

Transient Hydraulic Analysis–Based Methodology for Reducing Operational Risk in Liquid Pipeline Transportation Systems

Abelardo Contreras, Mg.¹; Denisse Briggitt Gamarra Flores.²

^{1,2}Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, acontrerasp@uni.edu.pe, denisse.gamarra.f@uni.pe

Abstract– Liquid hydrocarbon pipeline systems are critical infrastructures exposed to operational events such as controlled valve closures and sudden variations in operating parameters, including pressure and flow rate, which can generate severe hydraulic transients. These phenomena increase the risk of operational failures and, in extreme cases, may lead to pipeline ruptures or leaks, posing significant risks to people, the environment, and facilities. However, traditional steady-state analyses limit the proper identification of these dynamic conditions and their preventive management. This paper presents a methodology based on hydraulic transient studies aimed at reducing operational risks in liquid pipeline transportation systems. The approach relies on dynamic hydraulic simulation to evaluate the time-dependent response of the system under representative transient events, analyzing pressure evolution, hydraulic inertia effects, and the time lag between event initiation and the occurrence of maximum pressure. The proposed methodology is applied to a real liquid hydrocarbon pipeline system in Peru operating under active pumping conditions, considering controlled valve closure scenarios. The results demonstrate that the severity of transient overpressures is strongly influenced by the proximity of the event to the pumping station and by the hydraulic stiffness of the analyzed pipeline section. Furthermore, the analysis highlights the importance of considering residual pressure growth after protective actions due to hydraulic inertia. Finally, the proposed approach reduces uncertainty in hydraulic risk assessment and enhances the anticipation of critical operating conditions, providing a replicable framework to strengthen operational safety and support decision-making in other liquid hydrocarbon pipeline systems

Keywords– Hydraulic transients; operational risk; liquid pipelines; hydraulic simulation; operational safety.

Metodología Basada en Análisis Hidráulico Transitorio para la Reducción del Riesgo Operativo en Sistemas de Transporte por Ductos de Líquidos

Abelardo Contreras, Mg.¹; Denisse Briggitt Gamarra Flores.²

^{1,2}Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, acontrerasp@uni.edu.pe, denisse.gamarra.f@uni.pe

Resumen– Los sistemas de transporte de líquidos por ductos constituyen infraestructuras críticas expuestas a eventos operativos tales como cierres controlados de válvulas y variaciones súbitas de parámetros operativos, como presión o caudal, los cuales pueden generar transitorios hidráulicos severos. Estos fenómenos incrementan el riesgo de fallas operativas y, en escenarios extremos, pueden derivar en roturas y fugas, generando riesgos relevantes para las personas, el medio ambiente y las instalaciones. Sin embargo, los enfoques de análisis estacionario tradicionales limitan la adecuada identificación y gestión preventiva de estos eventos. El presente trabajo desarrolla una metodología basada en simulación hidráulica transitoria para la reducción del riesgo operativo en sistemas de transporte de líquidos por ductos. El enfoque se fundamenta en el análisis dinámico de la respuesta temporal del sistema frente a eventos transitorios representativos, evaluando la evolución de la presión, los efectos de la inercia hidráulica y el desfase temporal entre la iniciación del evento y la ocurrencia del pico máximo de presión. La metodología se aplicó a un sistema real de transporte de hidrocarburos líquidos en Perú, operado bajo bombeo activo y considerando escenarios de cierre controlado de válvulas. Los resultados muestran que los picos máximos de presión se presentan con un desfase temporal respecto al inicio del evento y que su severidad depende fuertemente de la proximidad del punto de cierre a la estación de bombeo y de la rigidez hidráulica del tramo analizado. Finalmente, el enfoque propuesto permite definir de manera operativa umbrales de protección por alta y muy alta presión (PSH y PSHH), reducir la incertidumbre en la evaluación del riesgo hidráulico y mejorar la anticipación de eventos críticos, constituyéndose en una herramienta replicable para fortalecer la seguridad y la toma de decisiones operativas en otros sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos

Palabras clave– Transitorios hidráulicos; riesgo operativo; ductos de líquidos; simulación hidráulica; seguridad operativa.

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos constituyen infraestructuras críticas para la continuidad del suministro energético, cuya operación segura depende de la capacidad de anticipar condiciones hidráulicas adversas y establecer barreras preventivas de protección. Su gran extensión geográfica, los elevados rangos de presión de operación y su funcionamiento continuo los exponen a eventos operativos que, si no son gestionados adecuadamente, pueden comprometer la integridad hidráulica del sistema. Maniobras

como cierres controlados de válvulas, paradas de estaciones de bombeo o variaciones súbitas de presión y caudal pueden generar transitorios hidráulicos severos, capaces de inducir incrementos significativos de presión, elevando el riesgo de fallas, roturas y fugas, con potencial impacto sobre las personas, el medio ambiente y las instalaciones.

Los fenómenos transitorios han sido ampliamente reconocidos como una de las principales fuentes de riesgo operativo en sistemas de tuberías presurizadas. Estudios previos han demostrado que las sobrepresiones transitorias pueden superar de manera considerable los límites mecánicos de diseño de la tubería, incrementando la probabilidad de daño mecánico, fatiga y fallas localizadas si no son previstas o anticipadas adecuadamente [1]. No obstante, en muchos sistemas de transporte de líquidos, la evaluación operativa continúa basándose predominantemente en enfoques estacionarios, los cuales no capturan la naturaleza dependiente del tiempo de la propagación de ondas de presión ni los efectos de inercia hidráulica del sistema fluido-tubería.

Diversos trabajos han resaltado la importancia del análisis hidráulico transitorio como herramienta clave para mejorar la seguridad y la integridad de los ductos. Govindan y Shaharun propusieron un flujo de trabajo basado en simulación dinámica para abordar la protección contra sobrepresión y la integridad de ductos, destacando la necesidad de evaluar escenarios operativos transitorios más allá de los casos de diseño tradicionales [2]. De manera similar, Zhou, Yu y Cabrejo demostraron que la incorporación de transitorios en el diseño hidráulico de ductos de líquidos permite una mejor comprensión de los mecanismos de sobrepresión y contribuye a estrategias de protección más efectivas [3]. Investigaciones posteriores han reforzado este enfoque, evidenciando la influencia de la resolución temporal en los análisis de integridad [4] y el impacto de las incertidumbres asociadas a la presión interna cuando se consideran efectos transitorios [5]. En sistemas reales, la aplicación de modelos transitorios ha demostrado ser una herramienta válida para el análisis operativo y la evaluación de escenarios de fuga en oleoductos [6].

Si bien estos estudios proporcionan una base técnica sólida, persiste una brecha en metodologías explícitamente orientadas a la reducción del riesgo operativo durante la operación mediante análisis hidráulico transitorio, particularmente en lo

referente a la relación temporal entre la iniciación del evento transitorio, el desarrollo del pico máximo de presión y la exposición del sistema a condiciones críticas. En este contexto, el presente trabajo propone una metodología basada en estudios hidráulicos transitorios para reducir riesgos operativos en este tipo de sistemas, orientada a fortalecer la seguridad operativa mediante una gestión anticipativa de eventos operativos. El alcance del estudio se limita a la identificación de condiciones transitorias críticas mediante simulación hidráulica, sin abordar el dimensionamiento de dispositivos de protección ni la evaluación estructural del ducto, contribuyendo a la protección de las personas, del medio ambiente y de la infraestructura asociada.

II. METODOLOGÍA

A. Enfoque metodológico

La metodología propuesta se orienta a la evaluación de eventos transitorios hidráulicos relevantes para la operación de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, con el objetivo de reducir el riesgo operativo mediante un enfoque preventivo. A diferencia de los análisis basados en condiciones estacionarias, el método se fundamenta en la simulación hidráulica transitoria para analizar la respuesta temporal del sistema frente a perturbaciones operativas representativas.

El enfoque metodológico se basa en los siguientes principios:

- Análisis dinámico tiempo-dependiente, orientado a capturar la propagación de ondas de presión y los efectos de la inercia hidráulica.
- Identificación del desfase temporal entre la iniciación del evento transitorio y la ocurrencia del pico máximo de presión, como variable clave para la gestión operativa.
- Evaluación de escenarios operativos gobernantes, considerando la severidad hidráulica y la localización del evento dentro del sistema.
- Enfoque preventivo, orientado a anticipar condiciones críticas y apoyar la implementación de barreras operativas de protección.

La metodología no tiene como objetivo el dimensionamiento de dispositivos de protección ni la evaluación estructural del ducto. Su alcance se limita a la identificación de condiciones transitorias críticas bajo operación real, proporcionando criterios técnicos para la reducción del riesgo operativo y el fortalecimiento de la toma de decisiones anticipativas.

B. Sistema de estudio y condiciones operativas

La metodología fue aplicada al Oleoducto Norperuano (ONP), uno de los principales sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos en Perú, el cual se encuentra dividido

operativamente en tres tramos principales con características hidráulicas y operativas diferenciadas. El Tramo I (Fig. 1) fue seleccionado debido a su mayor nivel histórico de contingencias reportadas dentro del sistema, lo que lo convierte en un tramo particularmente adecuado para el análisis de escenarios críticos y la evaluación de estrategias orientadas a la reducción del riesgo operativo [7], [8].

TABLA I
PARÁMETROS REPRESENTATIVOS DEL SISTEMA MODELADO

Parámetro	Valor	Unidad	Observación
Longitud modelada	306	km	Tramo I – Estación 1
Diámetro nominal	24	pulgadas	Tubería principal
Espesor mínimo considerado	0.25	pulgadas	Condición conservadora
Material del ducto	API 5L X52	–	–
Caudal base	14 100	BPD	Régimen operativo
Grado API del crudo	23.6	°API	–
Gravedad específica	0.9123	–	–
Viscosidad cinemática	460	cSt @ 15 °C	–
Presión de succión	4.5 – 13	kg/cm ²	Operación normal
Presión de descarga promedio	40	kg/cm ²	Operación normal
Presión máxima de referencia	54	kg/cm ²	Límite operativo
Temperatura de operación	23 – 26	°C	Operación normal
Coefficiente de transferencia de calor	1.2	W/m ² ·K	Criterio técnico
Tiempo de cierre de válvulas	60	s	Escenarios transitorios
Norma de referencia	ASME B31.4	–	Evaluación hidráulica

El Tramo I del ONP presenta una configuración típica de ductos de larga distancia, con presencia de estaciones de bombeo y válvulas principales de seccionamiento. Esta configuración favorece la generación y propagación de transitorios hidráulicos severos frente a maniobras operativas, permitiendo evaluar de manera representativa la respuesta dinámica del sistema bajo condiciones reales de operación.

La caracterización hidráulica y operativa del sistema se apoya en antecedentes técnicos desarrollados previamente para el ONP. En particular, estudios aplicados al Tramo I han abordado el análisis operativo y la evaluación de escenarios transitorios y de fuga bajo condiciones reales de transporte de crudo [6]. Adicionalmente, información técnica asociada a la infraestructura y operación de la Estación 1 ha sido documentada en trabajos previos, los cuales sirven como referencia complementaria para la definición de parámetros operativos representativos [9].

Desde el punto de vista hidráulico-operativo, el Tramo I se encuentra segmentado por válvulas principales entre las que

destacan las ubicadas en las progresivas XV-3+000 y XV-75+553, las cuales delimitan la primera sección del tramo y condicionan de manera directa la propagación de transitorios hidráulicos bajo maniobras operativas. La selección de estas válvulas como puntos de análisis responde a que, en esta sección del ducto, existe una mayor probabilidad de requerir cierres operativos con bombeo activo, debido a la recurrencia histórica de contingencias registradas en el Tramo I, lo que incrementa la exposición del sistema a eventos transitorios severos [6]. En consecuencia, estas válvulas constituyen puntos críticos para la generación de escenarios transitorios asociados a cierres controlados, resultando fundamentales para el análisis de la respuesta dinámica del sistema y la evaluación del riesgo operativo.

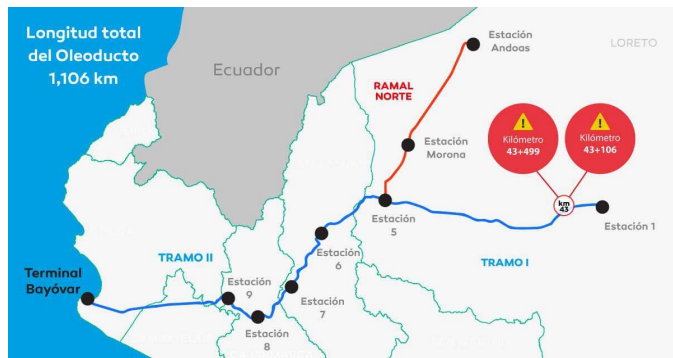


Fig. 1 Configuración general del Oleoducto Norperuano y ubicación del Tramo. Fuente: Petroperú

C. Modelamiento hidráulico transitorio

El análisis hidráulico transitorio se desarrolló mediante un modelo unidimensional orientado a representar la respuesta dinámica del sistema frente a perturbaciones operativas en régimen de bombeo. El enfoque se basa en la resolución numérica de las ecuaciones de conservación de masa y cantidad de movimiento para flujo líquido en ductos, empleando un esquema numérico implícito como motor de cálculo en estado transitorio, lo que mejora la estabilidad y precisión frente a variaciones rápidas de presión.

El modelo fue implementado en Pipeline Studio, configurado para representar la geometría del Tramo I del Oleoducto Norperuano, las condiciones operativas de bombeo y la segmentación hidráulica asociada a las válvulas principales de seccionamiento XV-3+000 y XV-75+553. Previo a cada simulación, el sistema fue estabilizado bajo condiciones operativas representativas, asegurando un estado inicial consistente para el análisis transitorio.

Los escenarios evaluados corresponden a cierres controlados de válvulas bajo bombeo activo, considerando tiempos de cierre representativos de la operación real. El tiempo de cierre adoptado (60 s) corresponde a un valor representativo de la operación. Considerando la relación entre el tiempo de cierre y el tiempo característico de propagación de la onda en el

sistema ($2L/a$), este se clasifica como un cierre de tipo lento, lo que reduce la magnitud de las sobrepresiones en comparación con cierres rápidos. No obstante, aun bajo esta condición, el sistema presenta incrementos significativos de presión asociados a la inercia hidráulica. Los escenarios de cierre evaluados fueron definidos con base en condiciones operativas representativas del sistema, considerando prácticas reales de operación bajo bombeo activo y maniobras de seccionamiento del ducto, en concordancia con procedimientos operativos típicos del sistema. Durante las simulaciones se analizaron como variables hidráulicas clave:

- Evolución temporal y espacial de la presión a lo largo del ducto.
- Desfase temporal entre el inicio del evento y la ocurrencia del pico máximo de presión.
- Localización de los puntos hidráulicamente más severos dentro del sistema producto del transitorio de presión.

Desde el punto de vista físico, la sobrepresión inicial inducida por el cierre de válvulas puede describirse mediante la ecuación de Joukowski:

$$\Delta P = \rho a \Delta V$$

donde ΔP es el incremento de presión inducido por el evento transitorio, ρ la densidad del fluido, a la velocidad de propagación de la onda de presión y ΔV la variación de velocidad asociada al cierre. La ecuación de Joukowski permite estimar de manera conservadora el incremento inicial de presión ante cambios súbitos de velocidad; sin embargo, no captura la evolución temporal del transitorio ni los efectos de amortiguamiento del sistema, los cuales son representados mediante el modelo numérico transitorio empleado. Posteriormente, la respuesta del sistema presenta un comportamiento oscilatorio amortiguado, asociado a la inercia del fluido, la elasticidad de la tubería y las pérdidas hidráulicas, que puede representarse de forma simplificada como:

$$P(t) = P_0 + \Delta P e^{-\alpha t} \sin(\omega t)$$

donde P_0 es la presión inicial, α el coeficiente de amortiguamiento hidráulico, ω la frecuencia angular de la onda y t el tiempo del amortiguamiento. Este comportamiento transitorio típico se ilustra en la Fig. 2, donde se observa la aparición de picos de presión seguidos por oscilaciones amortiguadas hasta alcanzar un nuevo estado cuasi estacionario.

La interpretación de los resultados se realizó tomando como referencia los límites operativos establecidos por la norma ASME B31.4 [10], así como la existencia de capas operativas de protección, tales como alarmas de alta presión (PSH) y sistemas de paro automático por muy alta presión (PSHH). El análisis transitorio permite evaluar el desfase temporal entre la actuación de estas protecciones y el pico

máximo de presión, proporcionando la base técnica para la definición operativa de setpoints de presión y la evaluación del riesgo operativo desarrollada en la sección de resultados.

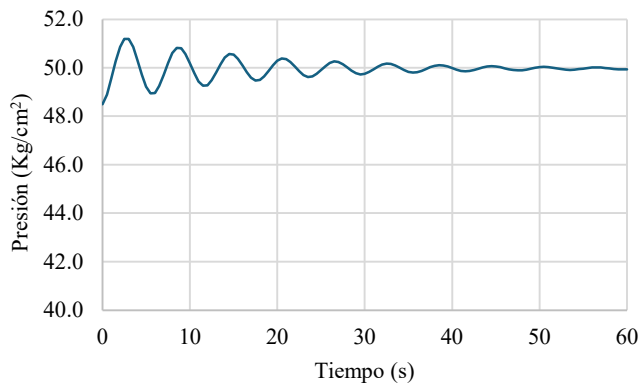


Fig. 2 Evolución temporal de la presión durante un evento transitorio amortiguado. Fuente: Elaboración propia

D. Definición de escenarios y evaluación del riesgo

La definición de escenarios se orientó a evaluar la severidad de las sobrepresiones inducidas por el cierre de válvulas de seccionamiento bajo régimen de bombeo activo en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, y a traducir la respuesta hidráulica del sistema en criterios técnicos para la definición operativa de umbrales de protección por sobrepresión.

Desde el punto de vista normativo, la protección contra sobrepresión en oleoductos de líquidos se establece con base en la Presión Máxima de Operación Permitida (MAOP), definida conforme a la norma ASME B31.4. Para efectos del presente estudio, y considerando una condición conservadora documentada del activo, se adoptó como referencia un espesor mínimo remanente de 0.25 pulgadas, lo que conduce a una presión máxima admisible del orden de 54 kg/cm². Este valor se emplea como límite técnico prudente para la evaluación de eventos transitorios, sin redefinir la MAOP oficial del sistema.

En la práctica operativa, los umbrales de protección por presión se definen como fracciones de la MAOP, siguiendo criterios conservadores ampliamente aceptados en la industria. En este estudio, dichos criterios se emplearon como referencias operativas, considerando:

- PSH (alta presión): umbral de alarma temprana para el operador
- PSHH (muy alta presión): umbral asociado a la actuación automática de protección y paro (trip) del bombeo.

La relación entre estas capas de protección y la evolución de la presión durante un evento transitorio se ilustra de manera conceptual en la Fig 3.



Fig. 3 Esquema de capas de protección operativa y respuesta del sistema ante sobrepresiones transitorias. Fuente: Adaptación de F. Pawolocki (2021)

Con base en estos criterios, se definieron escenarios transitorios progresivos para cada válvula crítica analizada:

- Condición base estacionaria,
- Cierre controlado de válvula bajo bombeo activo,
- Cierre de válvula con actuación referencial de PSHH, interrumpiendo el bombeo al superar el umbral definido.

La evaluación del riesgo operativo se realizó analizando la evolución temporal de la presión aguas arriba de la válvula cerrada, prestando especial atención al desfase temporal entre el cruce del umbral PSHH y el pico máximo de presión, asociado a la inercia hidráulica residual del sistema.

Dado que la severidad del evento depende de la ubicación de la válvula respecto a la Estación 1, los escenarios asociados a la XV-3+000 se identificaron como los casos gobernantes del estudio, debido a su mayor rigidez hidráulica. En consecuencia, los umbrales operativos de PSH y PSHH se definieron de manera conservadora a partir de este caso crítico y se contrastaron con los resultados obtenidos para la válvula XV-75+553.

El enfoque adoptado permite definir setpoints operativos de protección basados en la dinámica real del sistema, garantizando márgenes de seguridad adecuados frente a cierres de válvulas bajo bombeo activo y asegurando la protección del Tramo I en su conjunto.

III. RESULTADOS

A. Escenario base de operación en régimen estacionario

El escenario base estacionario se estableció con el objetivo de verificar la consistencia hidráulica y térmica del modelo y definir una condición inicial robusta para el análisis de los eventos transitorios. Las simulaciones se realizaron bajo un caudal base de 14 100 BPD, representativo del régimen operativo actual del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

La Fig. 4 muestra el modelo hidráulico del Tramo I implementado en Pipeline Studio bajo condiciones estacionarias, correspondiente al caudal base considerado. Esta representación permite identificar la configuración hidráulica del sistema, la ubicación de la Estación 1 y de las válvulas principales de seccionamiento, así como verificar la coherencia espacial del modelo empleado para los análisis dinámicos posteriores. Desde el punto de vista hidráulico, el perfil de presión obtenido presenta un comportamiento consistente con la operación del ONP [6], [9]. Tal como se observa en la Fig. 5, la presión de descarga de la Estación 1 se estabiliza alrededor de 40.3 kg/cm²(g), mientras que la presión de succión se mantiene en el orden de 6.8 kg/cm²(g), valores alineados con las condiciones operativas históricas del Tramo I. A lo largo del ducto, la presión presenta una caída progresiva y continua, alcanzando valores cercanos a 4.5 kg/cm²(g) en el extremo aguas abajo, sin evidenciar pérdidas anómalas ni discontinuidades hidráulicas.

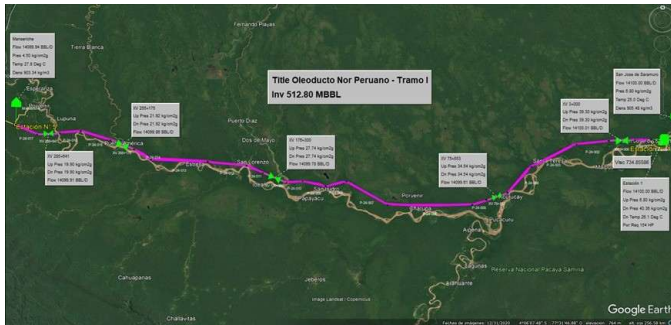


Fig. 4 Modelo hidráulico del Tramo I del Oleoducto Norperuano en régimen estacionario (14 100 BPD). Fuente: Elaboración propia

El caudal se mantiene prácticamente constante a lo largo de todo el tramo, confirmando la correcta convergencia del modelo en estado estacionario. Asimismo, el perfil térmico muestra una evolución típica propio de un activo ubicado en la selva nororiental del Perú, con un incremento gradual de la temperatura del crudo desde valores cercanos a 26 °C hasta estabilizarse alrededor de 28–29 °C, reflejando un equilibrio entre el calor generado por fricción, el aporte energético del bombeo y el intercambio térmico con el entorno.

La combinación de los perfiles de presión, caudal y temperatura, mostrados de manera integrada en la Fig. 5, confirma que el escenario base:

- Representa adecuadamente el régimen normal de operación del Tramo I,
- No presenta observaciones numéricas ni inestabilidades hidráulicas,
- Proporciona una condición inicial consistente para la simulación de eventos transitorios.

En consecuencia, el escenario base estacionario se considera válido y representativo, y es adoptado como punto de

partida para el análisis de los escenarios de cierre de válvulas bajo bombeo activo desarrollados en las secciones siguientes.

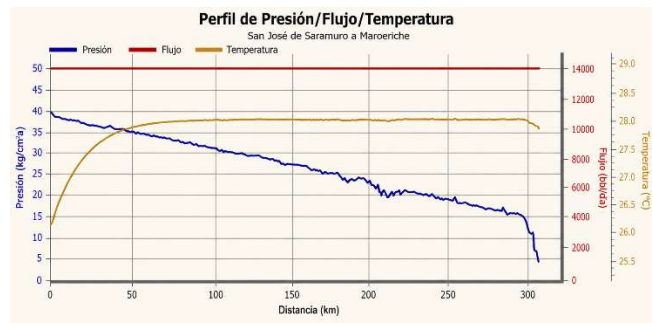


Fig. 5 Perfiles estacionarios de presión, caudal y temperatura a lo largo del Tramo I en régimen estacionario. Fuente: Adaptación de Software Pipeline Studio

B. Cierre controlado de válvula XV 3+000 y definición de PSH y PSHH

El cierre de la válvula XV-3+000, ubicada a corta distancia aguas abajo de la Estación 1, constituye el escenario hidráulicamente más severo del Tramo I desde el punto de vista de sobrepresión transitoria. Esta condición está asociada a la reducida longitud disponible para la disipación de la energía hidráulica cuando el cierre ocurre bajo régimen de bombeo activo, lo que incrementa la rigidez hidráulica aguas arriba del punto de cierre. La Fig. 6 muestra la evolución temporal de la apertura de la válvula, el caudal y la presión de descarga de la Estación 1 durante el evento de cierre controlado, considerando un tiempo total de cierre de 60 s. Durante la fase inicial, la apertura de la válvula disminuye de forma progresiva mientras el caudal se mantiene prácticamente constante y la presión de descarga permanece cercana a su valor base (≈ 40 kg/cm²). Sin embargo, en las etapas finales del cierre, la reducción abrupta del caudal induce un incremento acelerado de la presión, producto de la conversión de la energía cinética del fluido en energía de presión.

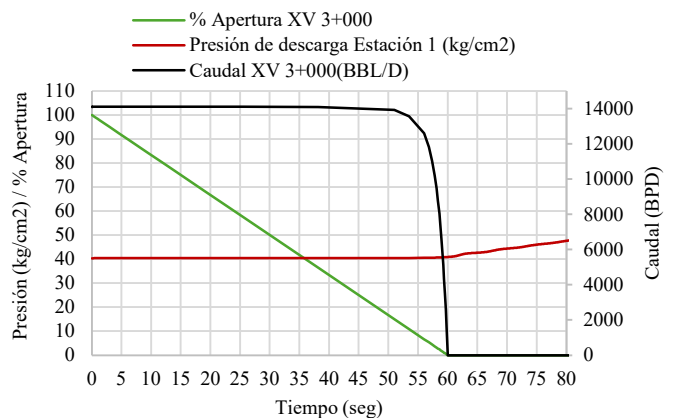


Fig. 6 Evolución temporal de la presión de descarga, caudal y apertura durante el cierre controlado de la válvula XV-3+000 bajo bombeo activo

Una vez alcanzado el cierre total, la presión presenta un comportamiento oscilatorio amortiguado, característico de un transitorio generado por cierre de válvula bajo bombeo activo, dominado por la inercia hidráulica del sistema y la elasticidad fluido-tubería.

B.1 Identificación del umbral de alta presión (PSH)

La Fig. 7 presenta el escenario orientado a la identificación del umbral de alta presión (PSH), definido de manera referencial como el 90% de la MAOP conservadora adoptada para el estudio. Los resultados muestran que la presión de descarga de la Estación 1 alcanza un valor aproximado de 48.5 kg/cm², correspondiente al cruce de dicho umbral.

Es importante destacar que este valor de PSH no coincide con el máximo absoluto de presión del evento. Ante la activación del paro de la Estación 1 al alcanzar el umbral de PSH, la presión continúa incrementándose de forma residual debido a la inercia hidráulica del sistema, alcanzando un pico cercano a 49 kg/cm² antes de iniciar su fase de amortiguamiento.

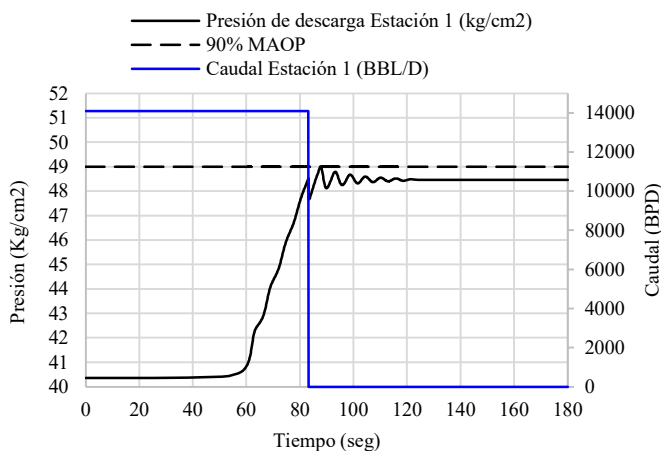


Fig. 7 Identificación del umbral de alta presión (PSH) durante el cierre de la válvula XV-3+000, considerando el 90% de la MAOP conservadora

Este comportamiento confirma que el PSH identificado es técnicamente coherente, dado que:

- Permite una detección temprana de condiciones anómalas de presión.
- Considera explícitamente el incremento residual posterior al paro.
- Mantiene la presión máxima resultante dentro del rango asociado al 90% de la MAOP conservadora.

B.2 Identificación del umbral de muy alta presión (PSHH)

La Fig. 8 muestra el escenario correspondiente a la identificación del umbral de muy alta presión (PSHH), definido de manera referencial como el 95% de la MAOP conservadora.

En este caso, la presión de descarga alcanza un valor aproximado de 50.5 kg/cm², punto en el cual se produce la actuación automática del sistema de protección y el paro de la Estación 1.

Al igual que en el caso del PSH, el valor de PSHH no representa el máximo absoluto de presión. Tras el paro automático, la presión continúa incrementándose de manera residual, alcanzando un pico máximo del orden de 51 kg/cm², sin aproximarse al límite máximo admisible adoptado para el estudio (≈ 54 kg/cm²).

Este resultado confirma que la selección del PSHH es adecuada desde el punto de vista operativo, ya que:

- Considera el efecto de la inercia hidráulica posterior al disparo.
- Limita el pico máximo de presión dentro de márgenes conservadores.
- Evita aproximaciones peligrosas a la MAOP, incluso bajo cierre total y bombeo activo.

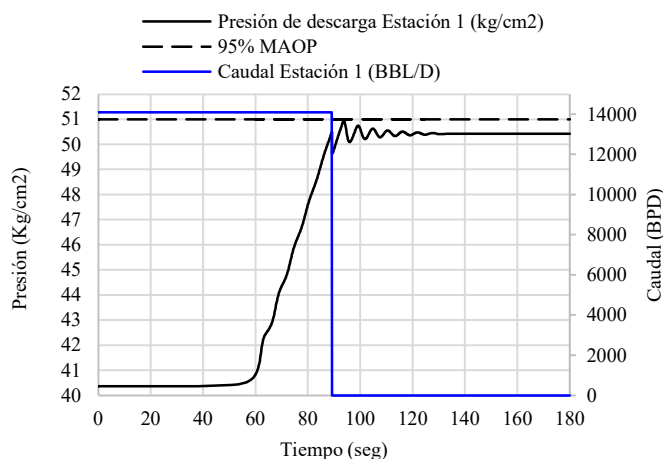


Fig. 8 Identificación del umbral de muy alta presión (PSHH) durante el cierre de la válvula XV-3+000, considerando el 95% de la MAOP conservadora

B.3 Síntesis del comportamiento transitorio y jerarquía de umbrales

La Fig. 9 presenta una comparación integrada entre la presión de descarga de la Estación 1, los umbrales de PSH y PSHH, y la MAOP conservadora adoptada para el estudio. Esta figura permite visualizar claramente la jerarquía entre los niveles de protección y la respuesta dinámica del sistema durante el evento transitorio.

Los resultados evidencian que los valores de PSH y PSHH no corresponden a los picos máximos del evento, sino a setpoints preventivos, definidos de manera que la respuesta hidráulica residual posterior al paro no comprometa la integridad del ducto. En particular:

- PSH = 48.5 kg/cm² actúa como alarma temprana.
- PSHH = 50.5 kg/cm² asegura una actuación automática oportuna.
- La presión máxima residual permanece significativamente por debajo de la MAOP conservadora.

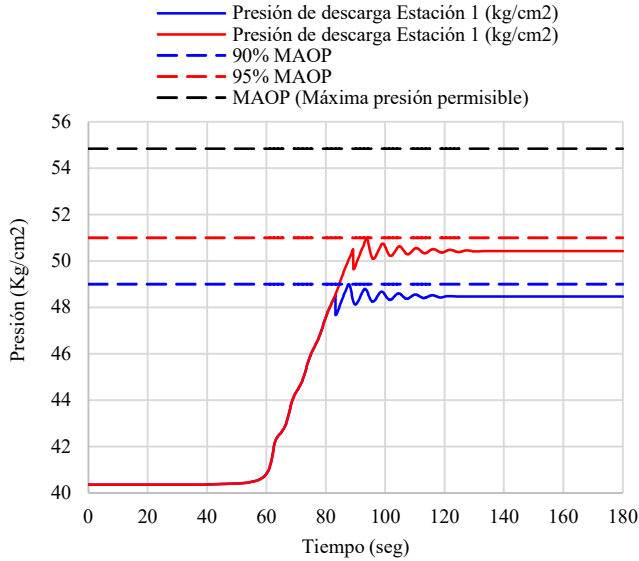


Fig. 9 Comparación entre la presión de descarga de la Estación 1, los umbrales de PSH y PSHH, y la MAOP conservadora para el cierre de la válvula XV-3+00

En consecuencia, el cierre de la válvula XV-3+000 se identifica como el escenario gobernante del Tramo I para la definición de los umbrales operativos de protección por sobrepresión, dado que representa la condición más desfavorable en términos de rigidez hidráulica y velocidad de crecimiento de la presión. Los valores obtenidos en este caso constituyen la base para la comparación con escenarios de cierre ubicados a mayor distancia de la Estación 1, desarrollados en la sección siguiente.

C. Cierre controlado de válvula XV 75+553 y definición de PSH y PSHH

El cierre de la válvula XV-75+553, ubicada a una distancia significativa aguas abajo de la Estación 1, representa un escenario transitorio de menor severidad hidráulica en comparación con el caso XV-3+000. La mayor longitud hidráulica disponible entre el punto de cierre y la fuente de energía introduce un efecto amortiguador natural, favoreciendo la disipación progresiva de la energía asociada al bombeo activo. La Fig. 10 presenta la evolución temporal de la apertura de la válvula, el caudal y la presión de descarga de la Estación 1 durante el evento de cierre controlado. A diferencia del caso gobernante, el incremento de presión se desarrolla de forma más gradual, reflejando la influencia de la mayor distancia hidráulica y del volumen confinado adicional.

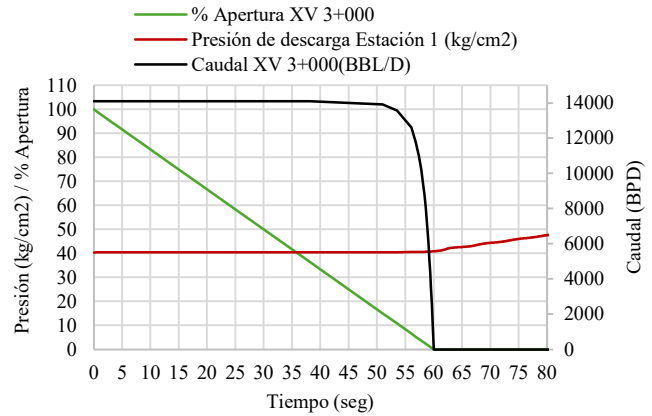


Fig. 10 Evolución temporal de presión, caudal y apertura durante el cierre controlado de la válvula XV-75+553 bajo bombeo activo

C.1 Identificación del umbral de alta presión (PSH)

En el escenario orientado a la estimación del PSH, la presión de descarga de la Estación 1 alcanza un valor cercano a 49.0 kg/cm², correspondiente al cruce del umbral equivalente al 90% de la MAOP conservadora adoptada para el estudio, tal como se muestra en la Fig. 11.

Ante la actuación de la alarma de alta presión y el paro de la Estación 1, la presión continúa incrementándose de forma residual debido a la inercia hidráulica del sistema, alcanzando un valor máximo contenido y sin superar el umbral del 90% de la MAOP. Este comportamiento confirma que, para una válvula ubicada a mayor distancia de la estación de bombeo, el efecto de la inercia residual es menos pronunciado que en el caso XV-3+000.

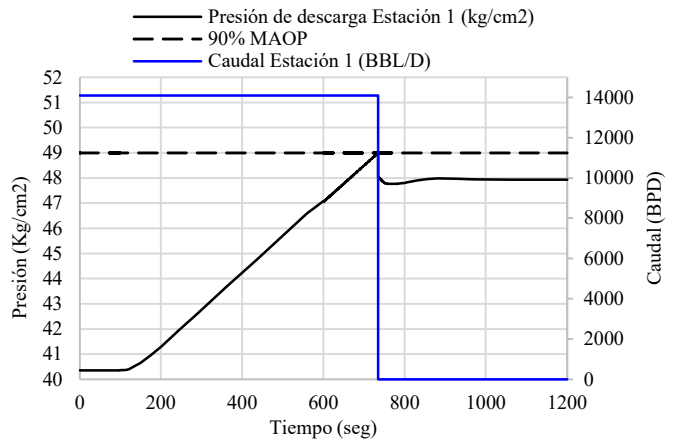


Fig. 11 Identificación del umbral de alta presión (PSH) durante el cierre de la válvula XV-75+553.

C.2 Identificación del umbral de muy alta presión (PSHH)

Para el escenario correspondiente a la estimación del PSHH, los resultados del modelo transitorio muestran que la presión de descarga alcanza un valor del orden de 51.0 kg/cm²,

asociado al cruce del 95% de la MAOP conservadora, como se observa en la Fig. 12.

Tras la actuación del PSHH y el paro automático de la Estación 1, la presión presenta un incremento residual limitado, alcanzando un pico máximo que se mantiene claramente por debajo del límite máximo admisible adoptado para el estudio ($\approx 54 \text{ kg/cm}^2$). Este resultado confirma que el cierre de la válvula XV-75+553 no induce sobrepresiones críticas, aun considerando la inercia hidráulica residual del sistema.

Adicionalmente, se observa que la pendiente de crecimiento de la presión previa a la actuación del PSHH es significativamente menor que en el escenario gobernante asociado a la válvula XV-3+000, lo que se traduce en una mayor ventana temporal de actuación para el esquema de protección. Esta característica refuerza el rol amortiguador de la mayor distancia hidráulica entre la válvula y la Estación 1, evidenciando que la ubicación del punto de cierre constituye un factor determinante en la severidad del transitorio y en la efectividad de los sistemas de protección por sobrepresión.

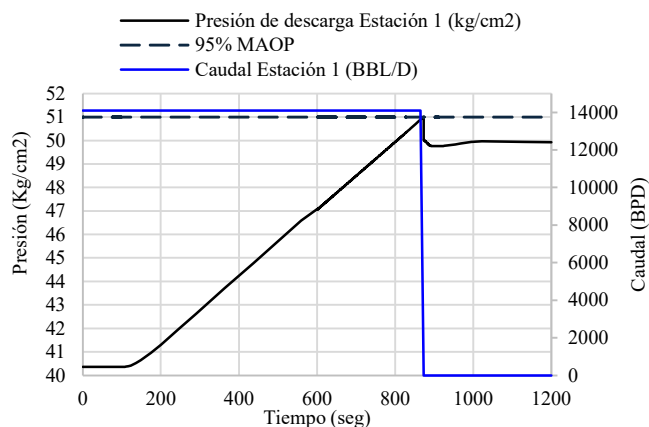


Fig. 12 Identificación del umbral de muy alta presión (PSHH) durante el cierre de la válvula XV-75+553.

C.3 Síntesis del comportamiento transitorio y contraste con el caso gobernante

La Fig. 13 presenta la comparación integrada entre la presión de descarga de la Estación 1, los umbrales de PSH, PSHH y la MAOP conservadora, permitiendo visualizar de manera clara la menor severidad del transitorio asociado al cierre de la válvula XV-75+553.

Los resultados muestran que:

- El crecimiento de presión es más gradual que en el caso XV-3+000.
- Los picos residuales posteriores a la actuación de PSH y PSHH se mantienen contenidos.
- Existe un margen de seguridad adecuado respecto a la MAOP conservadora.

En consecuencia, si bien los valores de PSH y PSHH identificados para la válvula XV-75+553 son técnicamente consistentes, este escenario confirma que la válvula XV-3+000 continúa siendo el caso gobernante para la definición final de los umbrales de protección del Tramo I.

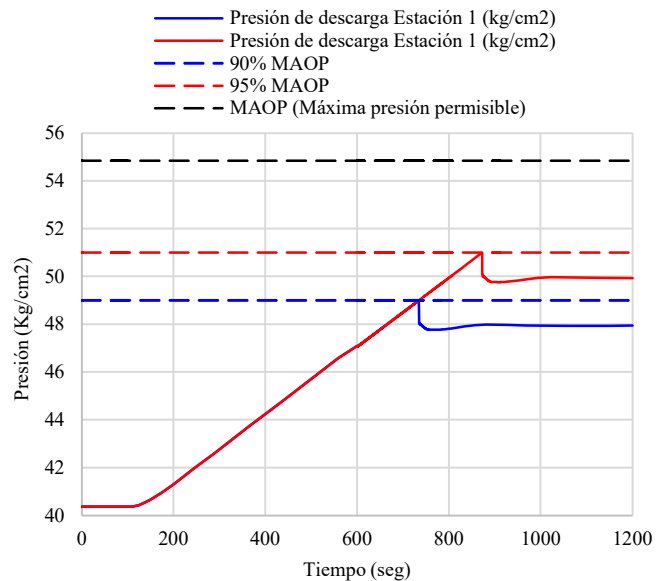


Fig. 13 Comparación entre PSH, PSHH y MAOP durante el cierre de la válvula XV-75+553

D. Comparación de escenarios de sobrepresión e identificación de zonas crítica

La comparación de los escenarios de cierre de válvulas analizados permite evaluar la sensibilidad hidráulica del Tramo I del Oleoducto Norperuano frente a eventos transitorios bajo régimen de bombeo activo, así como identificar las zonas con mayor exposición a sobrepresiones operativas.

Los resultados muestran que el cierre de la válvula XV-3+000, ubicada en proximidad inmediata a la Estación 1, genera los incrementos de presión más severos del sistema. Esta condición se explica por la alta rigidez hidráulica del tramo comprendido entre la estación de bombeo y el punto de cierre, donde la energía cinética del fluido se transforma rápidamente en presión, dando lugar a picos elevados en intervalos de tiempo reducidos.

En contraste, el cierre de la válvula XV-75+553 presenta una respuesta transitoria significativamente más amortiguada. La mayor longitud hidráulica disponible entre la válvula y la Estación 1 favorece la disipación progresiva de la energía mediante fricción, compresibilidad del fluido y elasticidad del sistema, reduciendo tanto la magnitud del pico de presión como la velocidad de crecimiento del transitorio.

Este comportamiento confirma que la severidad de los eventos de sobrepresión no depende únicamente del tipo de maniobra operativa, sino de la ubicación relativa del punto de cierre respecto a la fuente de energía hidráulica, constituyendo

un criterio fundamental para la jerarquización de escenarios transitorios.

A partir de estos resultados, se identifica como zona crítica primaria el tramo comprendido entre la Estación 1 y la válvula XV-3+000, donde se concentran los mayores gradientes de presión y los menores tiempos de respuesta antes de alcanzar umbrales de protección. Las secciones ubicadas aguas abajo, incluyendo el entorno de la válvula XV-75+553, se clasifican como zonas de criticidad secundaria, al presentar una mayor capacidad de amortiguamiento hidráulico frente a cierres bajo bombeo activo.

En consecuencia, la definición de los umbrales operativos de PSH y PSHH basada en el escenario más severo garantiza una protección conservadora del Tramo I en su conjunto, fortaleciendo la gestión anticipativa del riesgo operativo y la integridad hidráulica del sistema.

IV. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

La aplicación de simulación hidráulica transitoria permitió demostrar que los cierres controlados de válvulas bajo régimen de bombeo activo pueden generar sobrepresiones significativas en sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos, cuya magnitud, velocidad de crecimiento y persistencia dependen fuertemente de la configuración hidráulica y de la ubicación del evento dentro del sistema. Los resultados confirman que el análisis dinámico constituye una herramienta fundamental para comprender el comportamiento real del oleoducto frente a perturbaciones operativas, permitiendo identificar condiciones críticas que no son evidentes mediante enfoques estacionarios tradicionales.

El análisis comparativo de los escenarios evaluados evidenció que la severidad de los transitorios de presión no depende únicamente del tipo de maniobra operativa, sino principalmente de la proximidad del punto de cierre respecto a la estación de bombeo. En particular, el tramo comprendido entre la Estación 1 y la válvula XV-3+000 se identificó como la zona hidráulicamente más crítica del Tramo I, debido a su alta rigidez hidráulica y a los menores tiempos disponibles para la disipación de energía, lo que lo convierte en el escenario gobernante para la definición de estrategias de protección.

La evaluación de los umbrales de alta presión (PSH) y muy alta presión (PSHH) basada en simulación transitoria permitió demostrar que dichos setpoints no deben interpretarse como valores máximos admisibles, sino como umbrales preventivos diseñados para anticipar la respuesta dinámica residual del sistema. La consideración explícita de la inercia hidráulica posterior a la actuación de las protecciones resulta clave para garantizar que los picos de presión se mantengan dentro de márgenes operativos seguros, reduciendo la exposición del ducto a solicitaciones transitorias elevadas.

En conjunto, los resultados confirman que la metodología propuesta constituye una herramienta efectiva para la reducción del riesgo operativo en oleoductos de transporte de líquidos, al permitir definir criterios operativos basados en la dinámica real del sistema. Su aplicación fortalece la toma de decisiones

anticipativas, contribuye a la protección de las personas, del medio ambiente y de la infraestructura, y refuerza la confiabilidad operativa de sistemas críticos de transporte de hidrocarburos.

Como trabajo futuro, se recomienda integrar los resultados del análisis hidráulico transitorio con los sistemas de monitoreo y control existentes, tales como SCADA, así como incorporar los criterios derivados del estudio en los manuales operativos del sistema, de modo que los umbrales definidos puedan traducirse en lineamientos formales de operación y respuesta ante eventos transitorios. Esta integración permitiría una gestión más proactiva del riesgo operativo, habilitando ajustes operativos en tiempo casi real frente a condiciones transitorias adversas.

Asimismo, se propone profundizar el uso de analítica avanzada de datos, técnicas de aprendizaje automático e inteligencia artificial para potenciar la capacidad predictiva de los modelos hidráulicos transitorios. El uso de algoritmos de vanguardia, incluyendo enfoques generativos, podría contribuir a la identificación temprana de patrones de riesgo, la optimización automática de setpoints operativos y el desarrollo de sistemas de apoyo a la decisión más robustos, avanzando hacia una gestión integral e inteligente de la integridad de oleoductos.

El presente estudio se centra en escenarios de cierre controlado de válvulas bajo bombeo activo, por ser uno de los eventos operativos más representativos en el sistema analizado. No obstante, otros eventos transitorios relevantes, como paradas súbitas de bombeo, fallas eléctricas o rupturas, no han sido considerados en esta etapa y constituyen líneas de trabajo futuro. Asimismo, el enfoque adoptado se limita al análisis hidráulico, por lo que la integración con análisis estructurales, probabilísticos y de consecuencias permitirá en el futuro avanzar hacia una evaluación integral del riesgo en sistemas de transporte por ductos.

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. Turan, "Numerical simulation of unsteady flow in an oil pipeline under various hydraulic conditions," Ph.D. dissertation, Middle East Technical University, Ankara, Turkey, 2006. [Online]. Available: <https://open.metu.edu.tr/bitstream/handle/11511/16318/index.pdf>.
- [2] G. Govindan and A. Shaharun, "Overpressure protection workflow to address pipeline integrity using multiphase dynamic simulation," in Proc. Offshore Technology Conference Asia (OTC Asia), Kuala Lumpur, Malaysia, Mar. 2016, Paper 26706-MS. doi: 10.4043/26706-MS.
- [3] A. X. L. Zhou, D. Yu, and V. Cabrejo, "Overpressure protections in liquid pipeline hydraulic design," in Proc. 11th Int. Pipeline Conf. (IPC), Calgary, AB, Canada, Sep. 26–30, 2016, vol. 3, Paper V003T04A044. doi: 10.1115/IPC2016-64687.
- [4] J. Zhao, W. Chen, K. Chevil, J. Been, G. Van Boven, S. Keane, and R. Kania, "Effect of pressure sampling methods on pipeline integrity

- analysis,” *J. Pipeline Syst. Eng. Pract.*, vol. 8, no. 4, 2017, Art. no. 04017018. doi: 10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000273.
- [5] Y. Liu and W. Zhou, “Uncertainties in internal pressure of oil transmission pipelines and implications for the reliability analysis,” *J. Pipeline Sci. Eng.*, vol. 2, no. 3, Art. no. 100055, Apr. 2022. doi: 10.1016/j.jpse.2022.100055.
- [6] F. A. Salas Camacho, “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,” Master’s thesis, Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Peru, 2022. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/20.500.12404/23276>
- [7] Inga Aparcana, H. (2019). Estado situacional del ONP y perspectivas para su operación en los próximos 20 años. Informe técnico. PETROPERÚ S.A.
- [8] 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
- [9] A. E. Bazán Rivera, “Selección de brazos de carga para desembarco de crudo en la Estación 1 del Oleoducto Nor Peruano,” Undergraduate thesis, Universidad de Piura, Piura, Peru, 2017. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/11042/2908>
- [10] ASME, *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries (ASME B31.4–2016)*, New York, NY, USA: American Society of Mechanical Engineers, 2016.