

Operational and Economic Optimization of Drag Reducing Agents in Natural Gas Liquids Pipelines Using Hydraulic Modeling and SCADA Integration

Abelardo Contreras, Mg.¹; César Giovanni Arimana Millones.²

^{1,2}Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, acontrerasp@uni.edu.pe, cesar.arimana.m@uni.pe

Abstract– Drag Reducing Agents (DRA) are widely used to increase transportation capacity and reduce energy consumption in Natural Gas Liquids (NGL) pipelines. However, in many systems their application relies on conservative dosing schemes with limited integration into real-time operations, which constrains both technical and economic efficiency. This work develops an integrated approach that combines steady-state hydraulic modeling with SCADA system interaction to optimize DRA dosing under real operating conditions. The methodology is applied to an NGL transportation system comprising multiple pipeline segments, pumping stations, and significant elevation changes, evaluating capacity increase scenarios between 90 and 130 MBPD. The results show that, by adjusting operational margins and optimizing minimum pressures at critical locations, DRA dosing can be reduced by 22% to 66% compared to design-based schemes, while preserving hydraulic integrity and operational constraints. From an economic perspective, the optimized strategy reduces annual DRA expenditure by up to USD 1.2 million at the maximum evaluated capacity, yielding cumulative savings of approximately USD 12.5 million over a 20-year operating horizon. Furthermore, the integration of hydraulic modeling with SCADA enables the implementation of dynamic DRA dosing strategies, enhancing operational efficiency and real-time decision-making. The proposed approach is replicable in other liquid hydrocarbon pipeline systems and provides technical criteria for advanced additive management in pipeline operations

Keywords– Natural Gas Liquids, Drag Reducing Agents, hydraulic modeling, SCADA, operational optimization

Optimización Operativa-Económica de Agentes Reductores de Fricción en ductos de Líquidos de Gas Natural mediante modelamiento hidráulico y SCADA

Abelardo Contreras, Mg.¹; César Giovanni Arimana Millones.²

^{1,2}Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, acontrerasp@uni.edu.pe, cesar.arimana.m@uni.pe

Resumen— Los agentes reductores de fricción (*Drag Reducing Agents, DRA*) son ampliamente utilizados para incrementar la capacidad de transporte y reducir el consumo energético en ductos de Líquidos de Gas Natural (LGN). Sin embargo, en muchos sistemas su aplicación se basa en esquemas de dosificación conservadores y con limitada integración a la operación en tiempo real, lo que restringe su eficiencia técnica y económica. Este trabajo desarrolla un enfoque integrado que combina modelamiento hidráulico estacionario con la interacción del sistema SCADA para optimizar la dosificación de DRA bajo condiciones operativas reales. La metodología se aplica a un sistema de transporte de LGN con múltiples tramos, estaciones de bombeo y variaciones altimétricas significativas, evaluando escenarios de incremento de capacidad entre 90 y 130 MBPD. Los resultados muestran que, mediante el ajuste de márgenes operativos y la optimización de presiones mínimas en puntos críticos, es posible reducir la dosificación de DRA entre 22% y 66% respecto a esquemas de diseño, manteniendo la integridad hidráulica del sistema. Desde el punto de vista económico, la estrategia optimizada permite reducir la inversión anual en DRA hasta en USD 1.2 millones para la condición de máxima capacidad evaluada, con ahorros acumulados del orden de USD 12.5 millones en un horizonte operativo de 20 años. Asimismo, se demuestra que la integración del modelamiento hidráulico con SCADA habilita ajustes dinámicos de la dosificación de DRA, fortaleciendo la eficiencia operativa y la toma de decisiones en tiempo real. El enfoque propuesto es replicable en otros sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos y aporta criterios técnicos para una gestión avanzada de aditivos en ductos

Palabras clave— Líquidos de Gas Natural, DRA, modelamiento hidráulico, SCADA, optimización operativa.

I. INTRODUCCIÓN

Los ductos de transporte de líquidos constituyen infraestructuras esenciales dentro del midstream energético, al permitir el traslado continuo de hidrocarburos desde instalaciones de procesamiento hacia centros de fraccionamiento, almacenamiento y consumo. En este contexto, los Líquidos de Gas Natural (LGN), compuestos principalmente por etano, propano, butanos y condensados, representan un insumo estratégico para la producción de combustibles y productos petroquímicos de alto valor agregado [1]–[3].

A nivel internacional, la producción de LGN ha mostrado un crecimiento sostenido durante la última década, impulsado por el desarrollo del shale gas y la expansión de la

infraestructura de procesamiento. La U.S. Energy Information Administration reporta incrementos significativos de producción entre 2009 y 2021, consolidando a Estados Unidos como uno de los principales productores de LGN [4]. En el Perú, estos productos desempeñan un rol clave en el abastecimiento energético, con una alta dependencia del proyecto Camisea para el suministro de GLP y otros derivados [5].

El transporte de LGN por ductos enfrenta desafíos técnicos asociados a pérdidas por fricción, caída de presión y elevado consumo energético en estaciones de bombeo, especialmente cuando los sistemas operan cercanos a sus límites hidráulicos. El desempeño hidráulico depende del régimen de flujo, la rugosidad interna, el diámetro de la tubería y el perfil altimétrico del trazado, factores que restringen la capacidad efectiva de transporte y elevan los costos operativos [1]–[3]. Frente a este escenario, las alternativas tradicionales de expansión suelen implicar inversiones significativas y largos plazos de ejecución.

La inyección de agentes reductores de fricción (*Drag Reducing Agents, DRA*) se ha consolidado como una alternativa operativa para mejorar el desempeño hidráulico de los ductos, al reducir la turbulencia del flujo y las pérdidas por fricción. Diversos estudios han demostrado que una gestión adecuada del DRA puede resultar económicamente más eficiente que el incremento de potencia instalada o la expansión física del sistema [6]–[8]. No obstante, en la práctica industrial, la dosificación del DRA suele basarse en criterios empíricos o ajustes manuales, sin considerar la variabilidad dinámica del sistema, lo que puede conducir a sobredosificación y pérdidas de eficiencia marginal.

La literatura reciente destaca que la integración del modelamiento hidráulico con datos operativos en tiempo real permite mejorar la toma de decisiones y reducir costos operativos, particularmente cuando se dispone de sistemas SCADA adecuadamente configurados [9], [10]. En este contexto, el presente trabajo desarrolla una metodología basada en simulación hidráulica e integración con SCADA para optimizar la dosificación de DRA en un sistema real de transporte de LGN, evaluando escenarios operativos representativos con el objetivo de cuantificar su impacto hidráulico, energético y económico.

II. MARCO TEÓRICO

A. Transporte de Líquidos de Gas Natural (LGN)

El transporte de líquidos de gas natural (LGN) por ductos constituye una operación crítica en la industria de hidrocarburos, al permitir el traslado continuo de estos productos desde plantas de separación y fraccionamiento hacia centros de consumo, almacenamiento y exportación. Desde el punto de vista hidráulico, la operación de estos sistemas está condicionada por las pérdidas por fricción, la topografía del trazado y las variaciones operativas de caudal y presión. En régimen turbulento, la caída de presión depende principalmente de la velocidad del fluido, el diámetro interno, la rugosidad y la viscosidad, lo que define la potencia requerida en estaciones de bombeo y la capacidad efectiva del ducto [1], [2]. En trazados con perfiles altimétricos complejos pueden presentarse condiciones de *slack line flow* cuando la presión local se aproxima a la presión de saturación del LGN, generando liberación de gas disuelto, inestabilidad hidráulica y reducción de la eficiencia operativa [12]. Por ello, el control de las variables hidráulicas y la supervisión operativa en tiempo real resultan esenciales para garantizar una operación segura y eficiente [1], [13].

B. Agentes Reductores de Fricción (DRA)

Los agentes reductores de fricción (Drag Reducing Agents, DRA) son polímeros de alto peso molecular utilizados para disminuir la pérdida de carga por fricción en ductos que transportan líquidos, mediante la atenuación de la turbulencia del flujo [11], [12]. Su aplicación permite incrementar la capacidad de transporte o reducir el consumo energético de las estaciones de bombeo sin requerir modificaciones en la infraestructura existente, lo que los convierte en una solución ampliamente adoptada en sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos, incluyendo LGN [12], [13]. A nivel hidráulico (Fig. 1), la inyección de DRA reduce el factor de fricción efectivo, desplazando el punto de operación del sistema hacia menores requerimientos de presión o mayores caudales bajo las mismas restricciones operativas [2].

La efectividad del DRA depende de múltiples factores, entre ellos la concentración inyectada, el número de Reynolds, la viscosidad del fluido, la rugosidad interna del ducto y la presencia de equipos que inducen elevados esfuerzos cortantes, como bombas y válvulas [11], [14]. Asimismo, la degradación mecánica y térmica del polímero limita su desempeño a lo largo del sistema, especialmente en ductos extensos o con múltiples estaciones de bombeo [15]. Estas características hacen necesario evaluar la aplicación del DRA mediante un enfoque integrado de modelamiento hidráulico y control operativo, que permita maximizar sus beneficios técnicos y económicos [2], [6]–[16].

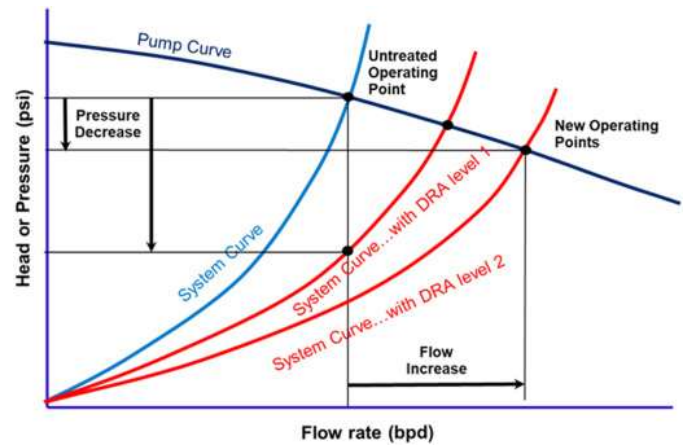


Fig. 1 Esquema general del sistema de transporte de gas natural del caso de estudio. Fuente: Lee et. al (2023)

C. Estado del arte

La literatura internacional confirma que la inyección de DRA es una estrategia efectiva para mejorar el desempeño hidráulico y económico de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos. Nadirov et al. reportaron incrementos de producción del orden del 3% mediante dosificación continua de DRA en sistemas de recolección, apoyándose en la calibración de modelos hidráulicos para optimizar los puntos de inyección [17]. De manera complementaria, Onwuemene et al. demostraron que el uso de simulación hidráulica avanzada permite reducir progresivamente la dependencia del DRA, alcanzando ahorros operativos significativos [10]. En cuanto a la integración operacional, Mecham et al. evidenciaron que la conexión en tiempo real entre sistemas SCADA y modelos hidráulicos mejora la capacidad de respuesta ante variaciones de flujo y habilita el ajuste dinámico de parámetros como la dosificación de DRA [9]. Asimismo, Arensman resaltó la importancia de evaluar el balance económico entre consumo energético y uso de aditivos para definir esquemas óptimos de inyección frente a alternativas de expansión [6].

A nivel regional, estudios desarrollados en Perú, Bolivia y Colombia confirman que una dosificación adecuada de DRA permite incrementar la capacidad de transporte y mejorar la eficiencia energética sin inversiones significativas en estaciones de bombeo [18]–[21]. No obstante, el estado del arte evidencia que la mayoría de los trabajos se basa en esquemas de dosificación estáticos o discretos, identificándose una oportunidad clara para desarrollar enfoques integrados que combinen simulación hidráulica y sistemas SCADA para la optimización dinámica de la inyección de DRA en sistemas de transporte de LGN.

III. METODOLOGÍA

A. Modelamiento hidráulico del poliducto

El modelamiento hidráulico constituye una herramienta fundamental para analizar y predecir el comportamiento del flujo en poliductos de transporte de líquidos de gas natural (LGN), así como para evaluar el impacto operativo y energético de la inyección de Agentes Reductores de Fricción (DRA). Este enfoque permite cuantificar la reducción de pérdidas por fricción, optimizar la dosificación de DRA y analizar escenarios de incremento de caudal bajo restricciones hidráulicas reales, utilizando ecuaciones fundamentales de la mecánica de fluidos y modelos empíricos validados en la industria [1], [2].

Ecuaciones fundamentales de flujo de ductos

El modelamiento hidráulico constituye una herramienta fundamental para analizar y predecir el comportamiento del flujo en poliductos de transporte de líquidos de gas natural (LGN), así como para evaluar el impacto operativo y energético de la inyección de agentes reductores de fricción (DRA). Este enfoque permite cuantificar la reducción de pérdidas por fricción, evaluar incrementos de capacidad bajo restricciones hidráulicas reales y optimizar la dosificación de DRA, utilizando ecuaciones fundamentales de la mecánica de fluidos y modelos empíricos validados en la industria [1], [2].

El flujo de líquidos en ductos se describe a partir de los principios de conservación de masa, cantidad de movimiento y energía, formulados bajo un enfoque unidimensional. Para condiciones de flujo estacionario, el comportamiento hidráulico se representa de forma práctica mediante la ecuación de energía (Bernoulli), incorporando las pérdidas por fricción calculadas mediante la ecuación de Darcy–Weisbach [1], [11]:

$$h_f = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g}$$

donde f es el factor de fricción, L la longitud del ducto, D el diámetro interno, V la velocidad media del fluido y g la aceleración de la gravedad. El factor de fricción se determina en función del número de Reynolds y la rugosidad relativa del ducto mediante la formulación implícita de Colebrook–White [1].

La inyección de DRA modifica el régimen turbulento del flujo, reduciendo el factor de fricción efectivo del sistema. Este efecto se incorpora al modelamiento hidráulico mediante el factor de reducción de fricción (Drag Reduction, DR), definido como:

$$DR = 1 - \frac{f_{DRA}}{f_0}$$

donde f_0 es el factor de fricción sin DRA y f_{DRA} el factor de fricción con DRA [8]. Como consecuencia, la pérdida de carga y la caída de presión del sistema disminuyen

proporcionalmente al nivel de reducción de fricción alcanzado, permitiendo operar a mayores caudales o con menores requerimientos de presión para una misma condición hidráulica de referencia [1].

Para estimar la eficiencia del DRA en función de la concentración inyectada, se emplean modelos empíricos ampliamente utilizados en la industria, entre ellos los modelos de Conoco, Burger y Aesop, así como formulaciones que consideran efectos de viscosidad y degradación del polímero [2], [8]. En particular, el modelo de Conoco relaciona el porcentaje de reducción de fricción con la concentración del DRA (ppm) mediante constantes características del producto.

Bajo el criterio de mantener constante la pérdida de carga del sistema, el incremento de caudal alcanzable con DRA se obtiene imponiendo la igualdad:

$$h_f(Q) = h_f(Q_1, f_{DRA})$$

lo que permite estimar el nuevo caudal $Q_1 > Q$ como función directa de la dosificación de DRA y de los parámetros hidráulicos del poliducto, constituyendo la base para la evaluación técnica y económica desarrollada en este estudio [1], [2].

B. Herramientas de simulación y supuestos del modelo

El modelamiento hidráulico del poliducto se desarrolló utilizando el software Pipeline Studio, herramienta ampliamente empleada en la industria para la simulación de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos en estado estacionario y transitorio. Otras plataformas comerciales como SPS Synergi, PIPESIM, OLGA y Aspen Hydraulics fueron consideradas en la etapa de evaluación metodológica, dado su uso extendido en el análisis de redes de ductos y fenómenos transitorios; sin embargo, Pipeline Studio fue seleccionado por su capacidad nativa para representar la reducción de fricción inducida por la inyección de Agentes Reductores de Fricción (DRA), evaluar variaciones de caudal y presión bajo restricciones operativas realistas, y analizar el desempeño hidráulico y energético de estaciones de bombeo.

La caracterización del modelo se desarrolló considerando un flujo monofásico líquido de líquidos de gas natural (LGN). Las propiedades físicas y termodinámicas del fluido fueron obtenidas a partir de una caracterización composicional detallada y simulaciones en Aspen HYSYS utilizando la ecuación de estado de Peng–Robinson. Bajo condiciones operativas promedio (20 °C y 15 barg), el LGN presenta una densidad aproximada de 609 kg/m³, una viscosidad dinámica de 0.206 cP y una presión de vapor cercana a 3.6 barg, garantizando la operación en fase líquida para todos los escenarios analizados.

El DRA fue representado mediante curvas de desempeño típicas del producto RP™ II, utilizando el modelo empírico de Conoco para relacionar la reducción de fricción con la concentración inyectada (ppm), adoptando constantes iniciales A y B recomendadas por el fabricante. La dosificación de DRA

se optimizó bajo el criterio de mantener constante la pérdida de carga del sistema, permitiendo el incremento de caudal sin exceder los límites operativos de presión.

El sistema de transporte modelado corresponde a un poliducto de LGN de aproximadamente 294 km (Fig. 2), dividido en tres tramos con dos estaciones de bombeo, una estación de regulación y una planta de fraccionamiento, con diámetros de 14" y 10", rugosidades internas de 0.10 mm y 0.02 mm, respectivamente, y perfiles altimétricos variables que alcanzan elevaciones superiores a 3,000 msnm (Tabla I).

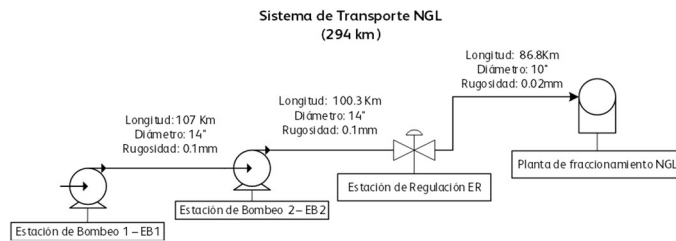


Fig. 2 Sistema de transporte de LGN (caso de estudio).
Fuente: Elaboración Propia

TABLA I
CARACTERIZACIÓN DE LA TUBERÍA

Parámetro	10"	14" (#900)	14" (#1500)
Presión de diseño (P) bar	150	150	250
Tensión mínima (S) psi	70000	70000	70000
Espesor (t) in	0.232	0.302	0.503
Factor de seguridad (F)	0.72	0.72	0.72
Factor de junta (E)	1	1	1
Diámetro exterior (D) in	10.75	14	14
Espesor seleccionado (t)	0.25	0.312	0.562
Presión de diseño real (P)	161.7	154.9	279.1
Esbeltez (< 50)	43.0	44.9	24.9
Diámetro interior (Di)	10.25	13.376	12.876
Rugosidad (ϵ) mm	0.02	0.10	0.10
Longitud total (Km)	86.8	207.3	207.3

Las presiones máximas de operación fueron definidas a partir de los sets de alta presión de descarga (PAHH) de las estaciones de bombeo, incorporando márgenes de seguridad frente a eventos transitorios, mientras que la presión mínima se fijó en 7 barg para asegurar holgura suficiente sobre la presión de vapor del fluido. Adicionalmente, se consideró una temperatura máxima de operación de 45 °C y parámetros de transferencia de calor y expansión térmica consistentes con el diseño del ducto conforme a ASME B31.4 (Tabla II).

TABLA II
CONDICIONES DE BORDE: PRESIONES Y TERMICAS

MBPD	EB1-PAHH	EB1-P. Op.	EB2-PAHH	EB2-P. Op.	Configuración de bombas
0 - 85	125.5	122.5	121.5	118.5	3+1
85 - 100	122.5	119.5	119	116	3+1
100 - 110	121	118.0	118	115	4+0
110 - 120	119.5	116.5	117.5	114.5	4+0
120 - 130	118	115.0	117	114	4+0

Parámetro	Valor	Unidades
Mín. presión operativa (Pvapor + 3 Barg)	7	Barg
Temp. Máx operativa	45	°C
Coefficiente de transf. calor	1.1352	W/m2.K
Temp. Ambiente	25	°C
Pipeline thermal expansion	1.8E-05	1/Deg C

C. Integración de SCADA con el Modelado Hidráulico

La integración de los sistemas SCADA con el modelado hidráulico permite implementar estrategias de inyección optimizada de DRA en tiempo casi real, utilizando variables operativas como caudal, presión, temperatura y pérdidas de carga para ajustar dinámicamente la dosificación del aditivo. Esta interacción facilita la reducción de costos operativos, al evitar la sobreinyección de DRA, y contribuye a la optimización de la eficiencia energética del sistema mediante la disminución del esfuerzo requerido en las estaciones de bombeo. Asimismo, el monitoreo continuo habilita la detección temprana de anomalías operativas y la validación de estrategias de control basadas en modelos predictivos, mejorando la confiabilidad, seguridad y desempeño global del sistema de transporte. La integración propuesta se basa en un esquema de control supervisado, en el cual el modelo hidráulico actúa como herramienta de cálculo para determinar la dosificación óptima de DRA en función de las condiciones operativas. Las variables monitoreadas incluyen caudal, presión en succión y descarga de estaciones, temperatura y configuración de bombeo, mientras que la variable manipulada corresponde a la tasa de inyección de DRA mediante bombas dosificadoras controladas por variadores de frecuencia.

El ajuste de la dosificación se plantea mediante una lógica de control basada en reglas, en la cual la concentración de DRA se actualiza en función de desviaciones respecto a condiciones objetivo definidas por el modelo, tales como presión mínima en puntos críticos o pérdidas de carga. Este enfoque permite una implementación progresiva sin requerir un modelo dinámico completo, constituyendo una base práctica para su integración en sistemas SCADA industriales.

D. Definición de escenarios de simulación

Los escenarios de simulación se definieron para evaluar de manera progresiva el impacto técnico y operativo de la inyección de agentes reductores de fricción (DRA) sobre el desempeño hidráulico del poliducto, considerando incrementos de capacidad y criterios de optimización.

- Escenario base (Caso 0 – sin DRA):
 - ✓ Representa la condición actual del sistema, con una capacidad de transporte de 75 MBPD en los tres tramos.
 - ✓ Establece la línea base hidráulica en términos de perfiles de presión y potencia requerida, utilizada como referencia para los análisis posteriores.
- Escenarios con DRA – diseño:
 - ✓ Evaluación de capacidades objetivo de 90, 100, 120 y 130 MBPD.
 - ✓ Aplicación del modelo empírico de Conoco y de la curva de desempeño del DRA RPTTM II.
 - ✓ Las simulaciones se realizaron manteniendo constantes las presiones finales y respetando las restricciones operativas del sistema.
- Escenarios con DRA – optimización:
 - ✓ Ajuste de márgenes operativos disponibles (presiones mínimas en puntos críticos y presiones de llegada).
 - ✓ Reducción conservadora de presiones sin comprometer la integridad operativa.
 - ✓ Obtención de menores concentraciones de DRA para las mismas capacidades de transporte.

Estos escenarios permiten cuantificar el impacto del DRA en la capacidad, el perfil hidráulico y la potencia requerida, y constituyen la base para el análisis económico del uso optimizado de DRA, así como para su integración con sistemas SCADA y estrategias de control hidráulico en tiempo real.

IV. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir del modelamiento hidráulico del sistema de transporte de Líquidos de Gas Natural (LGN), considerando tanto la condición base sin inyección de agentes reductores de fricción (DRA) como los escenarios con inyección y optimización del aditivo. Los resultados permiten cuantificar el impacto hidráulico, energético y operativo asociado al uso de DRA, sirviendo además como base para el análisis económico posterior.

A. Condición Base (sin DRA)

La condición base corresponde al escenario operativo del sistema de transporte de Líquidos de Gas Natural (LGN) sin inyección de agentes reductores de fricción (DRA), y establece la referencia hidráulica para evaluar los beneficios técnicos y

económicos de los escenarios posteriores. Bajo esta condición, la capacidad máxima sostenible del sistema es de 75 MBPD, cumpliendo las restricciones de presión mínima, máxima y potencia instalada en las estaciones de bombeo (Tabla III).

En el tramo EB1–EB2 (14", 107 km), el transporte de 75 MBPD requiere una presión de descarga en EB1 de 122 barg, manteniendo 15 barg en el punto topográfico más alto y 24 barg en EB2, con una potencia hidráulica de 1 887 kW.

Para el tramo EB2–ER (14", 100.3 km), la operación demanda 118 barg a la salida de EB2 para asegurar 14 barg en la estación de regulación, con una potencia requerida de 1 761 kW, evidenciando una operación condicionada por las pérdidas por fricción y la topografía.

En el tramo ER–PF (10", 86.8 km), la condición base se caracteriza por una presión regulada de 7 barg y una presión de llegada de 50 barg en la planta de fraccionamiento, dominada por el efecto de la energía potencial del perfil descendente, sin restricciones hidráulicas adicionales. Estos resultados confirman una operación estable a 75 MBPD, pero con márgenes limitados para incrementos de caudal, por lo cual se evaluará el incremento de capacidad mediante inyección de DRA.

TABLA III
RESUMEN DE RESULTADOS CONDICIÓN BASE 75MBPD

Sección	Caso	DRA (ppm)	%DR	Presión EB1 (Barg)	Presión EB2 (Barg)	Presión en punto más alto (Barg)	Potencia Requerida (kW)	Capacidad (MBPD)
EB1 - EB2 (14" - 107 km)	0	0	0.0%	122	24	15	1887	75

Sección	Caso	DRA (ppm)	%DR	Presión EB1 (Barg)	Presión EB2 (Barg)	Potencia Requerida (kW)	Capacidad (MBPD)
EB2 - ER (14" - 100.3 km)	0	0	0.0%	118	14	1761	75

Sección	Caso	DRA (ppm)	%DR	Presión ER (Barg)	Presión PF (Barg)	Capacidad (MBPD)
ER - PF (10" - 86.8 km)	0	0	0.0%	7	50	75

B. Incremento de capacidad mediante inyección de DRA

A partir de la línea base definida, se evaluó el incremento de capacidad del sistema mediante la inyección de agentes reductores de fricción (DRA), manteniendo como criterio principal el cumplimiento de las restricciones operativas de presión mínima y máxima en cada tramo del poliducto. Para ello, se realizaron simulaciones hidráulicas incrementales considerando capacidades objetivo de 90, 100, 120 y 130 MBPD, ajustando la dosificación de DRA de acuerdo con el

modelo empírico seleccionado y las curvas de desempeño del producto (Tabla IV).

En el tramo EB1–EB2 (14”, 107 km), la inyección de DRA permitió incrementar progresivamente la capacidad desde 75 hasta 130 MBPD, con concentraciones de DRA que varían aproximadamente entre 3.1 ppm y 14.2 ppm, alcanzando reducciones de fricción de hasta 74%. Bajo estas condiciones, fue posible mantener la presión mínima en el punto topográfico más alto y la presión de llegada a EB2 dentro de los límites operativos establecidos, aunque a costa de un aumento en la potencia requerida en la estación EB1.

De manera similar, en el tramo EB2–ER (14”, 100.3 km), la inyección de DRA permitió sostener capacidades de hasta 130 MBPD, con dosificaciones del orden de 2.5 a 13 ppm y reducciones de fricción cercanas al 72%. Los resultados muestran que la presión de descarga en EB2 puede mantenerse dentro de los márgenes permitidos, validando la efectividad del DRA para compensar las pérdidas por fricción asociadas al incremento de caudal y al perfil altimétrico del tramo.

En el tramo ER–PF (10”, 86.8 km), caracterizado por un perfil predominantemente descendente, el incremento de capacidad se logra con menores requerimientos de DRA, con concentraciones entre 1.9 y 9.1 ppm para alcanzar caudales de hasta 130 MBPD. En este caso, la presión regulada en ER y la presión de llegada a la planta de fraccionamiento se mantienen constantes, evidenciando que la reducción de fricción impacta principalmente en la capacidad de transporte sin introducir restricciones adicionales de presión.

TABLA IV
 RESUMEN DE RESULTADOS INCREMENTO DE CAPACIDAD CON DRA HASTA 130MBPD

Sección	Caso	DRA (ppm)	%DR	Presión EB1 (Barg)	Presión EB2 (Barg)	Presión en punto más alto (Barg)	Potencia Requerida (kW)	Capacidad (MBPD)
EB1 - EB2 (14" - 107 km)	0	0	0.0%	122	24	15	1887	75
	1	3.1	40.7%	119	24	15	2163	90
	2	5	52.1%	118	24	15	2394	100
	3	10.5	68.5%	117	24	15	2840	120
	4	14.2	74.1%	116	24	15	3048	130
EB2 - ER (14" - 100.3 km)	0	0	0.0%	118	14	1761	75	
	1	2.5	35.7%	116	14	2055	90	
	2	4.8	51.1%	115	14	2268	100	
	3	9.8	67.2%	114	14	2676	120	
	4	13	72.5%	114	14	2884	130	

Sección	Caso	DRA (ppm)	%DR	Presión ER (Barg)	Presión PF (Barg)	Capacidad (MBPD)
ER - PF (10" - 86.8 km)	0	0	0.0%	7	50	75
	1	1.9	29.8%	7	50	90
	2	3.4	42.8%	7	50	100
	3	7	59.9%	7	50	120
	4	9.1	65.6%	7	50	130

En conjunto, los resultados demuestran que la inyección de DRA permite incrementar significativamente la capacidad del sistema, superando en más del 70% la capacidad base sin modificaciones en la infraestructura existente. No obstante, este incremento se logra inicialmente con un uso intensivo de DRA, lo que resalta la necesidad de una etapa posterior de optimización de la dosificación, orientada a reducir el consumo del aditivo aprovechando los márgenes hidráulicos disponibles.

C. Optimización de la dosificación de DRA

Una vez evaluado el incremento de capacidad mediante la inyección de DRA bajo criterios conservadores de presión, se procedió a optimizar la dosificación del aditivo con el objetivo de reducir el consumo de DRA manteniendo las condiciones operativas seguras del sistema (Tabla V).

TABLA V
 RESUMEN DE RESULTADOS OPTIMIZADOS INCREMENTO DE CAPACIDAD CON DRA HASTA 130MBPD

Sección	Caso	DRA (ppm)	%DR	Presión EB1 (Barg)	Presión EB2 (Barg)	Presión en punto más alto (Barg)	Potencia Requerida (kW)	Capacidad (MBPD)
EB1 - EB2 (14" - 107 km)	0	0	0.0%	122	24	15	1887	75
	1	1.3	22.6%	119	19	10	2151	90
	2	3	39.9%	118	18.5	10	2379	100
	3	6.6	58.6%	117	18.5	10	2844	120
	4	9.2	65.9%	116	18.5	10	3044	130
EB2 - ER (14" - 100.3 km)	0	0	0.0%	118	14	1761	75	
	1	1.4	23.9%	116	10	2172	90	
	2	3.2	41.4%	115	10	1803	100	
	3	7.2	60.6%	114	10	2832	120	
	4	9.4	66.3%	114	10	3064	130	

Sección	Caso	DRA (ppm)	%DR	Presión ER (Barg)	Presión PF (Barg)	Capacidad (MBPD)
ER - PF (10" - 86.8 km)	0	0	0.0%	7	50	75
	1	0.9	16.9%	7	35	90
	2	2.2	32.9%	7	35	100
	3	5.1	52.6%	7	35	120
	4	6.9	59.6%	7	35	130

La optimización se basó en el aprovechamiento de los márgenes hidráulicos disponibles en cada tramo, particularmente en los puntos críticos de presión mínima, sin comprometer la integridad del ducto ni las restricciones establecidas por el diseño y la operación.

En el tramo EB1–EB2, la optimización consistió en reducir la presión mínima en el punto topográfico más alto desde 15 barg hasta 10 barg, valor que se mantiene por encima de la presión mínima operativa definida. Esta flexibilización permitió disminuir de forma significativa la dosificación requerida de DRA para todos los caudales analizados. Como resultado, las concentraciones optimizadas se reducen aproximadamente entre un 35% y 45% respecto al caso de diseño, alcanzando valores entre 1.3 ppm y 9.2 ppm para capacidades de hasta 130 MBPD, con reducciones de fricción de hasta 66%.

De manera análoga, en el tramo EB2–ER, la optimización se realizó ajustando la presión mínima en el punto crítico asociado a la máxima elevación del perfil, estableciendo un límite conservador de 10 barg. Bajo este criterio, fue posible reducir la dosificación de DRA respecto al escenario inicial, obteniéndose concentraciones optimizadas en el rango de 1.4 a 9.4 ppm para capacidades de hasta 130 MBPD, manteniendo reducciones de fricción del orden de 24% a 66% y cumpliendo las restricciones de presión en la estación de regulación.

En el tramo ER–PF, la optimización se enfocó en la presión de llegada a la planta de fraccionamiento. El análisis demostró que esta presión podía reducirse de 50 barg a 35 barg sin afectar la operación del sistema de regulación ni las condiciones de proceso aguas abajo. Esta reducción permitió disminuir aún más la dosificación de DRA, alcanzando valores optimizados entre 0.9 ppm y 6.9 ppm para los caudales evaluados, con reducciones de fricción de hasta 60%.

Estos resultados evidencian que la optimización de la dosificación de DRA permite mantener los niveles de capacidad incremental alcanzados, asegurando el cumplimiento de las restricciones operativas mínimas de presión, con reducciones significativas en el consumo del aditivo respecto a los escenarios de diseño. La disminución de la dosificación, acompañada de reducciones de fricción del orden del 60%, se traduce en una mejora directa de la eficiencia hidráulica del sistema y en una reducción sustancial de los costos operativos asociados al uso de DRA.

La Tabla VI presenta una comparación global entre las dosificaciones de DRA obtenidas bajo el enfoque de diseño y aquellas resultantes del proceso de optimización, para los distintos niveles de capacidad evaluados y por estación de inyección. Con base en esta comparación, a continuación, se presenta el análisis del impacto económico de la optimización de la dosificación de DRA, evaluando los ahorros asociados a la reducción del consumo del aditivo y su efecto sobre la operación global del sistema de transporte.

TABLA VI
COMPÁRATIVA DE DOSIFICACIÓN DE DISEÑO Y OPTIMIZADA

Dosificación de diseño (ppm)			
Caudal de Transporte (MBPD)	EB1	EB2	ER
75	0	0	0
90	3.1	2.5	1.9
100	5	4.8	3.4
120	10.5	9.8	7
130	14.2	13	9.1
Dosificación optimizada (ppm)			
Caudal de Transporte (MBPD)	EB1	EB2	ER
75	0	0	0
90	1.3	1.4	0.9
100	3	3.2	2.2
120	6.6	7.2	5.1
130	9.2	9.4	6.9

D. Impacto económico de la optimización

La optimización de la dosificación de agentes reductores de fricción (DRA), obtenida a partir del ajuste de márgenes hidráulicos y restricciones operativas del sistema, tiene un impacto económico directo y significativo sobre los costos de operación del ducto. Los volúmenes mensuales de DRA requeridos para cada escenario operativo fueron previamente estimados a partir del modelamiento hidráulico, alcanzando, por ejemplo, valores del orden de 23 700 L/mes para la condición de 130 MBPD bajo criterios de diseño, los cuales se reducen a aproximadamente 16 600 L/mes al aplicar la estrategia de dosificación optimizada.

Para la estimación económica, dichos volúmenes fueron convertidos a unidades comerciales considerando que 1 IBC contiene 985 L de DRA, aplicando un factor de merma operacional de 0.95, y un costo unitario referencial de USD 14 000 por IBC, valores consistentes con prácticas habituales de suministro industrial. A partir de esta conversión se determinó

el requerimiento mensual y anual de DRA, así como la inversión económica asociada para cada nivel de caudal analizado.

Los resultados consolidados se presentan en la Tabla VII, donde se evidencia que, para la condición de 130 MBPD, la inversión anual en DRA bajo criterios de diseño asciende a aproximadamente 4.04 MM\$/año, mientras que bajo la dosificación optimizada se reduce a cerca de 2.84 MM\$/año, lo que representa un ahorro anual del orden de 1.2 MM\$.

Tendencias similares se observan para los escenarios de 90, 100 y 120 MBPD, confirmando que el beneficio económico de la optimización se incrementa progresivamente con el caudal transportado. Este comportamiento pone de manifiesto que la estrategia de optimización no solo reduce el consumo de aditivo, sino que mejora la eficiencia económica global del sistema.

TABLA VII
INVERSIÓN ANUAL EN DRA – CONDICIONES DE DISEÑO Y OPTIMIZADAS

Inversión DRA - Diseño			
Caudal de Transporte (MBPD)	TOTAL (IBC/mes)	TOTAL (\$/mes)	TOTAL (MM\$/año)
75	0	\$0.00	\$0.00
90	3	\$48,166.22	\$0.58
100	7	\$94,191.72	\$1.13
120	17	\$233,766.73	\$2.81
130	24	\$336,735.41	\$4.04
Inversión DRA - Optimizada			
Caudal de Transporte (MBPD)	TOTAL (IBC/mes)	TOTAL (\$/mes)	TOTAL (MM\$/año)
75	0	\$0.00	\$0.00
90	2	\$23,119.79	\$0.28
100	4	\$59,940.19	\$0.72
120	12	\$161,838.51	\$1.94
130	17	\$236,549.67	\$2.84

El ahorro económico anual generado por la optimización de la dosificación de DRA se resume en la Tabla VIII. Para caudales de 90, 100, 120 y 130 MBPD, los ahorros anuales estimados alcanzan aproximadamente 0.30, 0.41, 0.86 y 1.20 MM\$/año, respectivamente. Estos valores confirman que la optimización hidráulica no solo permite incrementar la capacidad de transporte dentro de los límites operativos del sistema, sino que además mejora de manera sustancial la eficiencia económica de la operación.

TABLA VIII
AHORRO ANUAL GENERADO POR LA OPTIMIZACIÓN DE DRA

Caudal de Transporte (MBPD)	Ahorro anual por optimización (MM\$/año)
75	\$0.00
90	\$0.30
100	\$0.41
120	\$0.86
130	\$1.20

La Fig. 3 ilustra comparativamente la inversión anual en DRA bajo condiciones de diseño y optimizadas, mostrando de forma clara la brecha creciente entre ambos enfoques a medida que aumenta el caudal transportado.

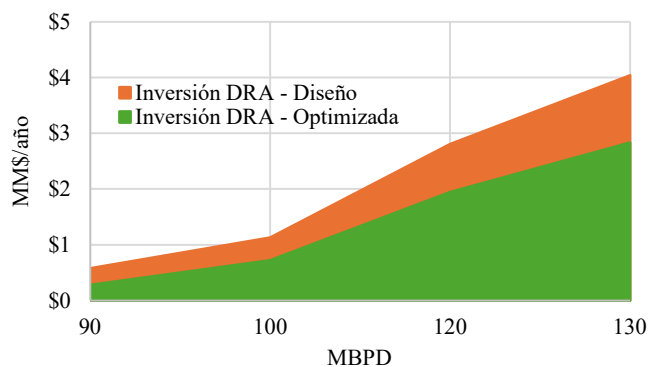


Fig. 3 Comparativa de inversión en DRA (Diseño vs. Optimizada). Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, la Fig. 4 presenta una proyección del transporte de LGN y el ahorro anual asociado a lo largo del horizonte de análisis, destacando el potencial acumulado de la optimización como herramienta de soporte a la toma de decisiones operativas y estratégicas.

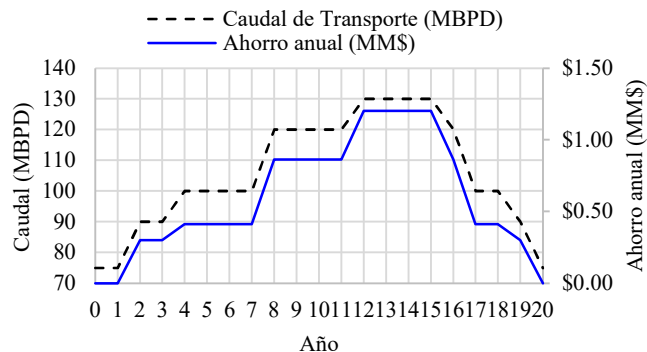


Fig. 4 Evolución del transporte de NGL y ahorro anual proyectado. Fuente: Elaboración Propia

En conjunto, estos resultados demuestran que la integración del modelado hidráulico con criterios de optimización operativa y su potencial implementación mediante sistemas SCADA constituye una estrategia técnica y económicamente robusta para maximizar la capacidad del sistema de transporte de LGN, reducir costos recurrentes y mejorar la sostenibilidad operativa del ducto. Desde una perspectiva operativa, los resultados obtenidos permiten inferir el comportamiento esperado del sistema ante variaciones de caudal. Por ejemplo, ante un incremento progresivo del caudal, el modelo indica la necesidad de aumentar la dosificación de DRA para mantener las restricciones de presión en puntos críticos. De manera inversa, ante reducciones de caudal, es posible disminuir la dosificación sin comprometer la integridad del sistema. Este comportamiento evidencia el potencial de implementar esquemas de ajuste dinámico de DRA basados en condiciones operativas variables. Asimismo, dicho comportamiento es consistente con la relación no lineal entre caudal y pérdidas por fricción, lo que refuerza la necesidad de estrategias de control adaptativo en la dosificación del DRA.

E. Implicancias Operativas e integración con SCADA

La optimización de la dosificación del agente reductor de fricción (DRA), obtenida a partir del modelado hidráulico, adquiere pleno valor operativo cuando se integra al sistema SCADA del ducto, permitiendo su aplicación de forma automatizada y en tiempo real. Esta integración habilita una gestión dinámica de la inyección de DRA, alineada con las condiciones hidráulicas reales del sistema y con los márgenes operativos definidos durante la simulación.

Desde el punto de vista operativo, la integración SCADA–modelo hidráulico permite ajustar continuamente la dosificación de DRA en función de variables críticas como caudal, presión y configuración de bombeo, evitando tanto la sobreinyección como la subdosificación del aditivo. Este enfoque reduce la dependencia de criterios estáticos de operación y mejora la robustez del sistema frente a variaciones de demanda, cambios en las propiedades del fluido o degradación del polímero, contribuyendo a una operación más eficiente y predecible.

La infraestructura típica para esta integración comprende sistemas de almacenamiento dedicados, skids de inyección con bombas de desplazamiento positivo controladas por variadores de frecuencia, y una instrumentación asociada que incluye transmisores de presión, caudal, nivel y temperatura. Estos elementos permiten una medición precisa del DRA inyectado y su control automático mediante PLCs integrados al SCADA, utilizando protocolos industriales de comunicación confiables.

La implementación de algoritmos de control dinámico en el PLC, basados en esquemas de control adaptativo (por ejemplo, PID ajustable), permite modificar en tiempo real la tasa de inyección del DRA para mantener las condiciones hidráulicas objetivo definidas por el modelo. De este modo, el SCADA actúa no solo como un sistema de supervisión, sino

como una plataforma de ejecución operativa de estrategias de optimización previamente validadas mediante simulación.

Adicionalmente, la correcta visualización y gestión operativa del sistema integrado se apoya en prácticas recomendadas de la industria, como las establecidas en API RP 1165 para diseño de interfaces y API RP 1175 para gestión de alarmas. Estas prácticas aseguran una presentación clara de variables críticas —presiones, caudales, concentraciones de DRA y estados de equipos— y una administración efectiva de alarmas, fortaleciendo la seguridad y confiabilidad operacional.

Finalmente, la integración SCADA–DRA–modelo hidráulico facilita la implementación de indicadores clave de desempeño (KPI), tales como consumo específico de DRA, porcentaje de reducción de fricción, estabilidad de la dosificación y ahorro económico generado. El seguimiento continuo de estos indicadores permite evaluar el desempeño del sistema, retroalimentar los modelos hidráulicos y consolidar un esquema de mejora continua orientado a maximizar la eficiencia energética y económica del transporte de LGN.

F. Discusión de resultados

Los resultados obtenidos son consistentes con estudios internacionales y regionales sobre la optimización del uso de agentes reductores de fricción (DRA) en sistemas de transporte por ductos. Nadirov et al. (2023) demostraron que una dosificación estratégica de DRA permite reducir la caída de presión y generar incrementos de producción con beneficios económicos medibles, mientras que Onwueme et al. (2018) evidenciaron que el modelamiento hidráulico avanzado permite minimizar progresivamente el consumo de DRA y alcanzar ahorros operativos significativos. Desde una perspectiva técnico-económica, Arensman (2019) resaltó que la rentabilidad del DRA depende del balance entre inversión en aditivos y beneficios hidráulicos, considerando variables como viscosidad, espaciamiento entre estaciones y restricciones de presión, criterio que se refleja directamente en este estudio mediante el ajuste fino de márgenes operativos locales sin comprometer la seguridad del sistema.

A nivel regional, los antecedentes desarrollados en Perú (Rodas Alarcón, 2015), Bolivia (Cuba Cortez, 2023) y Colombia (González, 2021; Borrero García, 2014) confirman que una dosificación adecuada de DRA mejora la eficiencia energética y reduce costos operativos en sistemas de transporte de hidrocarburos. Si bien los niveles de reducción de fricción alcanzados en este trabajo son superiores a varios de estos estudios, los resultados refuerzan la validez del enfoque técnico-económico adoptado. Finalmente, en lo referido a la integración SCADA–modelado hidráulico, los resultados evidencian su potencial para habilitar esquemas de ajuste dinámico de la dosificación de DRA en función de condiciones operativas variables. No obstante, dicha integración se plantea en este estudio a nivel conceptual, constituyendo una base para desarrollos futuros orientados a su implementación y validación en entornos operativos reales.

V. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

La integración del modelamiento hidráulico avanzado con el sistema SCADA permitió determinar de manera precisa la dosificación óptima del agente reductor de fricción (DRA) bajo condiciones operativas reales. Como resultado, se logró una reducción significativa del consumo de DRA, con disminuciones entre 22% y 66% en términos de ppm respecto al diseño inicial, manteniendo en todo momento las restricciones hidráulicas y de integridad del sistema.

Desde el punto de vista económico, la optimización de la dosificación generó ahorros anuales relevantes, que varían desde aproximadamente USD 0.3 millones para 90 MBPD hasta USD 1.2 millones para la condición de máxima capacidad evaluada (130 MBPD). Para un horizonte operativo de 20 años, el ahorro acumulado proyectado alcanza aproximadamente USD 12.5 millones, evidenciando la rentabilidad y sostenibilidad de la estrategia propuesta frente a esquemas de dosificación no optimizados.

El ajuste dinámico de presiones operativas y márgenes críticos, especialmente en zonas de alta altimetría, demostró que es técnica y operativamente viable reducir presiones mínimas de diseño manteniendo márgenes adecuados de seguridad. Esta estrategia permitió mejorar la eficiencia hidráulica del sistema, reducir el consumo de DRA y optimizar el uso de energía sin afectar la confiabilidad operativa.

La infraestructura evaluada, que incluye skids automatizados de inyección, tanques dedicados e instrumentación de alta precisión, resultó clave para la implementación efectiva de las estrategias de dosificación optimizada en un entorno operacional real. Asimismo, se concluye que la integración del modelamiento hidráulico con sistemas SCADA representa una alternativa viable para trasladar los resultados de optimización hacia la operación en tiempo casi real. No obstante, su implementación requiere el desarrollo de esquemas de control específicos y su validación en entorno operativo, por lo que se plantea como una línea futura con alto potencial para mejorar la eficiencia del sistema.

Como trabajo futuro, se recomienda evaluar la incorporación de técnicas de Machine Learning e Inteligencia Artificial para potenciar la optimización automática de la dosificación del DRA, así como realizar estudios experimentales adicionales que permitan reforzar la calibración del modelo hidráulico bajo escenarios operativos de largo plazo. Adicionalmente, se propone explorar formulaciones específicas de DRA para líquidos de gas natural y desarrollar estrategias de mantenimiento predictivo basadas en análisis avanzado de datos SCADA, con el fin de incrementar la eficiencia, resiliencia y sostenibilidad del sistema de transporte.

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, *Liquid Pipeline Hydraulics*, 2nd ed., CRC Press, 2013.
- [2] M. Mohitpour, H. Golshan, and A. Murray, *Hydrocarbon Liquid Transmission Pipeline and Storage Systems*, ASME Press, 2012.
- [3] ASME B31.4, *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries*, 2019.
- [4] U.S. Energy Information Administration (EIA), *U.S. Natural Gas Plant Liquids, Reserves-Based Production*, 2024.
- [5] Osinergmin, *Boletín estadístico de gas natural: Trimestre 2024-III*, 2024.
- [6] D. Arensman, "Understanding economic optimization of DRA in crude pipelines," *PSIG Annual Meeting*, 2019.
- [7] M. Goodreau and S. Yadav, "Power or DRA – What is the Optimum?" *PSIG*, 2010.
- [8] W. Zeng, X. Min, and S. Qiu, "A comprehensive model for predicting efficiency of DRA in liquid pipelines," *PSIG Annual Meeting*, 2018.
- [9] T. Mecham, B. Wilkerson, and B. Templeton, "Full integration of SCADA, field control systems and high-speed hydraulic models," *Int. Pipeline Conf.*, 2000.
- [10] O. C. Onwuemene et al., "Reduction of operating cost through pipeline flow network optimization," *SPE Nigeria Annual Int. Conf.*, 2018.
- [11] M. Mohitpour, H. Golshan, and A. Murray, *Pipeline Design & Construction: A Practical Approach*, 3rd ed., ASME Press, 2007.
- [12] K. Arnold and M. Stewart, *Surface Production Operations: Design of Oil-Handling Systems and Facilities*, 3rd ed., Gulf Professional Publishing, 2008.
- [13] S. Mokhtab, W. A. Poe, and J. G. Speight, *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*, 2nd ed., Gulf Professional Publishing, 2012.
- [14] M. Stewart and K. Arnold, *Surface Production Operations, Volume III: Facility Piping and Pipeline Systems*, Elsevier, 2016, pp. 145–158.
- [15] F. DSouas and A. S. E. Meddour, "Drag reduction in single-phase crude oil flow: A mini-review," *J. Pipeline Sci. Eng.*, vol. 2, no. 4, 2022.
- [16] J. H. Lara, C. N. Reyes, G. C. Espejo, and J. G. Claros, "Alternative uses of drag reducer agents," *Rio Pipeline Conf. & Exhibition*, 2017.
- [17] M. Nadirov, B. Moldabekov, A. Benthier, D. Kurimov, S. Subramanian, B. Zhumagulov y C. Bopiyev, "Application of Drag Reducing Agent (DRA) in Tengiz Field Gathering System to Reduce Frictional Pressure Drop in the Pipelines and Increase Production: Best Practices and Challenges," *SPE Caspian Technical Conference and Exhibition*, 2023, doi: 10.2118/217625-MS.
- [18] J. Rodas Alarcón, *Optimización energética en la ampliación de capacidad de un sistema de transporte de líquidos de gas natural*, Tesis de Maestría, Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú, 2015.
- [19] L. F. Cuba Cortez, *Selección de un agente reductor de fricción para el incremento del caudal de combustibles líquidos a través del poliducto Sucre-Potosí*, Tesis de Grado, Univ. Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, Bolivia, 2023.
- [20] M. X. Borrero García, *Uso de agentes reductores de arrastre (Drag Reduction Agents) para facilitar el bombeo de crudos pesados, con énfasis en sustancias surfactantes*, Tesis de Grado, Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia, 2014.
- [21] J. A. González, *Optimización del desempeño energético para el transporte de hidrocarburos en el Oleoducto de los Llanos Orientales mediante la utilización de agentes reductores de fricción*, Trabajo de Grado, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2021.