar cómo las reacciones transitorias del sistema afectan los valores del VB y cómo el RTTM responde ante esta perturbación.

#### Escenarios de paso de batches de alta densidad

El transporte por lotes (*batching*) de crudos con diferentes propiedades, como densidad y viscosidad, genera escenarios transitorios que afectan las condiciones hidráulicas del sistema. Un *batch* de alta densidad distorsiona la hidráulica del sistema, lo que puede provocar transitorios de presión y variaciones en el FB, PR y VB las cuales pueden interferir con los sistemas de detección, incrementando las falsas alarmas o retrasos en la detección de fugas reales. Para evaluar este fenómeno, se simulará el paso de un *batch* de alta densidad (12°API) en el Tramo I. La simulación incluirá el análisis de fluctuaciones hidráulicas y su impacto en los umbrales de detección.

#### Escenarios de fugas

El KP 54+200, identificado previamente como una ubicación crítica debido a eventos de derrame significativos, será el punto de referencia para simular escenarios de fuga en el Tramo I. La simulación incluirá escenarios con diámetros de fuga de 0.125" y 0.25", permitiendo evaluar la capacidad del RTTM para detectar fugas pequeñas y analizar las diferencias.

### III. RESULTADOS

Para evaluar el desempeño del modelo transitorio en tiempo real (RTTM) se configuró el modelo hidráulico correspondiente al Tramo I del Oleoducto Norperuano (ONP), considerando el transporte de un crudo con propiedades medias de 24°API de densidad y 734 cSt de viscosidad y bajo un flujo estacionario de 14,100 BBL/D, condición de operación promedio de referencia [16]. Según los resultados en estado estable, el modelo determinó una presión de descarga de 40 kg/cm<sup>2</sup> en la Estación 1 y una presión de llegada de 4.2 kg/cm<sup>2</sup> en la Estación 5. El punto de análisis principal fue seleccionado en el KP 54+200, ubicado entre la primera válvula de bloqueo en el KP 3+000 y la segunda válvula en el KP 75+553.

#### A. Evaluación del desempeño del RTTM en espacios temporales reducidos (6 minutos)

La Fig. 4 presenta el comportamiento de la presión en la descarga de la Estación Uno y la propagación de la onda transitoria hacia las válvulas en los KP 3+000 y KP 75+553 bajo los escenarios de variación súbita de caudal, paso transitorio de batch con crudo de alta densidad y simulación de fugas con diámetros de 0.125" y 0.25", respectivamente.

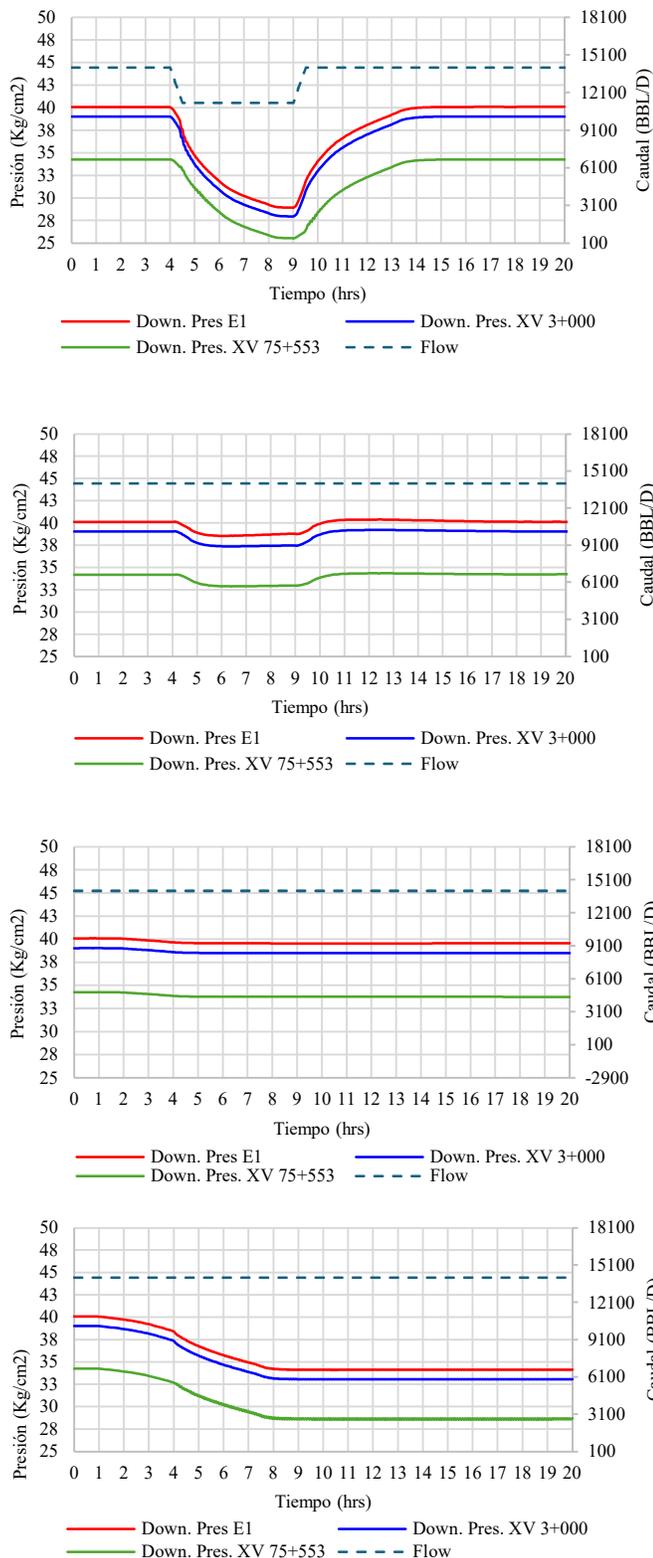


Fig. 4 Comportamiento de presiones en cada escenario  
Time stepping: 6min

El análisis del comportamiento del balance de flujo (FB) y la tasa de empaquetamiento (PR) en el KP 54+200 evidencia oscilaciones en estos parámetros con patrones distintos, como resultado de cada uno de los escenarios, tal como se observa en la Fig. 5.

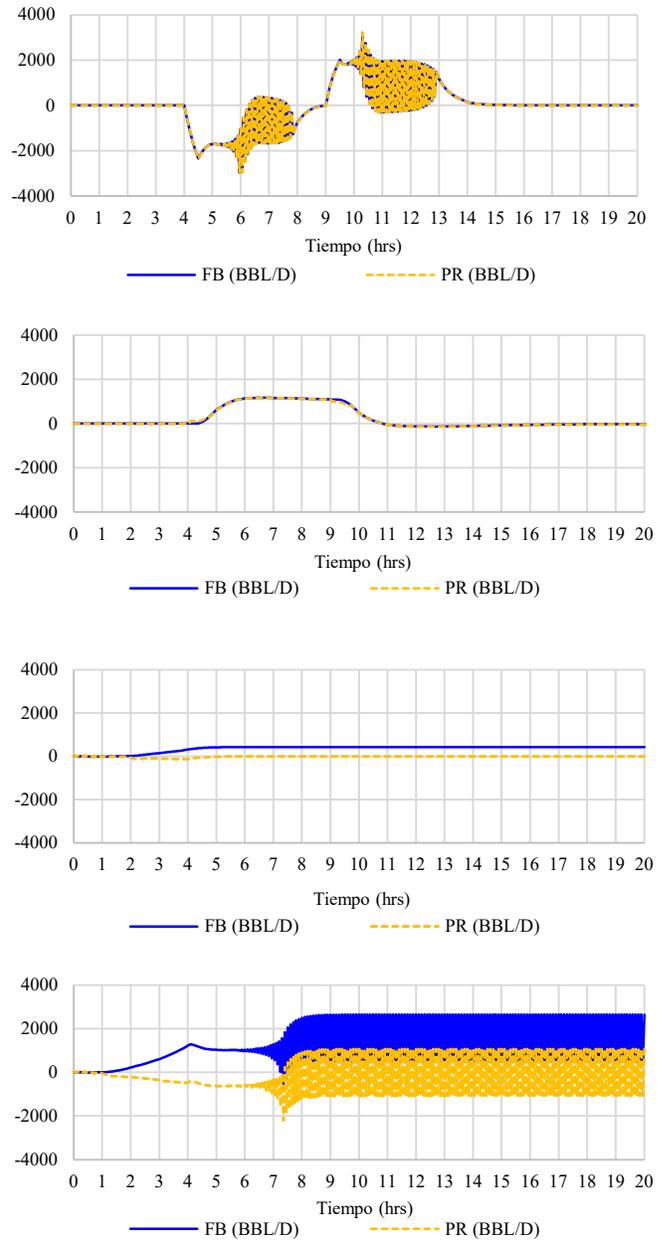


Fig. 5 Desempeño de los FB y PR en cada escenario  
Time stepping: 6min

Tal como se mencionó en la Sección II, en un sistema estable, el valor del VB debe mantenerse en valores minoritarios. Para el caso del transitorio por reducción de caudal, el VB alcanzó un valor de  $\pm 0.8$  BBL/D, equivalente al 0.01% del caudal transportado. En el escenario de paso de batch

con crudo de alta densidad, el VB alcanzó  $\pm 112$  BBL/D, lo que representa el 1% del caudal transportado. Finalmente, en los escenarios de fuga con diámetros de 0.125" y 0.25", los valores del VB alcanzaron magnitudes significativamente mayores, con incrementos de +430 BBL/D (3%) y +1,600 BBL/D (11%), respectivamente, como se muestra en la Fig. 6.

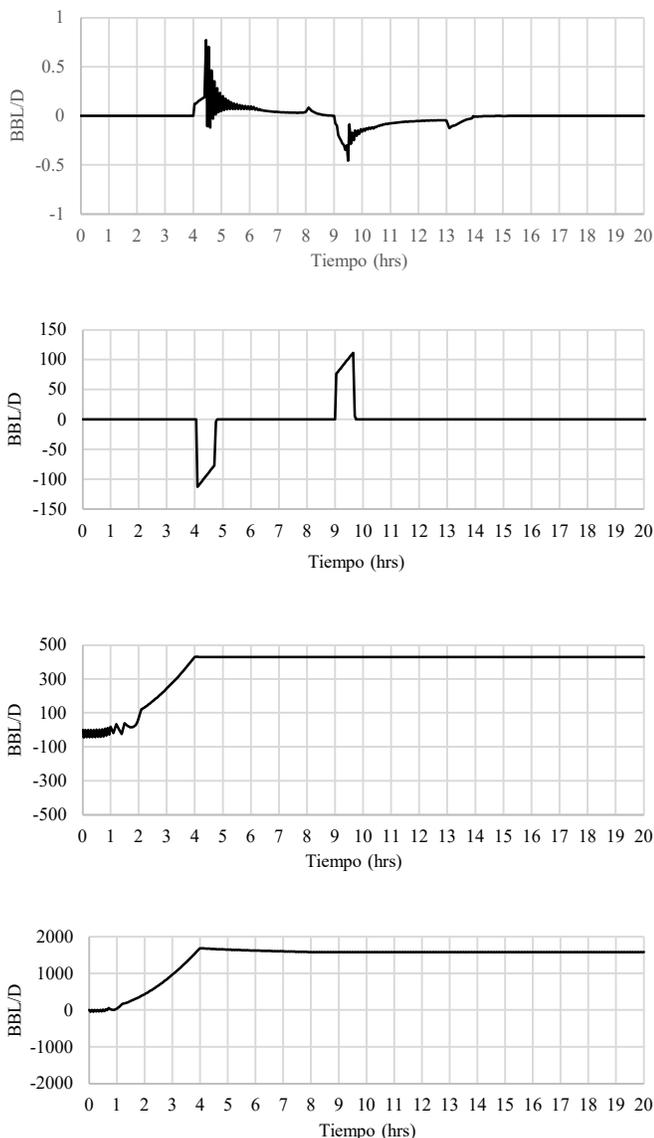


Fig. 6 Balance de volumen debido a la reducción de caudal  
Time stepping: 6min

Estos resultados confirman que el RTTM, bajo espacios temporales reducidos, puede detectar diferencias significativas en los valores de VB, permitiendo distinguir entre escenarios normales de operación y condiciones críticas como fugas pequeñas.

B. Evaluación del desempeño del RTTM en espacios temporales extendidos (60 minutos)

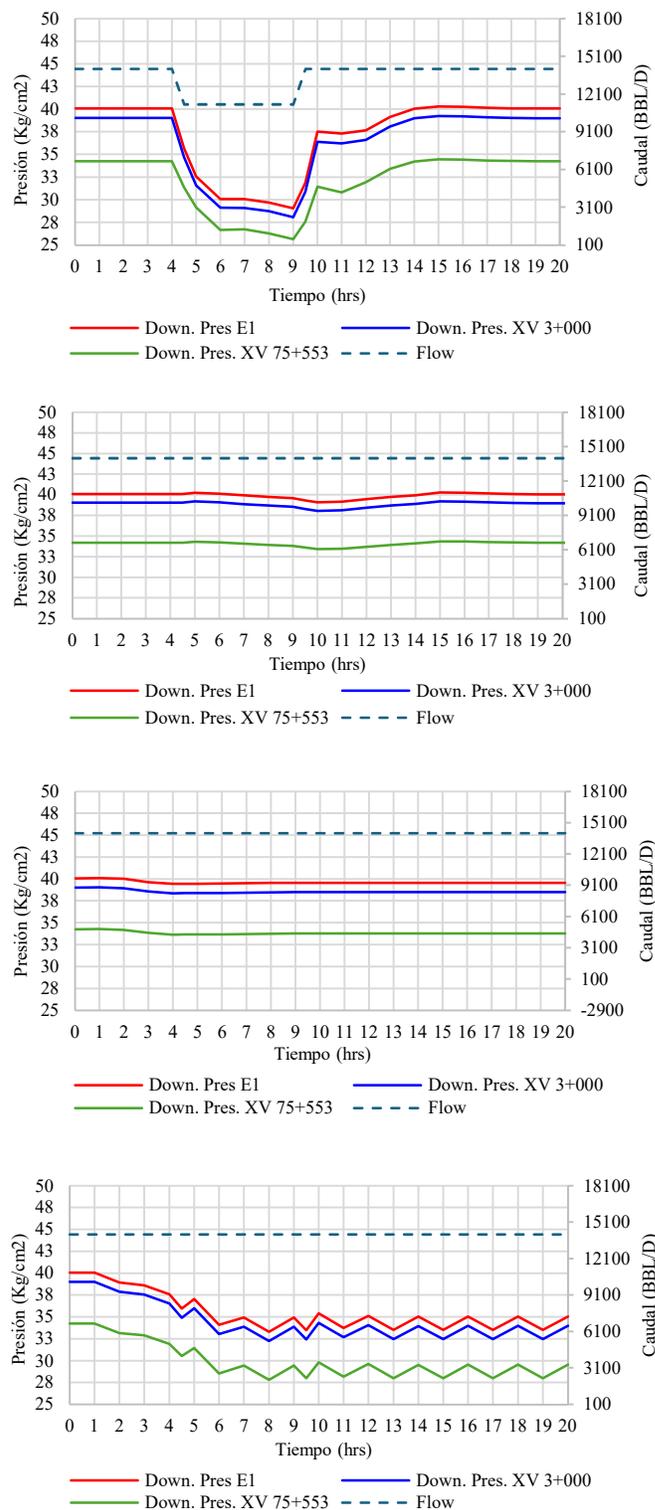


Fig. 7 Comportamiento de presiones en cada escenario  
Time stepping: 60min

La Fig. 7 muestra los resultados de los escenarios ya mencionados en pasos de tiempo de 60 minutos. El análisis del comportamiento del balance de flujo (FB) y la tasa de empaquetamiento (PR) en el KP 54+200 evidencia oscilaciones más espaciadas y menos detalladas en comparación con los patrones obtenidos para 6 minutos, tal como se observa en la Fig. 8.

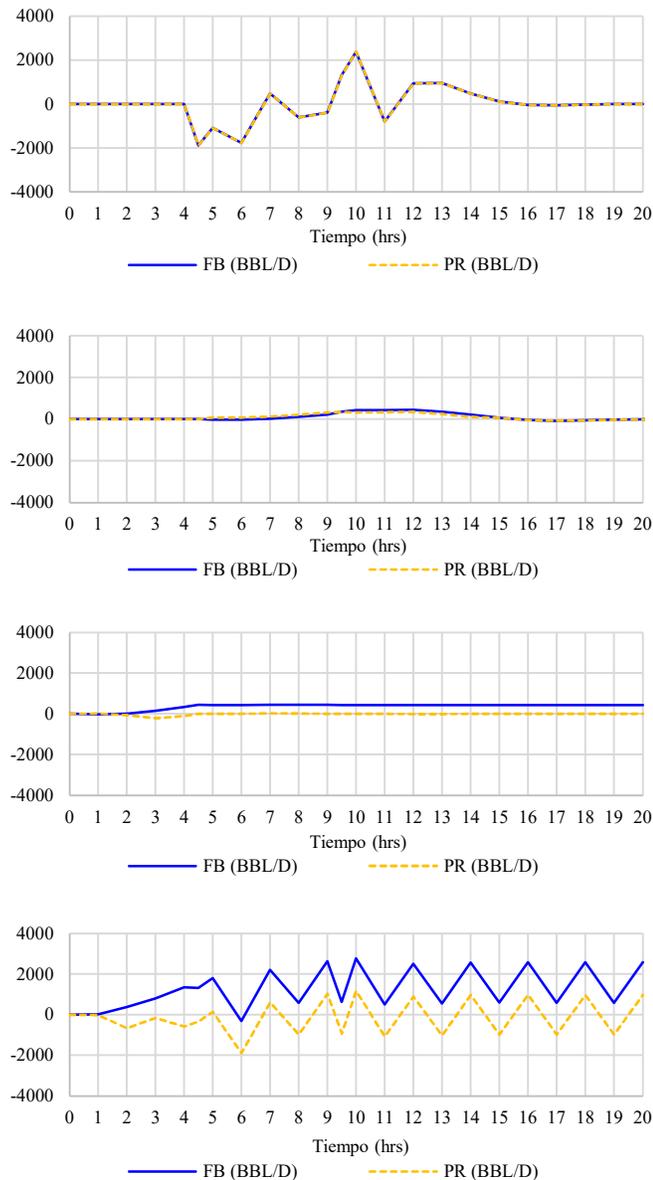


Fig. 8 Desempeño de los FB y PR en cada escenario  
Time stepping: 60min

En el caso del transitorio por reducción de caudal, el balance de volumen (VB) alcanzó un valor de  $\pm 6$  BBL/D, equivalente al 0.04% del caudal transportado. Para el escenario de paso de batch con crudo de alta densidad, el VB mostró un comportamiento similar al de pasos de tiempo de 6 minutos,

alcanzando un valor de  $\pm 112$  BBL/D (equivalente al 1% del caudal transportado), aunque con desviaciones más prolongadas. Finalmente, en los escenarios de fuga con diámetros de 0.125" y 0.25", los valores del VB alcanzaron incrementos de +450 BBL/D (3.5%) y +2,000 BBL/D (14%), respectivamente, como se detalla en la Fig. 9.

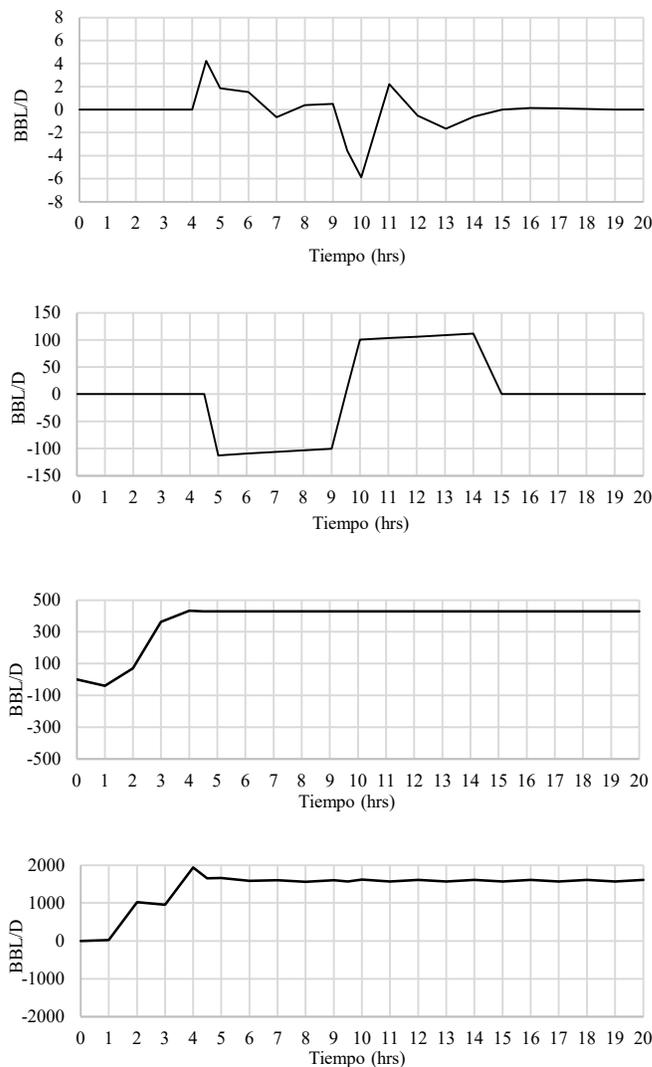


Fig. 9 Balance de volumen debido a la reducción de caudal  
Time stepping: 60min

### C. Optimización de umbrales de detección para escenarios transitorios y fugas críticas

De acuerdo con los resultados obtenidos en los escenarios simulados, para pasos de tiempo de 6 minutos, un umbral único y apropiado para el balance de volumen (VB) sería del 2.5% del caudal nominal, es decir, 352.5 BBL/día. Este umbral es suficientemente bajo para filtrar eventos asociados a reducciones temporales de caudal y pasos de batches sin generar falsas alarmas significativas. Al mismo tiempo, el

umbral es lo suficientemente sensible para alertar en casos de fugas de 0.125" y de 0.25", como se muestra en la Fig. 10.

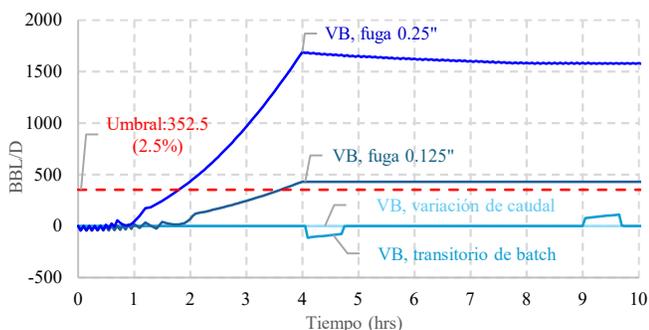


Fig. 10. Umbral Operativo  
Time stepping: 6min

En ese sentido este umbral permite detectar fugas pequeñas en tiempos reducidos y mantener sensibilidad en escenarios dinámicos, no obstante, puede incrementar la incidencia de falsas alarmas en sistemas altamente dinámicos debido a variaciones momentáneas del VB que superen el umbral preestablecido.

Por otro lado, para pasos de tiempo extendidos de 60 minutos, el mismo umbral del 2.5% se mostró adecuado para filtrar eventos transitorios operativos, mientras que también permitió alertar en escenarios de fugas (Fig.11). No obstante, surge una variable crítica: el tiempo de detección. Por ejemplo, para una fuga de 0.125", el sistema con pasos de tiempo de 60 minutos detectó el evento en la hora 4, mientras que, con pasos de tiempo de 6 minutos, la misma fuga fue identificada 30 minutos antes. Para una fuga de 0.25", el tiempo de detección con pasos de 60 minutos fue de 2 horas, mientras que, con pasos de 6 minutos, el evento se detectó 40 minutos antes. Estos tiempos de detección son cruciales, ya que permiten a los operadores tomar acciones rápidas para minimizar impactos.

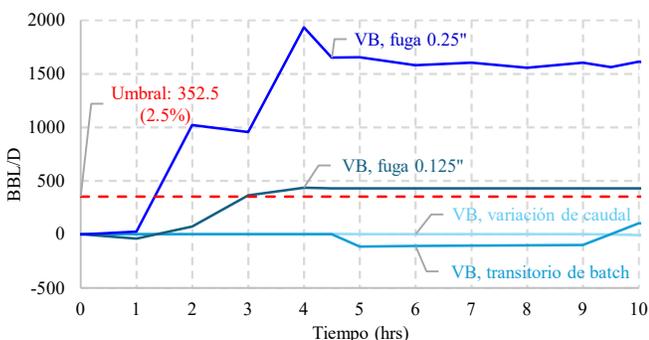


Fig. 11 Balance de volumen debido a la reducción de caudal  
Time stepping: 60min

Este análisis evidencia que, en pasos de tiempo extendidos (60 minutos), los valores de los umbrales deben ser reducidos para garantizar la sensibilidad a fugas pequeñas. Por el contrario, en pasos de tiempo reducidos (6 minutos), los

umbrales deben incrementarse para filtrar el ruido inherente a los sistemas dinámicos. Es así como aparecen los denominados "umbrales dinámicos" pues predefinen su valor en función de los límites operativos y el intervalo de tiempo de muestreo, lo que reduce los problemas que plantean los umbrales fijos. En función a lo anterior, para intervalos de tiempo reducidos, estos umbrales tienden a establecerse en un valor más alto para filtrar el ruido asociado con sistemas dinámicos. Asimismo, en intervalos de tiempo más largos, los umbrales se fijan en valores más bajos con el fin de maximizar la sensibilidad a eventos de menor magnitud. Este método mejora la compensación entre la sensibilidad y la tasa de falsas alarmas al ajustarse dinámicamente a los cambios de flujo y transitorios operativos.

En adición a lo anterior, a medida que aumenta el tiempo de evaluación, la probabilidad de error respecto a los sistemas de detección de fugas disminuye significativamente. Al permitir más tiempo para la evaluación, es posible promediar las perturbaciones transitorias y el ruido asociado con las mediciones, lo que permite el uso de umbrales más bajos sin aumentar significativamente el número de falsas alarmas. Adicionalmente, para tiempos de evaluación más cortos, las variaciones correlacionadas del sistema son mucho más pronunciadas, lo que requiere el uso de umbrales más altos para minimizar las falsas alarmas. Este análisis enfatiza la necesidad de cambiar dinámicamente los umbrales de detección en función del intervalo de evaluación y las características únicas de la operación del sistema, para lograr un equilibrio efectivo entre sensibilidad y precisión.

## V. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

El presente estudio ha acreditado la efectividad y el potencial del modelo RTTM en la identificación de fugas en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, demostrando ser una solución confiable y precisa dado que permite la detección en tan solo 6 minutos, limitando enormemente el daño que puede causar cualquier derrame. Su rendimiento, no obstante, depende de la forma en que se configuren los límites de detección y el dimensionado del muestreo en lo que a tiempo se refiere.

El análisis hidráulico también mostró que, en los casos en que el paso del tiempo para la simulación se eleve, (60 minutos, por ejemplo), el ratio señal/ruido mejora, pero los tiempos de detección se incrementan, lo que limita la eficiencia de respuesta frente a situaciones críticas. Por lo tanto, este resultado contribuye a la discusión sobre la necesidad de ajuste automático de los umbrales de detección propuesto y el nivel moderado que estos pueden tolerar.

Además, se ha ilustrado que, en el contexto del sistema de detección de fugas actualmente implementado en el ONP y el sistema de alarma de desviación, el sistema RTTM está destinado a lograr mejoras significativas en la detección temprana, así como en la respuesta a fugas menores, disminuyendo tanto el impacto ambiental como los riesgos asociados a estas incidencias. Finalmente, la metodología desarrollada es replicable y adaptable a otros sistemas de transporte de hidrocarburos, como gasoductos o poliductos,

consolidando su aplicabilidad en infraestructuras de diversa complejidad, haciendo de esta herramienta una alternativa versátil para incrementar la seguridad de las operaciones y reducir los impactos ambientales en el sector.

Una línea clave de trabajo futuro consiste en contrastar el desempeño del sistema de detección de fugas actual del ONP en otros tramos y compararlo con otras metodologías de detección de fugas, aprovechando las capacidades avanzadas de herramientas de modelamiento para simular escenarios operativos más complejos y así poder identificar mejoras específicas y establecer configuraciones óptimas para incrementar la confiabilidad del sistema existente.

Otra línea de investigación propuesta es la aplicación de esta metodología en ductos de gas o sistemas con flujo bifásico, donde los efectos de la compresibilidad y el comportamiento dinámico del flujo presentan desafíos adicionales para los sistemas RTTM. Asimismo, se sugiere evaluar la incertidumbre en la localización de fugas mediante métodos matemáticos avanzados, lo que contribuirá a mejorar la precisión y confiabilidad de los sistemas en condiciones reales de operación. Asimismo, este trabajo se alinea con enfoques modernos de detección hidráulica desarrollados recientemente, tales como la propuesta de Salas Camacho [15] aplicada también al Tramo I del ONP mediante filtros de Kalman, así como las recomendaciones prácticas de Nicholas [1] en la implementación de sistemas CPM de tipo RTTM. Estos estudios respaldan el uso de modelos numéricos avanzados como herramientas replicables y efectivas para ductos de alta complejidad topográfica.

#### 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] Nicholas, R. E. (2016). *Pipeline leak detection handbook*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03134-5>

[2] American Petroleum Institute. (2022). *API Recommended Practice 1130: Computational Pipeline Monitoring for Liquids* (2nd ed.). American Petroleum Institute.

[3] Webb, K., & Barley, J. (2005). Selecting an effective leak detection strategy. *Pipeline Simulation Interest Group Annual Meeting, San Antonio, Texas*. PSIG 05A2.

[4] Geiger, G., Werner, T., & Matko, D. (2003). Leak detection and localization: A survey. *Pipeline Simulation Interest Group Annual Meeting, Bern, Switzerland*. PSIG 0301.

[5] Nicholas, E. (2018). Real-time systems and leak detection. In *PSIG Short Course on Pipeline Monitoring*.

[6] Stockton, N. (2019). Leak detection experiences in the Antipodes. *Pipeline Simulation Interest Group Annual Meeting*. PSIG 19A2.

[7] Vostry, Z. (2003). New leak detection and localization method. *Pipeline Simulation Interest Group Annual Meeting*. PSIG 03A1.

[8] Mohitpour, M., Trefanenko, B., Tolmasquim, S. T., & Kossatz, H. (2003). Oil pipeline valve automation for spill reduction. In *Rio Pipeline Conference & Exposition 2003 Proceedings* (pp. 1–10). Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP).

[9] Negrón-Nima, D. (2018). *Estudio y mejora en el diseño de un sistema de detección de fugas y SCADA en oleoductos* [Tesis de maestría, Universidad de Piura]. Repositorio Institucional UDEP.

[10] Petroperú. (2019). *Estadísticas de fugas en el Oleoducto Norperuano*. Informe Técnico de Gestión Ambiental. PETROPERÚ S.A.

[11] Inga Aparcana, H. (2019). *Estado situacional del ONP y perspectivas para su operación en los próximos 20 años*. Informe técnico. PETROPERÚ S.A.

[12] Refining NZ. (2019). Incident analysis with RTTM. *Pipeline Simulation Interest Group Annual Meeting*. PSIG 19B1.

[13] Harriott, G. M. (2011). Gas pipeline simulation: Leak detection. *Pipeline Simulation Interest Group Annual Meeting, Napa Valley, California*. PSIG 1113.

[14] American Petroleum Institute. (2022). *API RP 1130: Computational Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines* (2nd ed.). American Petroleum Institute.

[15] Salas Camacho, F. A. (2022). *Desarrollo de un sistema de detección y localización de fugas basado en filtro de Kalman extendido para sistemas de transporte de petróleo crudo aplicado al tramo I del Oleoducto Norperuano*.

[16] Bazán Rivera, A. E. (2017). *Selección de brazos de carga para desembarco de crudo en Estación I del Oleoducto Nor Peruano*.

[17] Mapa Oleoducto Norperuano Shapefile. (2019). Recuperado de <https://www.geogpsperu.com/2019/04/mapa-oleoducto-norperuano-shapefile.html>.

[18] Congreso de la República del Perú. (2017). *Informe final de la Comisión Investigadora*. Recuperado de [https://www.leyes.congreso.gob.pe/Documentos/2016\\_2021/Informes/Comisiones\\_Investigadoras/INFORME\\_FINAL.PDF](https://www.leyes.congreso.gob.pe/Documentos/2016_2021/Informes/Comisiones_Investigadoras/INFORME_FINAL.PDF)

[19] El Comercio. (2016). *Trece derrames de crudo en el Oleoducto Nor Peruano en el año 2016*. Recuperado de <https://elcomercio.pe/peru/trece-derrames-crudo-oleoducto-nor-peruano-ano-2016-156155-noticia/?ref=ecr>

[20] Mongabay. (2016). *Perú: Dos derrames de petróleo en la comunidad Nueva Alianza impactaron 4,425 metros cuadrados de territorio amazónico*. Recuperado de <https://es.mongabay.com/2016/08/peru-dos-derrames-petroleo-comunidad-nueva-alianza-impactaron-4-425-metros-cuadrados-territorio-amazonico/>