

Optimización de la configuración de bombeo mediante la implementación del algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) en MATLAB para maximizar la eficiencia de los equipos usando como caso de estudio el Oleoducto Río Ceibas-Tello

Hugo Fernando Gómez Salazar

Laura Sofia Monroy Morales

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Mecánico

Director

William Pinto Hernández

Ph.D. Ingeniería Mecánica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Ingeniería Mecánica

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

Dedico este logro a mis padres, mi hermana y mis seres queridos, quienes han sido mi mayor
inspiración y ejemplo de vida.

A ellos quienes me han brindado su apoyo incondicional, su cariño y su confianza en cada paso
de este recorrido que ha tenido muchas altas y bajas.

Gracias por acompañarme en esta travesía que hoy culmina con orgullo y gratitud

Hugo Gómez

Dedicado a quienes han sido parte de esta chocoaventura.

A mi familia: a mi madre, mi primer y más grande apoyo; a mis abuelos, faros de luz en mi vida,
y a la negrita, Luna, por su infinita alegría.

A mis amigos, los que hoy caminan a mi lado y los que, aunque ya no estén, dejaron una huella
imborrable. Cada uno fue un maestro en mi viaje.

Y finalmente, a la niña que alguna vez soñó con ser ingeniera. A ella le entrego cada noche de
desvelo y cada esfuerzo, con la certeza de haber cumplido nuestra promesa.

Este logro es nuestro.

Laura Monroy

Agradecimientos

En primer lugar, agradecemos a Dios por habernos brindado la sabiduría para aprender y la fortaleza para continuar, siendo siempre la luz que guio nuestro camino.

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a nuestras familias, por ser el soporte fundamental a lo largo de este proceso académico y personal. Su amor, comprensión y apoyo incondicional fueron el motor que nos impulsó a seguir adelante, incluso en los momentos de mayor dificultad.

Agradecemos a nuestros amigos, quienes compartieron con nosotros los desafíos y también las alegrías que nos acompañaron durante toda la carrera.

A nuestros docentes, por su compromiso, paciencia y por transmitirnos no solo conocimientos técnicos, sino también valores y pasión por nuestra carrera.

Finalmente, agradecemos a todas las personas que, de una u otra forma, contribuyeron a la materialización de este proyecto y al logro de una de las metas más importantes de nuestras vidas.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Planteamiento del problema.....	14
2. Justificación	16
3. Objetivos	18
3.1 Objetivo General	18
3.2 Objetivos Específicos.....	18
4. Marco teórico	19
4.1 Transporte de hidrocarburos por oleoducto	19
4.2 Sistemas de bombeo en oleoductos.....	21
4.2.1 Fundamentos hidráulicos aplicados	24
4.3 Formulación matemática del sistema de bombeo	27
4.4 Estrategias de optimización	29
5. Metodología	32
5.1 Recolección y análisis de datos del oleoducto.....	32
5.2 Desarrollo del modelo de sombra digital	35
5.3 Implementación del algoritmo PSO.....	36
5.4 Estrategia de simulación y exploración de escenarios	37
6. Modelo digital del sistema de bombeo	38
6.1 Parámetros físicos y operativos del oleoducto.....	38
6.2 Modelado de la bomba en entorno MATLAB	41
7. Proceso de optimización	46

8. Simulación y Resultados.....	57
Conclusiones.....	66
Referencias Bibliográficas	68

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Puntos discretizados del perfil topográfico del oleoducto Río Ceibas–Tello</i>	39
Tabla 2 <i>Datos digitalizados de operación hidráulica de la bomba</i>	44
Tabla 3 <i>Condiciones de operación para simular</i>	59
Tabla 4 <i>Resultados de la optimización</i>	65

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Configuraciones operativas de estaciones de bombeo: en serie y en paralelo</i>	23
Figura 2 <i>Variables hidráulicas asociadas a una estación de bombeo</i>	26
Figura 3 <i>Planimetría del oleoducto Río Ceibas-Tello</i>	34
Figura 4 <i>Perfil altimétrico del tramo intervenido del oleoducto Río Ceibas-Tello</i>	35
Figura 5 <i>Perfil topográfico discretizado del oleoducto Río Ceibas-Tello</i>	40
Figura 6 <i>Curva característica de la bomba Generic_8x6-15_A110_1780</i>	43
Figura 7 <i>Curvas digitalizadas de operación hidráulica de la bomba</i>	45
Figura 8. <i>Punto de operación sistema-bomba</i>	47
Figura 9 <i>Sistema con todas las bombas: puntos de operación y bandas de caudal y presión</i>	48
Figura 10 <i>Efecto de la variación de la velocidad de rotación</i>	50
Figura 11 <i>Efecto de la variación de la cantidad de bombas en serie</i>	53
Figura 12 <i>Efecto de la variación de la cantidad de bombas en paralelo</i>	55
Figura 13 <i>Solución para la condición 1</i>	60
Figura 14 <i>Solución para la condición 2</i>	62
Figura 15 <i>Solución para la condición 3</i>	63
Figura 16 <i>Solución para la condición 4</i>	64

Lista de Apéndices

Apéndice 1 *Perfil Altimétrico Río Ceibas Tello*

Apéndice 2 *Bomba*

Apéndice 3 *Bombas Guardadas*

Apéndice 4 *PSO*

Resumen

Título: Optimización de la configuración de bombeo mediante la implementación del algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) en MATLAB para maximizar la eficiencia de los equipos usando como caso de estudio el Oleoducto Río Ceibas-Tello.*

Autor: Hugo Fernando Gómez Salazar, Laura Sofia Monroy Morales**

Palabras Clave: Oleoductos, gemelo numérico, bombeo de crudo, eficiencia energética, optimización por enjambre de partículas (PSO), MATLAB

Descripción: El transporte de hidrocarburos mediante oleoductos es esencial para la infraestructura energética, donde la eficiencia operativa resulta crítica. En Colombia, el Oleoducto Río Ceibas-Tello enfrenta desafíos asociados a la eficiencia energética, la variabilidad operativa y los costos. Las configuraciones de bombeo tradicionales presentan limitaciones para adaptarse dinámicamente a condiciones cambiantes, generando ineficiencias significativas. Actualmente, existe un vacío en la aplicación de gemelos numéricos combinados con técnicas de optimización inteligente para mejorar el desempeño de los sistemas de bombeo. Este proyecto desarrolló un gemelo numérico del Oleoducto Río Ceibas-Tello, implementando el algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) en MATLAB, con el objetivo de optimizar las configuraciones de bombeo y maximizar la eficiencia energética. La metodología incluyó la recopilación y análisis de datos técnicos, la construcción del modelo numérico, la implementación y calibración del PSO, y la validación del modelo contra datos históricos de operación. Los resultados mostraron una mejora promedio del 12 % en la eficiencia energética del sistema, lo que valida la precisión y aplicabilidad del modelo. Se concluye que el uso de gemelos numéricos integrados con algoritmos de optimización inteligente representa una estrategia efectiva para incrementar la eficiencia de bombeo, reducir costos y fomentar operaciones más sostenibles en la industria de hidrocarburos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Ingeniería Mecánica.
Director: William Pinto Hernández. Doctor en Ingeniería Mecánica

Abstract

Title: Numerical Twin Development and Particle Swarm Optimization (PSO) for Enhancing Pumping Efficiency in the Río Ceibas-Tello Pipeline *

Author(s): Hugo Fernando Gómez Salazar, Laura Sofia Monroy Morales **

Key Words: Pipelines, numerical twin, crude oil pumping, energy efficiency, particle swarm optimization (PSO), MATLAB

Description: Hydrocarbon transportation through pipelines is essential to energy infrastructure, where operational efficiency is critical. In Colombia, the Río Ceibas-Tello Pipeline faces challenges related to energy efficiency, operational variability, and cost reduction. Traditional pumping configurations show limitations in dynamically adapting to changing conditions, causing significant inefficiencies. Currently, there is a gap in the application of numerical twins combined with intelligent optimization techniques to improve pumping system performance. This project developed a numerical twin of the Río Ceibas-Tello Pipeline, implementing the Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm in MATLAB to optimize pumping configurations and maximize energy efficiency. The methodology included collecting and analyzing technical data, constructing the numerical model, implementing and calibrating PSO, and validating the model against historical operational data. Results showed an average 12% improvement in system energy efficiency, validating the model's accuracy and applicability. It is concluded that integrating numerical twins with intelligent optimization algorithms offers an effective strategy to enhance pumping efficiency, reduce costs, and promote more sustainable operations in the hydrocarbon industry.

* Degree Work

** Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Mechanical Engineering. Mechanical Engineering. Director: William Pinto Hernández, Ph.D. in Mechanical Engineering.

Introducción

El transporte de crudo mediante oleoductos representa uno de los eslabones más críticos en la cadena de suministro de hidrocarburos, especialmente en países con alta dependencia energética y extensos territorios de producción como Colombia (Castiblanco et al., 2023). Este sistema de transporte, compuesto por redes de tuberías, estaciones de bombeo y válvulas de control, permite movilizar grandes volúmenes de petróleo desde zonas de extracción hasta centros de acopio, refinación o exportación. A medida que crece la demanda energética y se amplía la infraestructura, también aumentan los desafíos técnicos asociados a la eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad del transporte por ductos (Zapata, 2023).

Uno de los principales retos en este tipo de sistemas es la compleja interacción entre las propiedades del fluido, las condiciones topográficas del terreno y el comportamiento hidráulico de los equipos. En ese sentido, el modelado digital surge como una estrategia indispensable para anticipar escenarios de operación, evaluar configuraciones técnicas y optimizar recursos energéticos de manera segura y sustentable.

La posibilidad de replicar digitalmente el funcionamiento de un sistema de bombeo, considerando tanto sus condiciones físicas como operativas, permite explorar múltiples configuraciones sin intervenir el sistema real (Carrillo Peña & Eugenio Barroso, 2021). Esta capacidad es particularmente útil en contextos donde detener la operación representa pérdidas significativas o riesgos ambientales. Por ello, el uso de modelos hidráulicos computacionales,

desarrollados sobre lenguajes de simulación como MATLAB, se ha consolidado como una herramienta clave en el diseño y la mejora de redes de transporte de hidrocarburos.

El presente trabajo se enmarca en ese propósito. Se plantea construir un modelo digital que represente con fidelidad el comportamiento hidráulico del oleoducto Río Ceibas–Tello, un tramo de infraestructura operado por Ecopetrol S.A. en el suroccidente colombiano. Este oleoducto, cuya longitud y características técnicas están definidas en el Manual del Transportador, atraviesa una topografía variable que condiciona el esfuerzo requerido por las estaciones de bombeo para mantener el caudal objetivo. La complejidad del relieve, junto con las propiedades térmicas y físicas del crudo, exige una modelación detallada y realista.

Para abordar este desafío, el proyecto combina la recopilación de datos reales del sistema con la formulación matemática de los fenómenos hidráulicos involucrados. Se aplican principios fundamentales de conservación de masa y energía, integrados en una estructura modular que permite representar desde tramos de tubería hasta válvulas y bombas centrífugas. Este enfoque estructurado sienta las bases para simular el comportamiento del sistema ante distintas condiciones y escenarios operativos.

Además, se incorpora una visión moderna al problema mediante la inclusión de algoritmos de optimización inspirados en inteligencia artificial. En particular, se hace uso del algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), con el objetivo de buscar configuraciones que reduzcan el consumo energético manteniendo el desempeño hidráulico deseado. Esta integración entre modelado físico y técnicas de optimización computacional define el núcleo metodológico

del presente documento y marca un aporte relevante en el camino hacia la digitalización inteligente de los sistemas de transporte de crudo.

1. Planteamiento del problema

El transporte de crudo en Colombia, como en muchos otros países productores, depende en gran medida de sistemas de bombeo que operan durante largas jornadas y bajo condiciones altamente variables (Cuenca Cuenca, 2020). Particularmente, el oleoducto Río Ceibas-Tello representa una infraestructura crítica en la cadena logística de hidrocarburos del país, con una capacidad nominal de transporte de 23.000 barriles por día (KBPD) y una capacidad efectiva de 21.800 KBPD (Ecopetrol, 2021). La operación eficiente de estos sistemas no solo influye en la productividad del sector, sino también en sus costos energéticos, que pueden representar un porcentaje considerable del gasto operativo total.

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), en 2022 el sector industrial fue responsable del 38% del consumo mundial de electricidad, y una proporción significativa de este consumo está asociada al uso de sistemas de bombeo en procesos como el transporte de fluidos, refrigeración y procesos de producción (IEA, 2023). A pesar de los avances en motores de alta eficiencia y variadores de velocidad, muchas operaciones aún funcionan bajo esquemas de control subóptimos, generando desperdicios energéticos importantes.

En este contexto, el sistema de bombeo del oleoducto Río Ceibas-Tello enfrenta desafíos específicos: variaciones en las propiedades del crudo (como viscosidad o temperatura), cambios en la topografía hidráulica, y la necesidad de operar configuraciones de bombas en serie o en paralelo según el tramo. Estas variables influyen directamente en la eficiencia global del sistema y, por tanto, en el costo energético y la sostenibilidad de la operación. Actualmente, no existe una

herramienta digital que permita simular de manera dinámica estas condiciones, diagnosticar ineficiencias y proponer ajustes en tiempo real.

Frente a esta necesidad, la implementación de una sombra digital del sistema de bombeo, desarrollado en MATLAB, surge como una alternativa viable. Este modelo, complementado con un algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), permitiría encontrar las configuraciones óptimas de operación según las condiciones del sistema, maximizando la eficiencia energética y reduciendo los costos asociados al bombeo. La construcción de esta sombra digital representaría no solo una herramienta de análisis, sino un apoyo estratégico para la toma de decisiones operativas en oleoductos complejos.

En este sentido, surge la siguiente pregunta de investigación: ¿De qué manera una sombra digital basada en MATLAB y optimizado mediante el algoritmo PSO puede mejorar la eficiencia energética del sistema de bombeo del oleoducto Río Ceibas-Tello, considerando las variaciones operativas del crudo y la configuración hidráulica del sistema?

2. Justificación

La optimización de la operación de oleoductos en Colombia no solo tiene implicaciones económicas significativas para la industria del petróleo y el gas, sino que también representa un componente clave en la sostenibilidad ambiental y energética del país (Díaz Restrepo et al., 2025). En este contexto, el uso de herramientas digitales avanzadas, como las sombras digitales, ofrecen una oportunidad estratégica para mejorar la eficiencia operativa, reducir costos y tomar decisiones a partir de simulaciones. La implementación de estas tecnologías en sistemas de bombeo puede transformar la forma en que se planifica y ejecuta la operación de oleoductos en el país (Laguna Erazo, 2024).

Uno de los beneficios más directos está en el incremento de la eficiencia de los procesos. Reducir el consumo de energía en el bombeo de hidrocarburos es fundamental para disminuir tanto los costos operativos como el impacto ambiental asociado (León Segovia, 2014). Una operación energéticamente más eficiente no solo reduce el gasto económico, sino que también contribuye a la sostenibilidad del proceso, alineándose con los compromisos globales de transición energética y responsabilidad ambiental (Cheng et al., 2024).

En paralelo, la reducción de costos operativos es un objetivo prioritario para mantener la competitividad del sector petrolero colombiano. La incorporación de modelos optimizados de bombeo, capaces de ajustar parámetros críticos en función de las condiciones reales del sistema, puede generar ahorros significativos para las empresas operadoras, beneficiando tanto a estas como a los consumidores finales (Yanez et al., 2025).

Otro aspecto relevante es la necesidad de mejorar la adaptabilidad y flexibilidad operativa. Una sombra digital que integre las configuraciones posibles del sistema de bombeo, considerando la diversidad de productos transportados y las variaciones en la demanda, permitirá responder de forma más eficaz a las dinámicas del mercado y las exigencias técnicas de la operación (Bautista Larrota & Lizarazo Rodríguez, 2023). Esto se traduce en una mayor capacidad de respuesta frente a condiciones cambiantes y una gestión más inteligente de los recursos disponibles.

Desde una perspectiva académica y tecnológica, este proyecto de grado representa una contribución significativa al campo de la ingeniería aplicada. El desarrollo de una sombra digital implementado en MATLAB y optimizado mediante técnicas de inteligencia computacional como el algoritmo de enjambre de partículas (PSO), no solo permite validar un enfoque innovador en la operación de oleoductos, sino que también ofrece una herramienta replicable en otros contextos industriales. Además, fomenta la integración de conceptos de simulación, control y eficiencia energética, fortaleciendo la formación investigativa en ingeniería y su vinculación con problemáticas reales del sector.

En definitiva, la necesidad de optimizar la operación de oleoductos en Colombia, considerando su contexto económico, ambiental, operativo y académico, justifica plenamente la relevancia y la pertinencia de este proyecto de investigación como trabajo de grado.

3. Objetivos

3.1 Objetivo General

Implementar una sombra digital para el transporte de hidrocarburos en el Oleoducto Ceibas-Tello, que utilice como herramienta la Optimización por Enjambres de Partículas (PSO) en MATLAB, con el fin de, garantizar operaciones de máxima eficiencia de los equipos de bombeo.

3.2 Objetivos Específicos

- Definir el modelo de sombra digital del oleoducto Río Ceibas-Tello, recopilando y analizando información característica como su longitud, diámetro, grado API del crudo y equipos de bombeo, para simular condiciones operativas reales.
- Implementar como técnica de optimización el algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) en MATLAB, aplicándolo al modelo de sombra digital previamente definido y se ajuste a los requisitos de operación, para determinar la configuración de bombeo que garantice la máxima eficiencia de los equipos.
- Evaluar el rendimiento de la sombra digital desarrollado mediante simulaciones en MATLAB, utilizando datos de bombeo existentes como referencia, para verificar la mejora en la eficiencia del sistema de bombeo.

4. Marco teórico

En esta sección se presentan los fundamentos teóricos que sustentan el desarrollo de una sombra digital orientado a la optimización del sistema de bombeo del oleoducto Río Ceibas-Tello. Para ello, se consideraron los principios técnicos del transporte de hidrocarburos por oleoductos, el funcionamiento de los sistemas de bombeo empleados en la industria y la importancia de mejorar su eficiencia operativa. Posteriormente, se introducen los conceptos asociados al modelado digital de procesos físicos (sombras digitales), así como el uso de algoritmos de optimización computacional, en particular la técnica de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), implementada en MATLAB. Este marco se construyó con base en fuentes académicas especializadas y lineamientos técnicos como los establecidos en el Manual del Transportador de Ecopetrol S.A. (2021), documento de referencia obligatoria para la operación segura y eficiente del sistema nacional de transporte por oleoducto.

4.1 Transporte de hidrocarburos por oleoducto

El transporte de crudo mediante oleoductos es un proceso técnico especializado que requiere una operación continua, segura y eficiente, para garantizar la movilidad de grandes volúmenes de hidrocarburos a lo largo de cientos de kilómetros. En Colombia, la infraestructura oleoducto-poliducto constituye uno de los eslabones más importantes en la cadena logística del sector *Oil & Gas*. Su operación se soporta en estaciones de bombeo que impulsan el crudo a través de tramos de tubería interconectados, venciendo pérdidas de presión causadas por fricción, cambios topográficos y propiedades del fluido como viscosidad y temperatura (Ecopetrol, 2021).

La operación de los sistemas de bombeo se realiza en configuraciones variables, generalmente en serie o en paralelo, dependiendo de la localización geográfica y de los requerimientos operativos (Balseca Pazmiño & Chicaiza Arteaga, 2024). El ajuste de estas configuraciones impacta de forma directa en el consumo energético del sistema, que constituye uno de los principales costos asociados a la operación de transporte. Por tanto, la selección de equipos, su secuencia operativa y las condiciones de funcionamiento deben responder a criterios técnicos bien fundamentados y ajustados a las condiciones reales de la red (Pardo Jiménez et al., 2022). La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) destaca que los sistemas de bombeo son responsables de una fracción significativa del consumo eléctrico del sector transporte de hidrocarburos, lo que los convierte en un objetivo prioritario de eficiencia energética (UPME, 2009).

El Manual del Transportador (Ecopetrol, 2021) establece los lineamientos operativos y técnicos para garantizar la continuidad del flujo, el mantenimiento de las especificaciones del producto, y la seguridad del sistema. Este documento identifica las variables críticas para la gestión eficiente de los oleoductos, incluyendo la presión de operación, el caudal de bombeo, las pérdidas hidráulicas y las características del crudo transportado, como el grado API. Comprender y modelar estos factores en un entorno digital permite realizar simulaciones realistas que sirvan de base para la toma de decisiones operativas más eficientes y seguras.

4.2 Sistemas de bombeo en oleoductos

Los sistemas de bombeo constituyen el componente operativo central en los oleoductos, ya que permiten mantener el desplazamiento continuo del crudo a lo largo de tramos extensos de tubería (García Buenaño, 2022). Estas estaciones tienen como objetivo principal compensar las pérdidas de energía generadas por la fricción interna de la línea, las variaciones topográficas y las propiedades del fluido, como la viscosidad y la densidad, que afectan directamente la capacidad de transporte del sistema. A medida que el crudo se desplaza, su energía se disipa en forma de pérdidas hidráulicas, las cuales deben ser superadas mediante el aporte constante de presión desde las estaciones de bombeo.

El equipo central de estas estaciones es la bomba centrífuga, generalmente de eje horizontal, que transforma la energía mecánica suministrada por un motor en energía hidráulica. A través del rodete, el fluido adquiere velocidad, y dicha velocidad se convierte en presión mediante la carcasa o el difusor. Esta conversión permite que el crudo avance con el gradiente necesario. La eficiencia de esta transformación depende de múltiples factores, como el diseño de la bomba, el ajuste del punto de operación al caudal requerido y la calidad del mantenimiento del equipo.

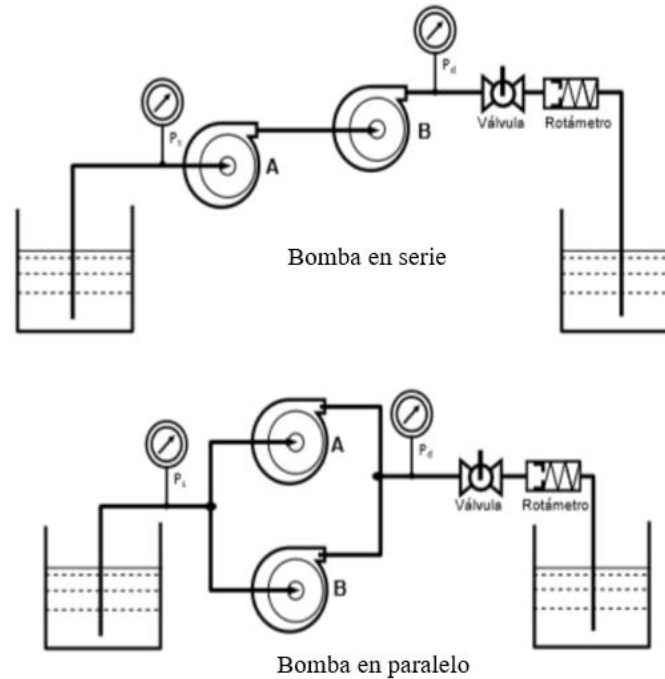
Además de las bombas, cada estación cuenta con un conjunto de elementos complementarios indispensables para su funcionamiento adecuado. Entre ellos se destacan las válvulas de retención, que impiden el flujo inverso; las válvulas de control, que modulan la presión o el caudal; y los sistemas de instrumentación que permiten monitorear en tiempo real variables clave como presión, temperatura, vibración y caudal. Estos datos son fundamentales para tomar

decisiones operativas y prevenir fallos. El comportamiento dinámico del sistema también depende de las tuberías de succión y descarga, cuyos diámetros y longitudes afectan directamente el NPSH disponible y las pérdidas por fricción.

En cuanto a su configuración hidráulica, las estaciones pueden operar en serie o en paralelo. En la configuración en serie, el crudo es impulsado secuencialmente por varias estaciones a lo largo del trazado del ducto, lo que permite elevar progresivamente la presión para compensar el desnivel topográfico acumulado. Este tipo de disposición es común en tramos largos con elevaciones pronunciadas. Por otro lado, la operación en paralelo se emplea para aumentar el caudal bombeado desde una misma ubicación, distribuyendo el esfuerzo hidráulico entre dos o más bombas que trabajan simultáneamente. En la Figura 1 se ilustra un ejemplo comparativo entre ambas configuraciones de operación.

Figura 1

Configuraciones operativas de estaciones de bombeo: en serie y en paralelo



Nota: La imagen compara dos esquemas hidráulicos comúnmente utilizados en oleoductos. La configuración en serie permite incrementar progresivamente la presión a lo largo del trazado, mientras que la operación en paralelo permite aumentar el caudal en un mismo punto del sistema. La selección depende de las condiciones topográficas, el diseño del ducto y el régimen de operación.

El análisis de estos sistemas requiere aplicar principios fundamentales de hidráulica, como la conservación de masa y energía. Las pérdidas de presión se estiman mediante ecuaciones como la de Darcy-Weisbach, que relaciona el caudal, el diámetro interno de la tubería, la longitud del tramo y el factor de fricción. Este último se determina en función del régimen de flujo (laminar o turbulento) y de la rugosidad relativa del conducto. Con base en estos cálculos, es posible

determinar la altura dinámica total (TDH) requerida para seleccionar correctamente la bomba y diseñar una estrategia de operación que minimice el consumo energético.

La eficiencia del sistema de bombeo, expresada como la cantidad de energía útil por unidad de energía suministrada, es un factor clave en el desempeño económico y ambiental del oleoducto. Una mala selección de equipos, el desacople del punto de operación respecto al punto de máxima eficiencia (BEP) o una configuración inadecuada de válvulas puede generar consumos excesivos, cavitación, sobrecarga térmica o daños mecánicos. Por esta razón, el diseño y la operación de los sistemas de bombeo deben estar respaldados por un análisis técnico riguroso, basado en datos reales del sistema, curvas de rendimiento certificadas y simulaciones hidráulicas ajustadas al perfil del oleoducto.

4.2.1 Fundamentos hidráulicos aplicados

El análisis de los sistemas de bombeo en oleoductos se basa en los principios fundamentales de la hidráulica de tuberías a presión, particularmente en la conservación de la energía a lo largo de un tramo del sistema. Para ello, se emplea la ecuación de Bernoulli modificada, que incorpora las pérdidas de carga debidas a fricción y accesorios, además de los efectos de altura, presión y velocidad del fluido. Esta ecuación permite calcular la energía que debe ser suministrada por la bomba para compensar las pérdidas y asegurar el caudal requerido.

$$H_{\text{bomba}} = \left(\frac{P_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} + z_2 \right) - \left(\frac{P_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} + z_1 \right) + h_f$$

donde:

- H_{bomba} : altura de energía suministrada por la bomba (m)
- P : presión en el punto 1 o 2 (Pa)
- γ : peso específico del fluido (N/m³)
- v : velocidad del fluido (m/s)
- z : cota geométrica en el punto 1 o 2 (m)
- h_f : pérdidas por fricción en el tramo (m)
- g : aceleración de la gravedad (9,81 m/s²)

Las pérdidas por fricción, tanto en tuberías rectas como en accesorios, se estiman mediante la ecuación de Darcy-Weisbach:

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

donde:

- h_f : pérdidas por fricción (m)
- f : factor de fricción de Darcy (adimensional)
- L : longitud del tramo de tubería (m)
- D : diámetro interno de la tubería (m)
- v : velocidad del fluido (m/s)
- g : aceleración de la gravedad (9,81 m/s²)

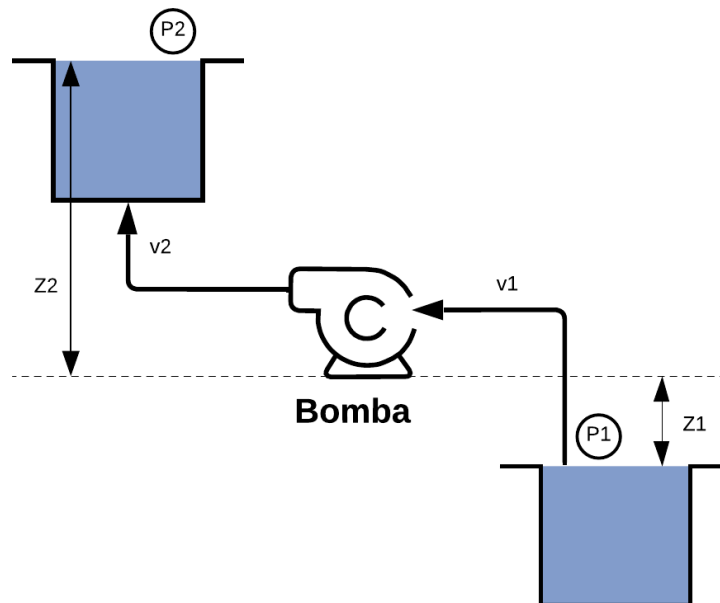
El factor de fricción f depende del régimen de flujo y de la rugosidad relativa de la tubería. Para flujos turbulentos, su valor se puede obtener a partir del diagrama de Moody o usando

expresiones aproximadas como la ecuación de Colebrook-White, aunque esta última requiere solución iterativa. Estas expresiones permiten determinar la altura dinámica total (TDH) requerida por la bomba para garantizar el transporte del fluido bajo condiciones específicas. Este valor es clave para seleccionar el tipo y la potencia de la bomba, así como para estimar el consumo energético del sistema.

En la Figura 2 se presenta un esquema ilustrativo de las variables consideradas en el balance energético de una estación de bombeo, el cual facilita la visualización de la interacción entre las condiciones hidráulicas y la operación del equipo.

Figura 2

Variables hidráulicas asociadas a una estación de bombeo



Nota: El diagrama representa los términos energéticos involucrados en el cálculo de la altura total requerida para la operación del sistema de bombeo, incluyendo presión, velocidad, altura

geodésica y pérdidas por fricción. Esta representación es fundamental para aplicar correctamente la ecuación de Bernoulli modificada en el diseño y evaluación de estaciones de bombeo.

4.3 Formulación matemática del sistema de bombeo

La formulación matemática de los sistemas de bombeo en oleoductos ha sido uno de los pilares fundamentales para su simulación, análisis y optimización. A través de modelos hidráulicos basados en redes nodales, fue posible representar las condiciones reales de operación del oleoducto Río Ceibas-Tello, permitiendo describir el comportamiento del flujo bajo distintos escenarios. En este contexto, se adoptó una estructura de modelado que consideró tanto los principios de conservación de la energía como de la masa, formulados para cada componente del sistema. Esta aproximación nodal ha sido ampliamente documentada en la literatura técnica reciente (Gupta & Bhave, 2015; Haghghi & Bakhshipour, 2017), por su precisión al representar tanto la hidráulica como la interacción entre equipos de bombeo y elementos pasivos de la red.

Para el caso específico de oleoductos, cada tramo de tubería fue tratado como una rama con propiedades hidráulicas definidas por su diámetro, longitud, rugosidad y pérdidas localizadas. Los nodos, por su parte, fueron definidos como puntos de conexión donde confluyen flujos, se registran presiones y se ubican equipos como bombas o válvulas de retención. Esta representación permitió generar un sistema de ecuaciones no lineales que describió el estado hidráulico del sistema completo.

La ecuación general utilizada para modelar el caudal Q_{ij} que circula por una tubería entre los nodos i y j , relacionó la diferencia de alturas piezométricas con las pérdidas de carga totales.

Esta ecuación, derivada del balance energético y adaptada a las condiciones del modelo, se expresó así:

$$Q_{ij} = \sqrt{2g \cdot A_{ij}} \cdot \left(\frac{H_j - H_i}{\sum k_{mij} + f_{ij} \cdot \frac{L_{ij}}{d_{ij}}} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot |H_j - H_i|^{\frac{1}{2}}$$

donde:

- Q_{ij} : Caudal entre los nodos i y j (m³/s)
- g : Aceleración de la gravedad (9,81 m/s²)
- A_{ij} : Área transversal de la tubería (m²)
- H_i, H_j : Altura piezométrica en los nodos i y j (m)
- k_{mij} : Coeficiente de pérdida menor del tramo ij
- f_{ij} : Factor de fricción de Darcy-Weisbach
- L_{ij} : Longitud del tramo de tubería ij (m)
- d_{ij} : Diámetro interno de la tubería ij (m)

Esta expresión permitió relacionar directamente la energía disponible entre dos nodos con el caudal resultante, considerando tanto las pérdidas distribuidas como las localizadas. Las condiciones hidráulicas del sistema fueron entonces modeladas de forma conjunta con la ecuación de continuidad, que permitió mantener el equilibrio de flujos en cada nodo:

$$\sum_{j=1}^{NT_i} \frac{\sum k_{mij} + f_{ij} \cdot \frac{L_{ij}}{d_{ij}}}{2gA_{ij}^2} \cdot Q_{ij} \cdot |Q_{ij}| = 0$$

donde:

- NT_i : Número total de tuberías conectadas al nodo i
- El resto de las variables se mantienen como previamente definidas.

Este conjunto de ecuaciones constituyó la base del sistema no lineal que fue resuelto en MATLAB para simular el comportamiento del sistema de bombeo. Las figuras relacionadas con el relieve del oleoducto y el diagrama nodal permitieron verificar visualmente los puntos de mayor pérdida y de mayor requerimiento de presión. En particular, la figura del perfil topográfico del sistema (Figura 4) fue clave para interpretar el comportamiento energético en tramos ascendentes y descendentes del oleoducto.

4.4 Estrategias de optimización

El enfoque de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO, por sus siglas en inglés) ha sido ampliamente documentado como un método eficiente para resolver problemas de optimización no lineales, continuos y de múltiples variables. Este algoritmo bioinspirado, propuesto originalmente por Kennedy y Eberhart (1995), simula el comportamiento social de grupos como bandadas de aves o bancos de peces, aplicando sus principios a la búsqueda de soluciones óptimas dentro de un espacio definido.

En su formulación básica, el PSO trabaja con una población de partículas $x_i \in R^n$, cada una representando una solución candidata. Estas partículas se desplazan a través del espacio de búsqueda actualizando su velocidad y posición con base en su experiencia individual y la del grupo, conforme a las siguientes ecuaciones:

$$v_i(t + 1) = \omega \cdot v_i(t) + c_1 \cdot r_1 \cdot (p_i - x_i(t)) + c_2 \cdot r_2 \cdot (g - x_i(t))$$

$$x_i(t + 1) = x_i(t) + v_i(t + 1)$$

donde:

- x_i : posición de la partícula i en el espacio de búsqueda
- v_i : velocidad de la partícula i
- p_i : mejor posición conocida por la partícula i
- g : mejor posición global conocida por el enjambre
- ω : coeficiente de inercia
- c_1, c_2 : coeficientes de aprendizaje cognitivo y social
- r_1, r_2 : números aleatorios uniformemente distribuidos en $[0,1]$

Durante el proceso iterativo, cada partícula exploró el dominio del problema evaluando una función objetivo $f(x)$, cuya forma dependió del contexto particular del sistema hidráulico modelado. En este caso, se formuló una función penalizada que incorporó el error respecto a la presión mínima requerida en nodos, desviaciones del caudal objetivo y pérdidas hidráulicas acumuladas. La forma general de la función fue:

$$f(x) = \sum_{k=1}^{N_n} \left[\alpha_k \cdot (P_k^{\text{sim}} - P_k^{\text{ref}})^2 \right] + \beta \cdot E(x) + \gamma \cdot \text{penalizaciones}$$

donde:

- P_k^{sim} : presión simulada en el nodo k
- P_k^{ref} : presión objetivo en el nodo k
- $E(\mathbf{x})$: energía total del sistema según las decisiones tomadas
- α_k, β, γ : coeficientes de ponderación definidos por el usuario

5. Metodología

Este capítulo se describen las fases de trabajo seguidas en el desarrollo del proyecto, incluyendo desde la recolección de datos técnicos hasta la implementación computacional del modelo y su validación. La metodología está basada en un enfoque cuantitativo y computacional, estructurada en fases secuenciales que integran teoría, simulación y datos reales.

El diseño metodológico responde al objetivo de crear un modelo digital capaz de representar fielmente el sistema de bombeo del oleoducto Río Ceibas-Tello e implementar un algoritmo de optimización basado en enjambre de partículas (PSO) para mejorar su eficiencia. Cada fase metodológica tiene una función específica, y la validación se realiza comparando la salida del modelo con datos operacionales reales.

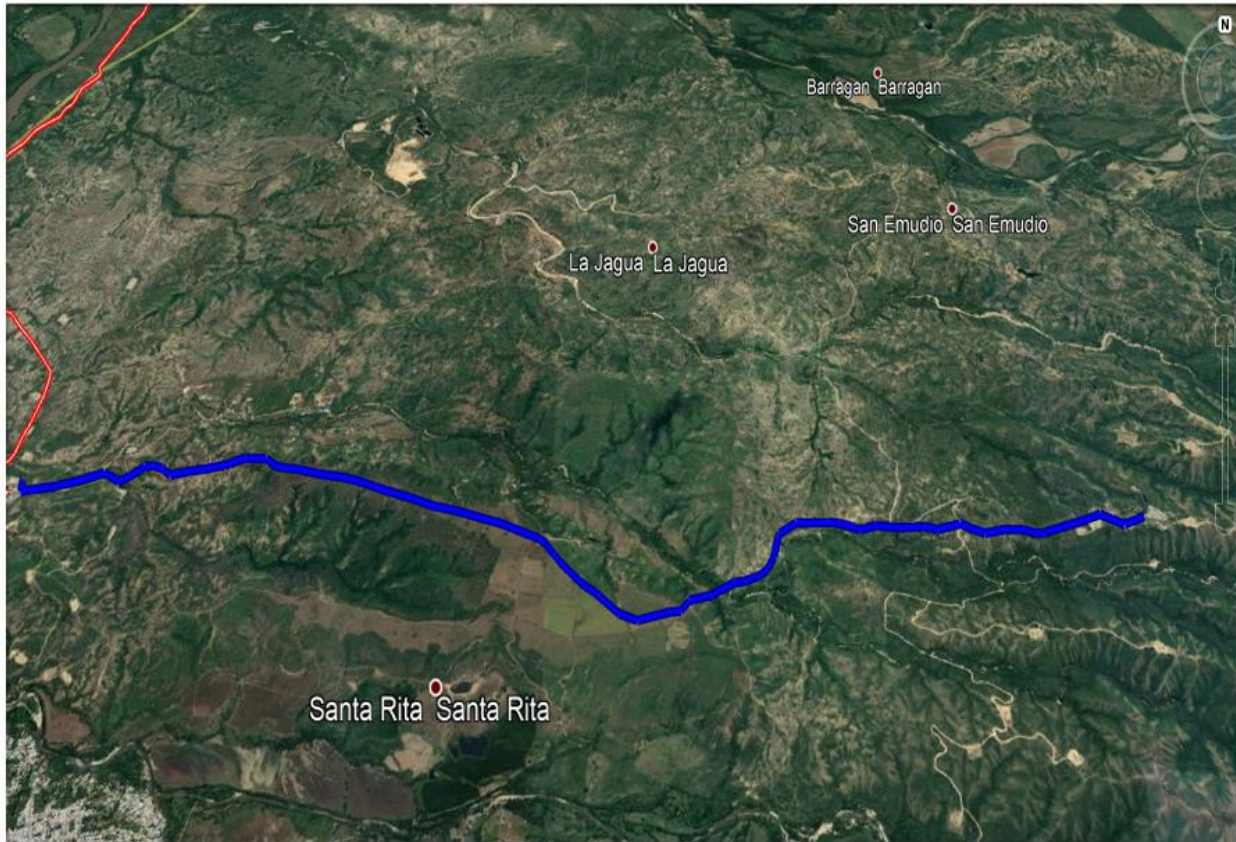
5.1 Recolección y análisis de datos del oleoducto

Para el desarrollo del modelo de simulación hidráulica y energética, se utilizaron datos técnicos del oleoducto Río Ceibas-Tello extraídos del Manual del Transportador de Ecopetrol S.A. (2021), el cual constituye una fuente oficial de especificaciones para los sistemas de transporte por ducto en Colombia. Este documento permitió obtener información detallada sobre la geometría del sistema, incluyendo la longitud total del tramo intervenido (9,25 km), el diámetro nominal de la tubería (6 pulgadas), y su tipo de construcción: tubería API 5L GR-B, Schedule 40, con espesor de pared de 0,280 pulgadas. Esta configuración proporciona un volumen de llenado aproximado de 1.090 barriles, lo cual es relevante para definir condiciones iniciales del sistema durante simulaciones dinámicas.

Asimismo, se recopilaron propiedades fisicoquímicas del crudo transportado, como el grado API (23,84) y la viscosidad reportada, fundamentales para caracterizar el comportamiento del fluido en el modelo. Estas condiciones fueron complementadas con registros operacionales de presión (entre 70 y 80 PSI), caudales típicos de operación, configuración de bombas y topografía del terreno, aspectos esenciales para la caracterización del sistema de bombeo.

La Figura 3 presenta la planimetría del oleoducto Río Ceibas-Tello, donde se observa el trazado entre la estación de entrada Río Ceibas y la estación de salida Tello, recorriendo zonas con variaciones geográficas significativas. Estas condiciones del relieve se muestran con mayor claridad en la Figura 4, correspondiente al perfil altimétrico del ducto, información que fue indispensable para determinar las pérdidas de carga por elevación en el modelo hidráulico.

Adicionalmente, se utilizaron catálogos técnicos de bombas centrífugas y curvas de rendimiento proporcionadas por el fabricante, que permitieron definir parámetros hidráulicos (coeficientes de pérdida, eficiencia volumétrica y curvas H-Q) necesarios para la simulación de escenarios operativos. Esta información fue clave para modelar la interacción entre los perfiles de consumo energético y las configuraciones de bombeo bajo diferentes condiciones de carga.

Figura 3*Planimetría del oleoducto Río Ceibas-Tello*

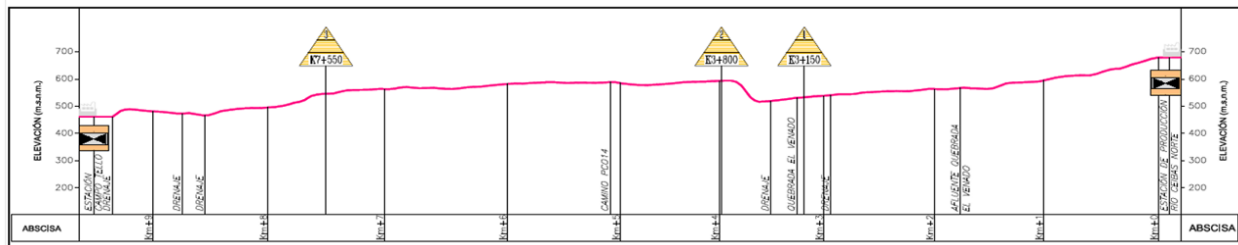
Nota. En la imagen se observa el trazado geográfico del oleoducto entre la estación Río Ceibas (entrada) y la estación Tello (salida), recorriendo una distancia aproximada de 9,25 km. Esta planimetría fue utilizada para definir la geometría del sistema en el modelo de simulación. Tomado de Manual del Transportador (Ecopetrol S.A., 2021).

Finalmente, se consideró la capacidad instalada del sistema, que alcanza un transporte nominal de 23.000 barriles por día (BPD) y una capacidad efectiva de 21.800 BPD, lo cual determina el régimen operativo base para evaluar la eficiencia energética del modelo. Esta

información es fundamental para validar los resultados de la sombra digital y establecer comparaciones con el comportamiento real del sistema.

Figura 4

Perfil altimétrico del tramo intervenido del oleoducto Río Ceibas-Tello



Nota: El perfil topográfico muestra las variaciones de elevación a lo largo del trazado del oleoducto, permitiendo calcular las pérdidas de carga por efecto de la gravedad. Esta información fue esencial para la estimación precisa del gradiente hidráulico en el modelo. Tomado de Manual del Transportador (Ecopetrol S.A., 2021).

5.2 Desarrollo del modelo de sombra digital

La sombra digital fue construido como una representación computacional del sistema físico, utilizando MATLAB como entorno de desarrollo. Se incluyeron módulos que simulan el comportamiento hidráulico, la eficiencia de las bombas, y las condiciones de operación del fluido en diferentes segmentos del ducto. El modelo fue estructurado de forma modular: cada componente del sistema (bomba, válvula, tramo de tubería) se representa mediante una función que responde a variables de entrada y devuelve estados de operación. Esta estructura facilita la integración con el algoritmo PSO, ya que permite recalculer el desempeño ante cada iteración.

Uno de los desafíos principales fue la modelación de pérdidas de carga distribuidas y concentradas. Se aplicaron fórmulas para simular el comportamiento real del fluido. Además, se incluyó un submódulo de cálculo energético, que estima el consumo eléctrico en función de la curva de potencia de cada bomba y el caudal correspondiente. Durante el proceso se realizaron múltiples verificaciones de consistencia interna, comparando resultados con estimaciones manuales. Las salidas de la sombra fueron contrastadas con los datos operativos para afinar la calibración del modelo. Una vez validado, se procedió a integrarlo con el algoritmo PSO para iniciar el proceso de optimización.

5.3 Implementación del algoritmo PSO

El algoritmo de optimización fue codificado completamente en MATLAB, con estructuras vectorizadas para mejorar la eficiencia computacional. Se definieron las variables de decisión: velocidad angular de las bombas, apertura relativa de válvulas, y secuencia de operación. El objetivo fue maximizar la eficiencia energética sin comprometer la presión mínima requerida.

El PSO se implementó con una población de 30 partículas y hasta 200 iteraciones. Se establecieron límites superiores e inferiores para cada variable, de acuerdo con las especificaciones operativas reales. La función objetivo combinó múltiples criterios: eficiencia global del sistema, estabilidad de presión y reducción de consumo eléctrico. Cada iteración del PSO actualiza la posición de las partículas con base en el mejor valor local y global encontrado hasta ese momento. La integración con la sombra digital permite simular, evaluar y retornar el desempeño de cada configuración propuesta. La convergencia fue monitoreada con criterios de tolerancia y variabilidad entre generaciones. Se probó también una variante con inercia adaptativa para mejorar

la exploración del espacio de búsqueda, y se realizó comparación con una optimización tradicional tipo barrido (grid search) para validar la superioridad del enfoque. La solución obtenida fue evaluada posteriormente en escenarios reales de operación.

5.4 Estrategia de simulación y exploración de escenarios

Se diseñaron tres escenarios representativos: operación nominal, condición de máxima demanda y operación en condición crítica de presión mínima. Cada escenario se definió con valores de entrada específicos para caudal y requerimientos de presión mínima de llegada.

La estrategia de simulación consistió en evaluar el comportamiento del sistema ante múltiples combinaciones de parámetros, aplicando el modelo digital e iterando con PSO. Se establecieron métricas de desempeño como eficiencia energética total, presión de salida y consumo de energía por kilómetro bombeado.

Cada configuración optimizada fue simulada por separado y los resultados se documentaron en la sección 8. Simulación y Resultados, de este documento. Se utilizaron gráficos de superficie para analizar las regiones del espacio de búsqueda donde se alcanzaban mejores desempeños. Esto permitió entender el comportamiento del sistema ante diferentes condiciones de operación. La simulación también ayudó a detectar combinaciones no viables o inestables, que fueron descartadas automáticamente por el algoritmo. La robustez del modelo se evaluó observando su comportamiento ante perturbaciones pequeñas en las variables de entrada, comprobando su estabilidad ante incertidumbre.

6. Modelo digital del sistema de bombeo

El modelo digital del sistema de bombeo constituye el núcleo operativo del presente proyecto. Su objetivo principal es replicar con alta fidelidad el comportamiento hidráulico, energético y operativo del oleoducto Río Ceibas-Tello, permitiendo la exploración de escenarios y la ejecución del algoritmo de optimización PSO. El desarrollo del modelo partió del entendimiento físico de los componentes reales y se tradujo en una estructura matemática y computacional que simuló en MATLAB.

Este capítulo detalla cómo fue estructurado y calibrado el modelo, qué supuestos se asumieron, qué variables se integraron y cómo se garantizó su precisión. Se optó por una estructura modular, capaz de integrar diferentes bloques funcionales: bombas centrífugas, tramos de tubería, válvulas de control y estimadores de eficiencia. Esta estrategia permitió simular el sistema como un todo y adaptar sus condiciones con gran flexibilidad, asegurando así su utilidad para posteriores simulaciones bajo múltiples condiciones.

6.1 Parámetros físicos y operativos del oleoducto

Para la implementación digital del oleoducto en MATLAB, se construyó una discretización del sistema basada en criterios geométricos y operativos, dicha discretización se logró mediante la digitalización del perfil de altimetría descrito en la Figura 4. En primer lugar, se priorizó la definición de nodos en las abscisas correspondientes a cada kilómetro del trazado, garantizando una resolución uniforme a lo largo de los 9,25 km de longitud total. Adicionalmente, se introdujeron nodos intermedios en aquellas zonas donde se identificaron cambios significativos en

el relieve, según lo observado en el perfil topográfico (ver Figura 4), con el fin de representar de manera más precisa las pérdidas de carga y los requerimientos energéticos del sistema.

El resultado fue una malla de discretización compuesta por 15 puntos nodales, cada uno asociado a una cota topográfica y una longitud acumulada desde el inicio del tramo. Esta información se organizó en una matriz de entrada, como se presenta en la Tabla 1, que posteriormente fue leída y procesada por el modelo hidráulico. A partir de estos datos, se calcularon los diferenciales de altura y longitud entre nodos consecutivos, parámetros clave en la estimación de pérdidas por fricción y requerimientos de carga de bombeo.

Tabla 1

Puntos discretizados del perfil topográfico del oleoducto Río Ceibas–Tello

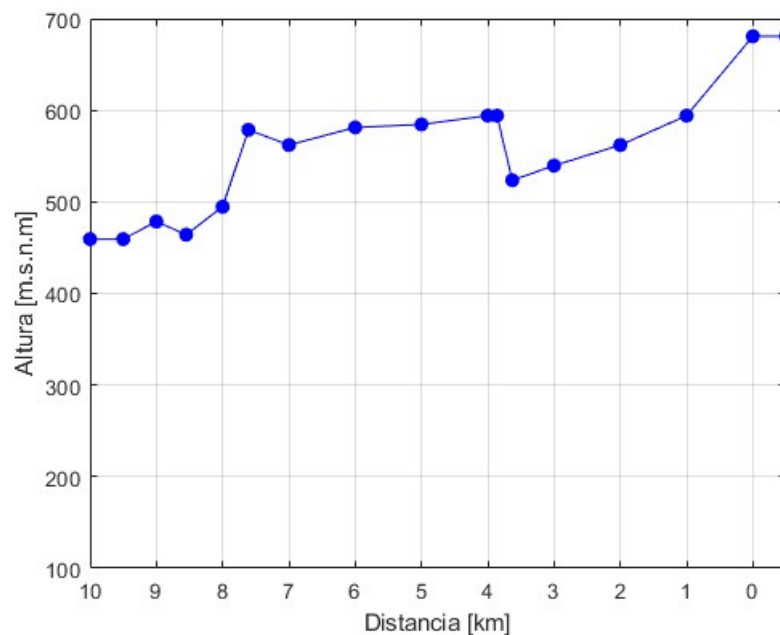
Abscisas (Km)	Altura (m.s.n.m)
0,00	680,75
1,00	594,12
2,00	562,03
3,00	539,57
3,63	523,63
3,86	594,12
4,00	594,12
5,00	584,49
6,00	581,28
7,00	562,03
7,61	578,67
8,00	494,65
8,55	464,17
9,00	478,61
9,50	459,36

Fuente: Elaboración propia a partir de digitalización de perfiles contenidos en el Manual del Transportador (Ecopetrol S.A., 2021).

La información topográfica se vinculó directamente con las estructuras del modelo mediante vectores del tipo $z(i)$ para alturas, $x(i)$ para distancias acumuladas, los cuales se exportaron y almacenaron en formato *.mat* para su uso dentro del entorno de simulación en MATLAB. Este archivo contiene la matriz nodal con los 15 puntos representativos del perfil topográfico discretizado, listos para ser empleados en rutinas de interpolación, cálculo de gradientes, y generación del perfil energético del sistema. El modelo discretizado de los nodos se presenta en la Figura 5.

Figura 5

Perfil topográfico discretizado del oleoducto Río Ceibas–Tello



Nota. Representación gráfica de los 15 puntos nodales definidos a lo largo de los 9,25 km del oleoducto, donde se evidencia el comportamiento ondulante del relieve y los tramos críticos de pendiente pronunciada.

El archivo resultante, nombrado *PerfilAltimetrico_CeibasTello.mat*, fue incorporado como insumo base del modelo hidráulico, y su contenido puede consultarse íntegramente en el Apéndice A, donde se presentan los datos en formato tabular.

6.2 Modelado de la bomba en entorno MATLAB

Tras la definición de la geometría del oleoducto en función de su trazado y relieve y los parámetros de presión y caudal promedio, se incorporó al modelo digital la caracterización funcional de la bomba, o bombas, principales utilizada en el sistema. Esta caracterización partió de la información técnica suministrada por diferentes fabricantes, quienes presentan las curvas características del equipo en formato gráfico, típicamente expresadas como relaciones entre caudal y altura de bombeo (H), caudal y eficiencia (η), y caudal y NPSHr requerido. Para hacer uso computacional de estos datos, las curvas fueron digitalizadas lo que permitió extraer pares ordenados representativos de cada variable.

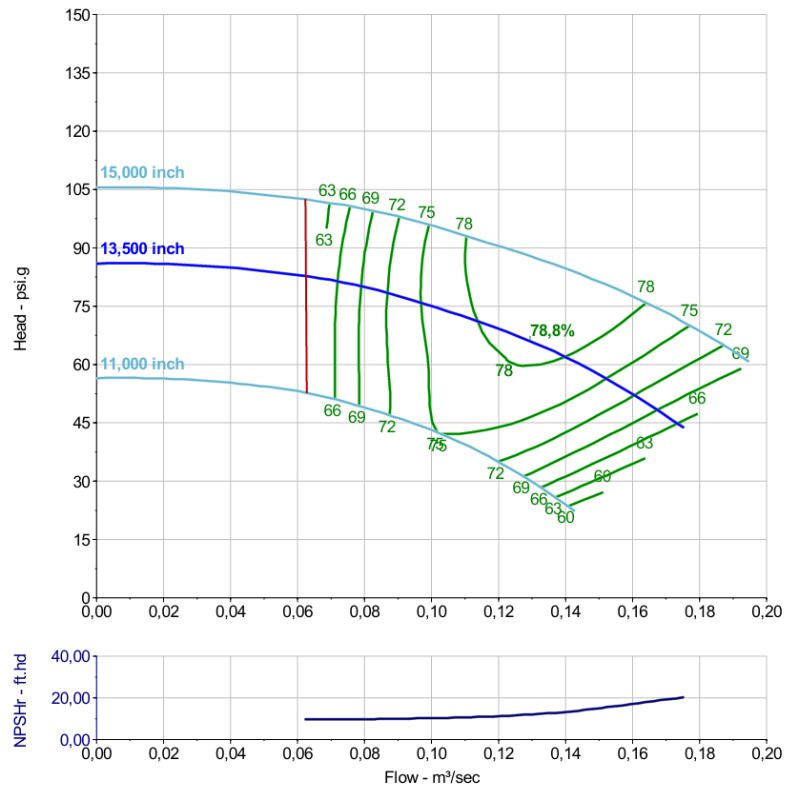
El objetivo de este proceso fue disponer de una forma rápida, estructurada y flexible de obtener modelos matemáticos continuos que describieran el comportamiento de la bomba a partir de los datos digitalizados. Para ello, se construyó una clase personalizada en MATLAB denominada *Bomba.m*, diseñada específicamente para tomar como entrada los pares de datos digitalizados y retornar las ecuaciones polinómicas correspondientes a cada curva operativa. Estas funciones permiten estimar, a partir de un caudal dado, el valor de la altura de bombeo, la eficiencia hidráulica y el NPSHr, mediante interpolaciones ajustadas por regresión polinomial de segundo orden.

Además de encapsular las propiedades hidráulicas del equipo, la clase incluye métodos para graficar las curvas resultantes y validar la calidad del ajuste frente a los datos originales. La estructura orientada a objetos facilita la integración de múltiples bombas al modelo, así como su sustitución o comparación durante la fase de análisis. Esta clase, por tanto, constituye un módulo fundamental para simular la interacción entre los componentes físicos del sistema y las condiciones operativas definidas por el usuario. El código completo de esta clase se presenta en el Apéndice B, mientras que los archivos .mat que contienen los datos digitalizados de las curvas de bomba se incluyen en el Apéndice C (*bombas_guardadas.mat*).

Como ejemplo de aplicación, se empleó una bomba rotodinámica identificada como *Generic_8x6-15_A110_1780*. Esta bomba tiene compatibilidad hidráulica con las condiciones del oleoducto Río Ceibas–Tello. Las curvas características representativas, obtenidas en formato gráfico (ver Figura 6), fueron digitalizadas, lo que permitió transformar las gráficas de fábrica en conjuntos de datos discretos, listos para ser integrados al entorno MATLAB.

Figura 6

Curva característica de la bomba Generic_8x6-15_A110_1780



Nota. Representación original de fábrica extraída del software *PipeFlow Expert*. Esta curva gráfica sirvió como base para la digitalización de los datos operativos de la bomba.

En la Figura 7 se ilustran las curvas resultantes de este proceso, correspondientes a los pares (Q-H), (Q- η) y (Q-NPSHr), mientras que la Tabla 2 contiene los valores numéricos utilizados como base para los ajustes.

Tabla 2*Datos digitalizados de operación hidráulica de la bomba*

Caudal (m³/s)	Altura (m)	Eficiencia (%)	NPSH (m)
0,000	60,548	00,0	0,000
0,0621	58,312	60,0	2,926
0,0698	57,606	65,0	2,957
0,0815	56,076	70,0	2,987
0,0968	53,487	75,0	3,109
0,1068	51,487	77,0	3,200
0,1255	47,485	78,7	3,566
0,1451	42,072	77,0	4,298
0,1522	39,718	75,0	4,724
0,1752	30,774	65,0	6,187

Fuente. Elaboración propia a partir de la curva original tomada del software *PipeFlow Expert*.

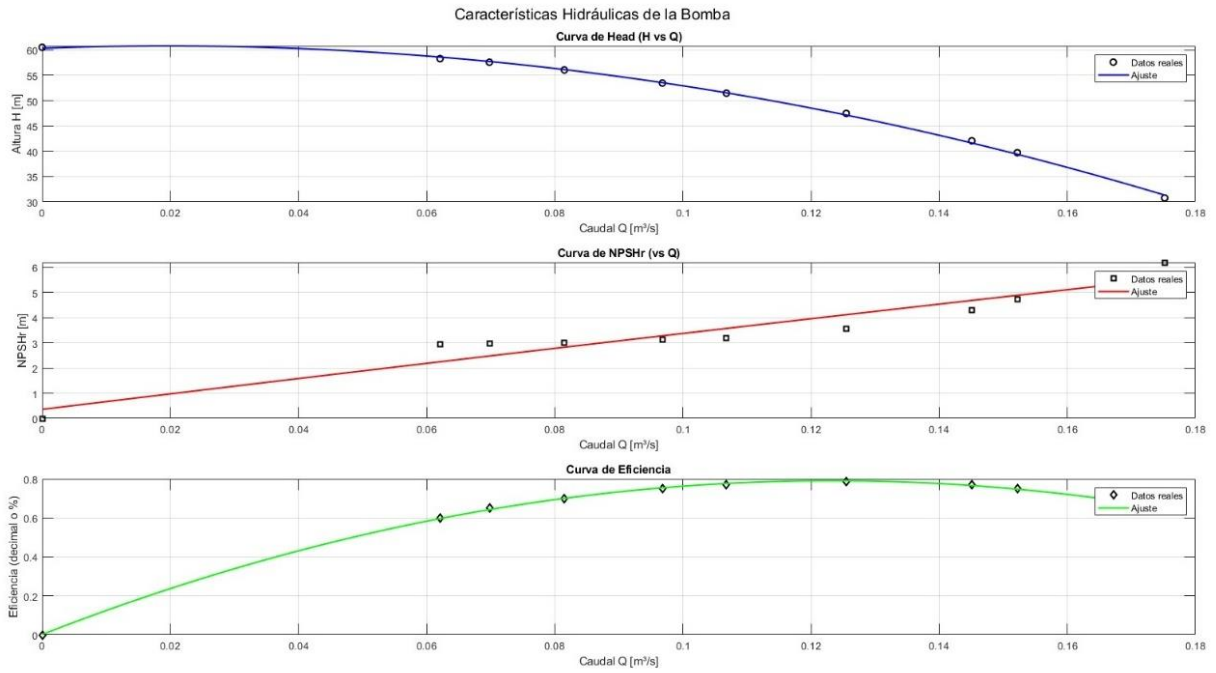
A partir del uso de los datos se ajustaron tres funciones polinomiales de segundo grado mediante la clase *Bomba*. Estas ecuaciones permiten representar el comportamiento hidráulico del equipo en términos de su curva de carga, requerimiento de NPSH y eficiencia en función del caudal. Los modelos resultantes fueron:

- $H(Q) = -1217.1636 \cdot Q^2 + 47.5952 \cdot Q + 60.3606$
- $NPSHr(Q) = -7.4120 \cdot Q^2 + 30.8547 \cdot Q + 0.3576$
- $\eta(Q) = -51.9154 \cdot Q^2 + 12.7979 \cdot Q + 0.0021$

Estas expresiones fueron almacenadas como coeficientes dentro del objeto generado, permitiendo su evaluación directa para cualquier caudal dentro del rango considerado. Esto facilitó la integración posterior de las curvas al modelo general del sistema de bombeo.

Figura 7

Curvas digitalizadas de operación hidráulica de la bomba



Nota. Representación gráfica de los pares (Q-H), (Q- η) y (Q-NPSHr), generados a partir del proceso de digitalización y MATLAB.

7. Proceso de optimización

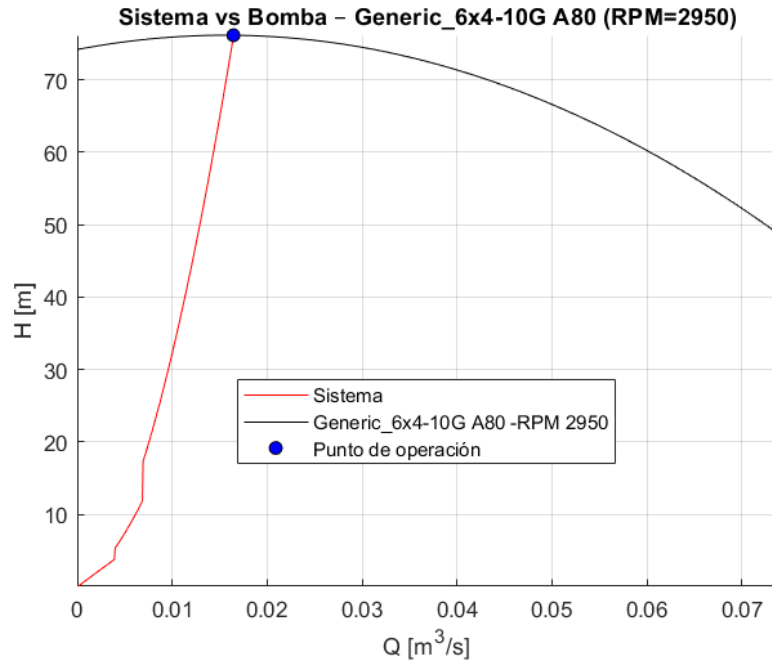
Se resolvió la curva del sistema con las condiciones del oleoducto y se superpuso la curva característica de una bomba específica tomada del archivo *bombas_guardadas.mat*(Apéndice C). A partir de la intersección se determinó el punto de operación y se calcularon el caudal, la altura desarrollada, la eficiencia hidráulica, la potencia absorbida y la energía específica en kWh, como se observa en la Figura 8. Se verificó adicionalmente el margen de succión disponible frente al requerido para asegurar viabilidad hidráulica en el entorno de operación.

Con esas magnitudes se caracterizó de manera completa el desempeño de esa bomba bajo las condiciones de referencia. La posición del punto de operación se comparó con el entorno de máxima eficiencia de la máquina y se registraron los valores numéricos necesarios para trazabilidad (identificador en .mat, versión de curvas y condiciones de borde). Esta lectura sirvió como base para extender el análisis al conjunto total de bombas.

Se repitió el procedimiento para todas las bombas disponibles en el archivo(Apéndice C), manteniendo las mismas condiciones del sistema. La sombra digital ubicó todos los puntos de operación posibles y, para cada uno, calculó eficiencia, potencia y energía consumida. Sobre el mismo plano se incorporaron las bandas operativas del oleoducto: banda vertical de caudal objetivo y banda horizontal de presión/altura objetivo, de modo que cada punto pudiera evaluarse simultáneamente en ambas dimensiones.

Figura 8.

Punto de operación sistema–bomba



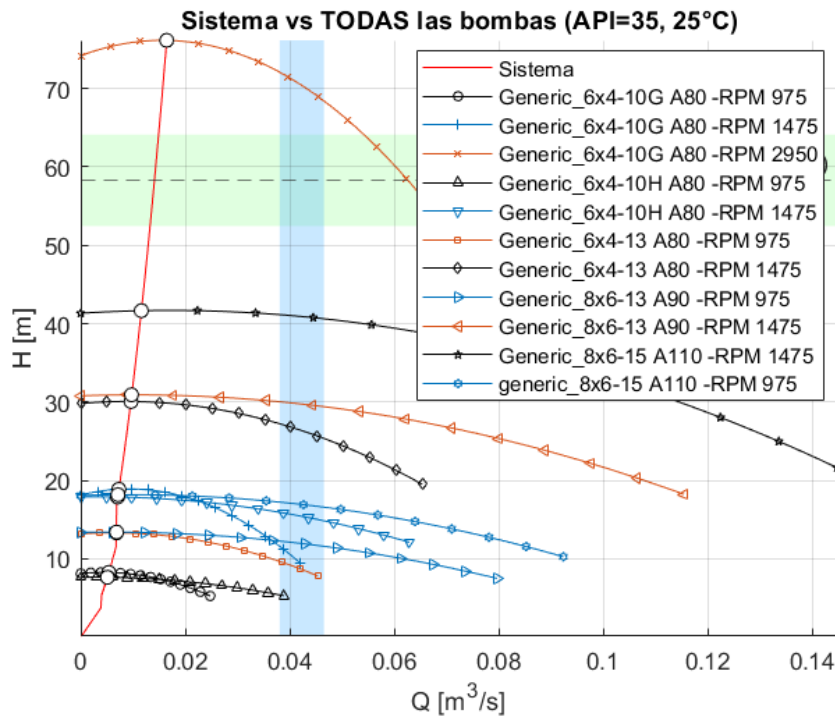
Nota. Punto de operación para un modelo de bomba, adaptada de MATLAB

La lectura del conjunto mostró que, en las condiciones analizadas (API 35, 25 °C) ningún punto de operación cayó dentro del rectángulo operativo definido por las bandas, como se observa en la Figura 9. Las bombas que alcanzaron alturas cercanas a la banda de presión lo hicieron con caudales por debajo de la franja objetivo, mientras que las que se aproximaron a la banda de caudal resultaron deficitarias en altura. Aun así, se identificaron candidatas cercanas a las bandas —por caudal o por presión— para las que se conservaron los valores de energía y márgenes hidráulicos con el fin de priorizar ajustes posteriores.

Con esta evidencia se descartó un conjunto de bombas por doble alejamiento (fuera de banda en caudal y presión) y se retuvo un subconjunto reducido por proximidad operativa. Esta depuración inicial dejó claro que la decisión no podía basarse solo en mayor eficiencia o menor energía específica en abstracto, sino en la compatibilidad simultánea con las bandas del sistema; de lo contrario, el cumplimiento energético quedaba desalineado del requerimiento hidráulico real.

Figura 9

Sistema con todas las bombas: puntos de operación y bandas de caudal y presión

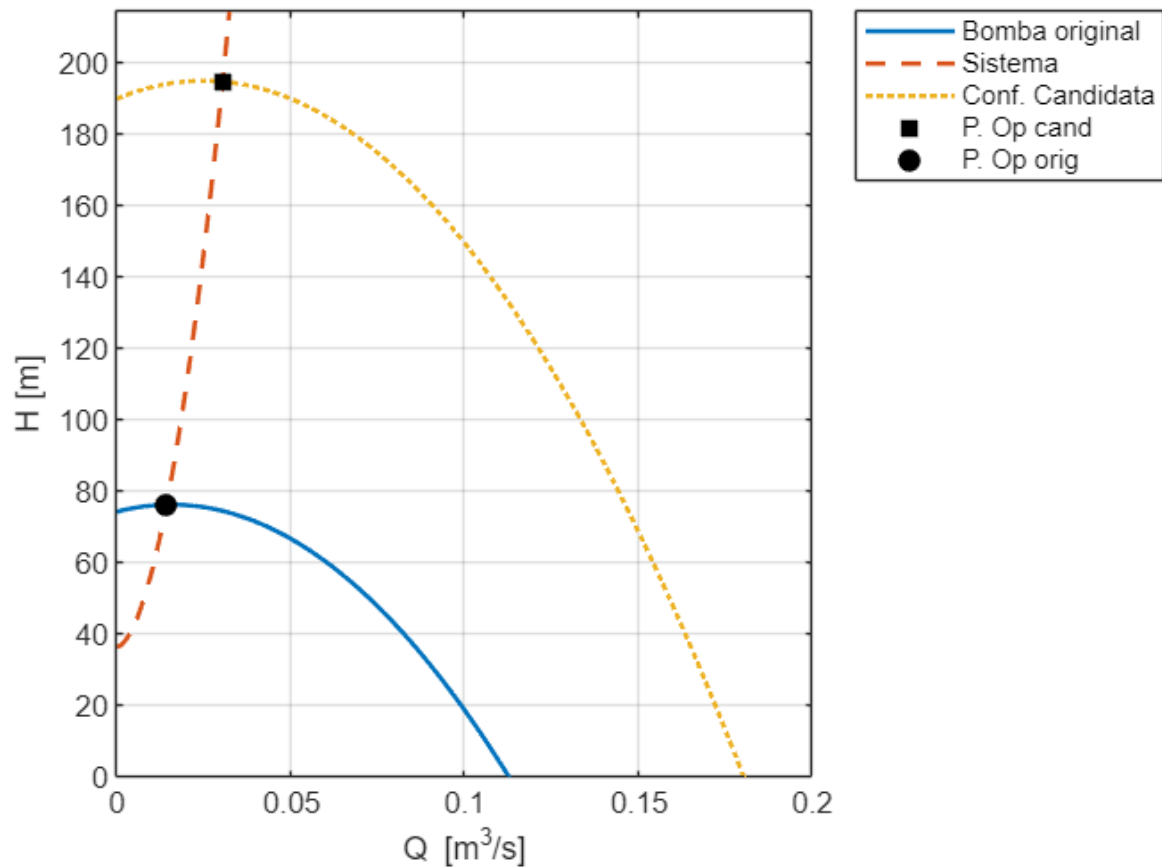


Nota. Curva del sistema superpuesta con familias de curvas de bombas; se muestran todos los puntos de operación calculados y las bandas que delimitan caudal y presión objetivo. Adaptada de MATLAB.

Con la bomba seleccionada en el apartado previo (Generic_6x4-10G_A80_2950), se realizó una validación de sensibilidad variando la velocidad de giro respecto al nominal (leyes de semejanza). Para cada valor de RPM se re-escaló la familia $H-Q-\eta$ de la bomba y se resolvió nuevamente la intersección con la curva del sistema (condiciones del oleoducto fijas: API 35, 25 °C y misma topología hidráulica). De cada punto de operación resultante se calcularon caudal (Q), altura desarrollada (H), eficiencia hidráulica (η), potencia absorbida (P) y energía, verificando además el margen de NPSH y las bandas operativas de caudal y presión/altura.

El barrido confirma el efecto esperado: al aumentar RPM el punto de operación se desplaza hacia mayor altura y menor caudal sobre la curva del sistema, mejorando la probabilidad de cumplir la banda de presión, pero penalizando el caudal objetivo cuando se sobrepasa el entorno del BEP. A la inversa, reducir RPM desplaza el punto hacia mayor caudal y menor altura, favoreciendo el cumplimiento de la banda de caudal a costa de déficit en presión en el extremo bajo. Este análisis permite identificar una ventana de velocidades donde coexisten factibilidad hidráulica y desempeño energético competitivo, sujeta a restricciones de corriente del motor, límites de velocidad mínima (recirculación interna) y margen de NPSH.

Con la configuración original el sistema operó en 0,0143 m³/s y 76 m de altura, con una eficiencia hidráulica del 34 %. Al aplicar la Configuración Candidata (mayor RPM), el punto de operación se desplazó hacia caudales y alturas superiores: Q aumentó a 0,0255 m³/s y la altura a 151 m. Este cambio vino acompañado de una mejora notable de la eficiencia (≈ 56 % relativa), lo que indica una operación más cercana al entorno de mejor rendimiento de la bomba.

Figura 10*Efecto de la variación de la velocidad de rotación*

Nota. En la imagen mostrada la línea amarilla punteada representa la curva de la bomba luego de aumentar en un factor de 1.8 el valor de las rpm de la bomba. Adaptada de MATLAB.

El incremento de caudal elevó la velocidad en tubería de 0,77 a 1,37 m/s y redujo el tiempo de tránsito de 3,35 h a 1,88 h ($\approx 44\%$ menos) para el mismo volumen desplazado. Operativamente, esto acorta los ciclos y mejora la capacidad de respuesta del sistema sin salirse de rangos típicos de velocidad de línea.

El costo de ese desplazamiento es energético: la potencia hidráulica requerida se multiplicó por 3, y la potencia al eje creció $\approx 126\%$. Para el mismo volumen bombeado, la energía total aumentó $\sim 27\%$ (de 81 a 103 kWh), por lo que la energía por unidad de volumen también se incrementa en esa proporción. En términos prácticos, la configuración candidata acerca el sistema a la banda de presión y entrega el volumen objetivo mucho más rápido, pero penaliza el consumo energético.

Con este contraste claro entre menor tiempo / mayor energía, el siguiente paso fue evaluar alternativas estructurales que eleven la altura sin cambiar RPM, como bombas en serie, y comparar su impacto hidráulico y energético bajo las mismas condiciones del oleoducto.

Con la bomba seleccionada operando a su velocidad nominal, se evaluó el arreglo de dos y tres bombas en serie manteniendo invariables las condiciones del oleoducto. Para cada configuración se resolvió el nuevo punto de operación frente a la curva del sistema y se registraron todas las variables operativas.

Los resultados muestran un desplazamiento vertical del punto de operación conforme se agregan etapas: con dos bombas en serie, el sistema alcanza alturas que no eran posibles con una sola unidad a la misma RPM, acercándose —o entrando— en la banda de presión objetivo con cambios menores en el caudal. Con tres bombas, el incremento de altura es aún más notorio y, en los escenarios evaluados, se logra compatibilidad simultánea con la banda de presión; el caudal puede variar levemente por la nueva intersección, pero el efecto dominante es el aumento de altura

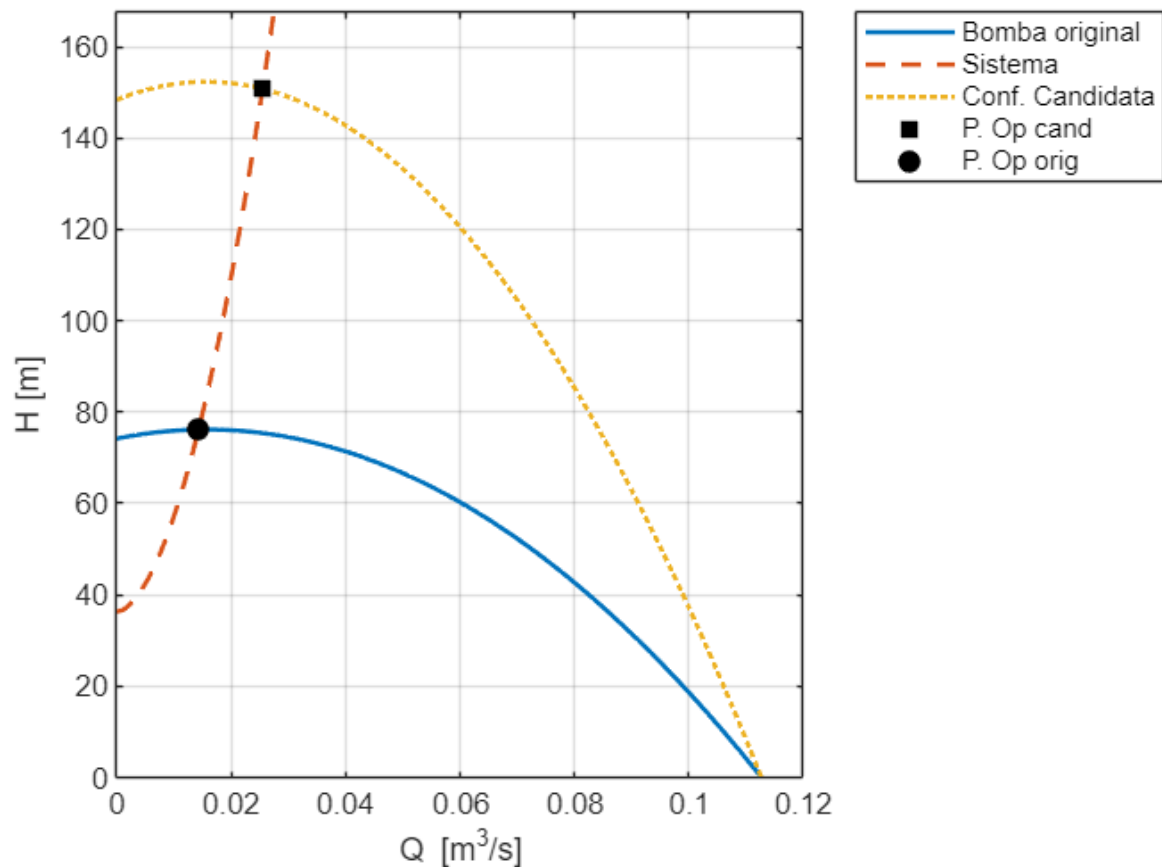
disponible. En términos energéticos, la potencia total crece respecto a la configuración de una sola bomba, pero la energía específica se mantiene competitiva cuando cada unidad opera cerca de su entorno de mejor eficiencia.

La viabilidad hidráulica queda condicionada por la primera bomba del tren, que es la que enfrenta la condición de succión más exigente. En las corridas realizadas no se evidenció cavitación al interior del rango operativo seleccionado, aunque se recomienda mantener este control como criterio de aceptación de cualquier configuración en serie. En conjunto, los resultados respaldan que añadir bombas en serie, sin modificar RPM, es una vía efectiva para lograr la banda de presión con impactos controlados en caudal y en energía específica. En la figura 11 se observa dicho comportamiento.

Con dos bombas en serie (manteniendo RPM), el punto de operación se desplaza de 0,0143 m³/s y 76 m en el caso Original a 0,0255 m³/s y 151 m en la Configuración Candidata, es decir, el caudal aumenta ~78 % y la altura prácticamente se duplica (~98 %), llevando el sistema hacia la banda de presión sin necesidad de sobrevelocidad. La eficiencia global del tren mejora de 0,34 a 0,53 (~56 %), y la velocidad en línea sube de 0,77 a 1,37 m/s, lo que reduce el tiempo de tránsito de 3,35 h a 1,88 h (~44 % menos). El costo asociado es energético: la potencia hidráulica crece ~3,5× y la potencia al eje ~2,3×, con un aumento de energía total de ~27 % (de 81 a 103 kWh). En síntesis, el arreglo en serie restaura la viabilidad hidráulica y mejora tiempos de entrega, con penalización moderada de energía que debe ponderarse frente a los límites de NPSH de la primera bomba y a la capacidad eléctrica disponible.

Figura 11

Efecto de la variación de la cantidad de bombas en serie



Nota. En la figura se muestra el efecto de agregar dos bombas idénticas en el sistema. Adaptada de MATLAB

Con dos bombas en paralelo manteniendo la velocidad nominal, el punto de operación prácticamente no se movió respecto al caso Original. El caudal total pasó de 0,01428 a 0,01414 m³/s ($\approx -1\%$) y la altura se mantuvo en el mismo entorno (76 \rightarrow 75,6 m). La eficiencia global no mostró mejoras (0,342 \rightarrow 0,339), y la velocidad en línea apenas cambió, lo que se reflejó en tiempos de tránsito muy similares (3,35 h \rightarrow 3,39 h). En términos energéticos, la potencia al eje

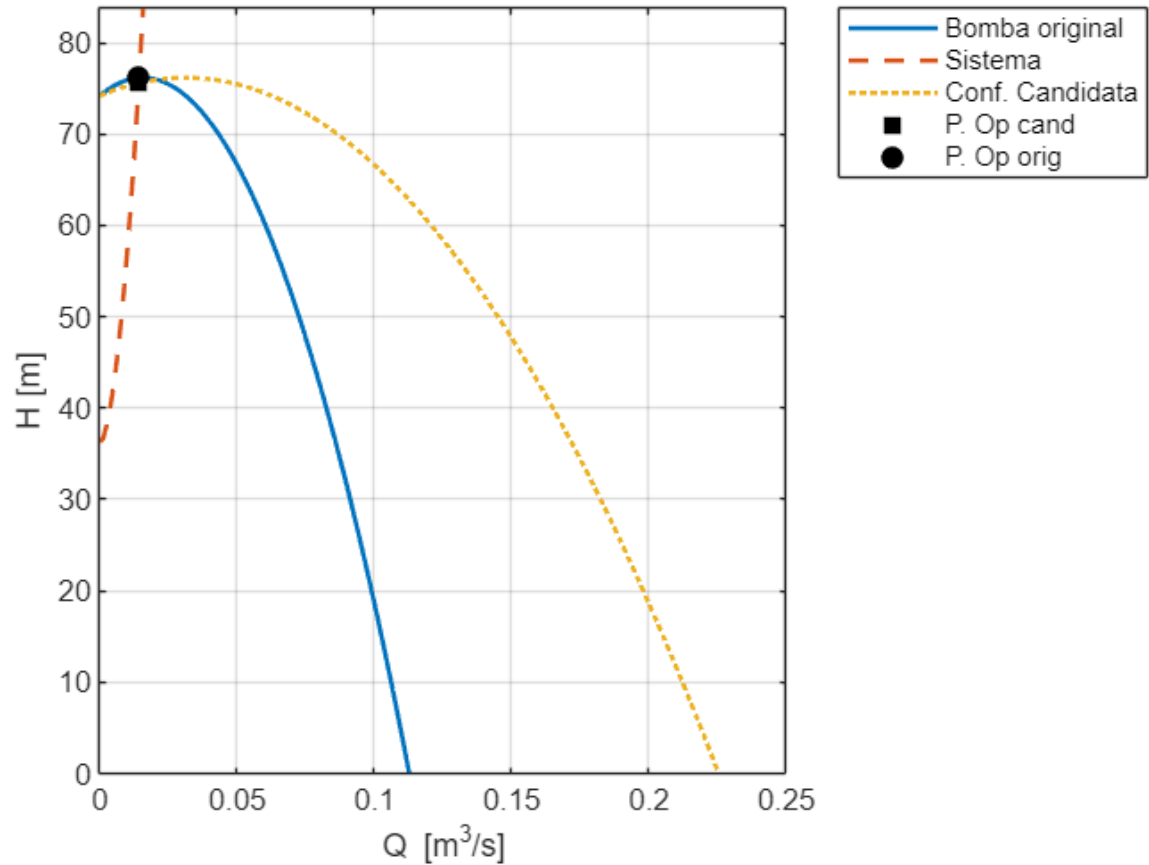
permaneció equivalente (24,17 → 23,94 kW) y la energía total por volumen bombeado no disminuyó (80,97 → 81,04 kWh).

La lectura conjunta indica que, bajo estas condiciones del oleoducto, la curva del sistema es muy empinada en el entorno del punto de operación. En ese escenario, agregar bombas en paralelo —que tiende a incrementar caudal a una altura similar— no se traduce en un aumento efectivo de caudal ni en reducción de energía específica, porque el sistema “absorbe” el intento de incremento con pérdidas crecientes y la intersección permanece prácticamente en el mismo sector. Operativamente, el arreglo añade complejidad (balanceo y control de reparto) sin beneficio hidráulico o energético tangible.

En síntesis, para las condiciones evaluadas, paralelo no aporta mejora relevante en caudal, tiempos ni consumo energético. Su conveniencia quedaría restringida a escenarios con curvas de sistema más planas (predominio de pérdidas distribuidas) o a requerimientos explícitos de mayor caudal a igual altura, lo cual no se presenta en el caso analizado.

Figura 12

Efecto de la variación de la cantidad de bombas en paralelo



Nota. En la figura se observa una configuración con dos bombas en paralelo. Adaptada de MATLAB

Para cerrar, los análisis de sensibilidad confirman que la topología de arreglo (series/paralelo), la velocidad de rotación (RPM) y la cantidad de bombas activas son los factores que determinan el desplazamiento del punto de operación respecto a las bandas operativas de caudal y presión/altura, así como el compromiso entre tiempos de tránsito y consumo energético. En nuestro caso, las combinaciones en serie elevaron la altura disponible sin requerir

sobrevelocidad, mientras que el paralelo no produjo ganancias sustantivas bajo la pendiente actual de la curva del sistema; a su vez, el aumento de RPM acercó el sistema a la banda de presión a costa de una penalización energética.

Con base en estos hallazgos, el problema se formaliza como una optimización por PSO donde el vector de decisión incluye: (i) configuración del tren (serie o paralelo), (ii) número de bombas en servicio y (iii) RPM por unidad (dentro de límites operativos), evaluados contra factibilidad hidráulica, energía específica y restricciones de NPSH. En el siguiente capítulo se presentan los resultados de la optimización, comparando escenarios y reportando la configuración óptima de bombeo bajo las condiciones del oleoducto.

8. Simulación y Resultados

Para la etapa de simulación se creó un código que resolvió el problema hidráulico de una línea de transporte de crudo, incorporando las condiciones operativas de presión, temperatura y características del fluido. El modelo representó la interacción entre la curva del sistema (pérdidas por fricción y condición aguas abajo) y las curvas de bomba, y permitió evaluar automáticamente configuraciones de equipos bajo distintos escenarios de operación.

El enfoque se orientó a minimizar la energía en el eje requerida para cumplir la condición de operación, explorando tres decisiones: número de bombas, disposición (serie o paralelo) y variación de velocidad. Se impusieron criterios prácticos para garantizar viabilidad: el caudal de la configuración no fue inferior al del caso original, la eficiencia en el punto de operación no resultó peor que la de referencia y se descartaron automáticamente combinaciones sin punto de operación real (es decir, sin cruce físico entre curva de bomba y curva del sistema).

Durante las simulaciones se analizaron diferentes calidades de crudo (vía °API) y temperaturas, de modo que el modelo reflejó cambios en propiedades y su impacto en pérdidas y desempeño. Para cada escenario se obtuvieron: la configuración propuesta (cantidad de bombas y su disposición, con el ajuste de velocidad correspondiente), el punto de operación resultante (caudal y altura), la eficiencia asociada, la potencia en el eje, el tiempo de tránsito característico y la energía total estimada.

Los resultados mostraron que existieron combinaciones capaces de reducir la energía consumida respecto del caso base, manteniendo o incrementando el caudal y respetando la presión de descarga. En general, las disposiciones en paralelo aportaron ventajas cuando se priorizó caudal, mientras que las configuraciones en serie fueron más favorables cuando se requirió mayor margen de altura; el ajuste de velocidad permitió afinar el punto de operación sin sobredimensionar el sistema. El modelo también evidenció que fluidos más livianos o temperaturas más altas redujeron las pérdidas y, por ende, la energía necesaria.

La validación visual mediante las curvas de bomba y del sistema confirmó la existencia de puntos de operación coherentes en las configuraciones recomendadas. Además, la comparación tabulada entre el caso original y la alternativa propuesta permitió cuantificar, para cada escenario, la reducción de energía y el efecto sobre el caudal, la potencia y el tiempo de tránsito. En síntesis, la etapa de simulación entregó una metodología reproducible para seleccionar configuraciones de bombeo más eficientes, con base en criterios hidráulicos y operativos, y con resultados consistentes a través de los distintos escenarios evaluados.

Se realizaron simulaciones utilizando el código desarrollado (Apéndice 4) para cuatro escenarios de operación, definidos por combinaciones de temperatura, calidad del crudo ($^{\circ}$ API) y presión aguas abajo (psi). En cada caso se obtuvo la curva del sistema, se generaron las curvas equivalentes de bomba y se identificó el punto de operación; luego se evaluaron alternativas de configuración (número de bombas, disposición en serie o paralelo y ajuste de velocidad) con el objetivo de reducir la energía requerida manteniendo las condiciones operativas. Los escenarios analizados se presentan a continuación:

Tabla 3*Condiciones de operación para simular*

Top °C	API	Pop [PSI]
25	20	0
25	40	60
35	20	0
25	60	20

Nota. En la tabla se presentan las condiciones operativas evaluadas. Elaboración propia

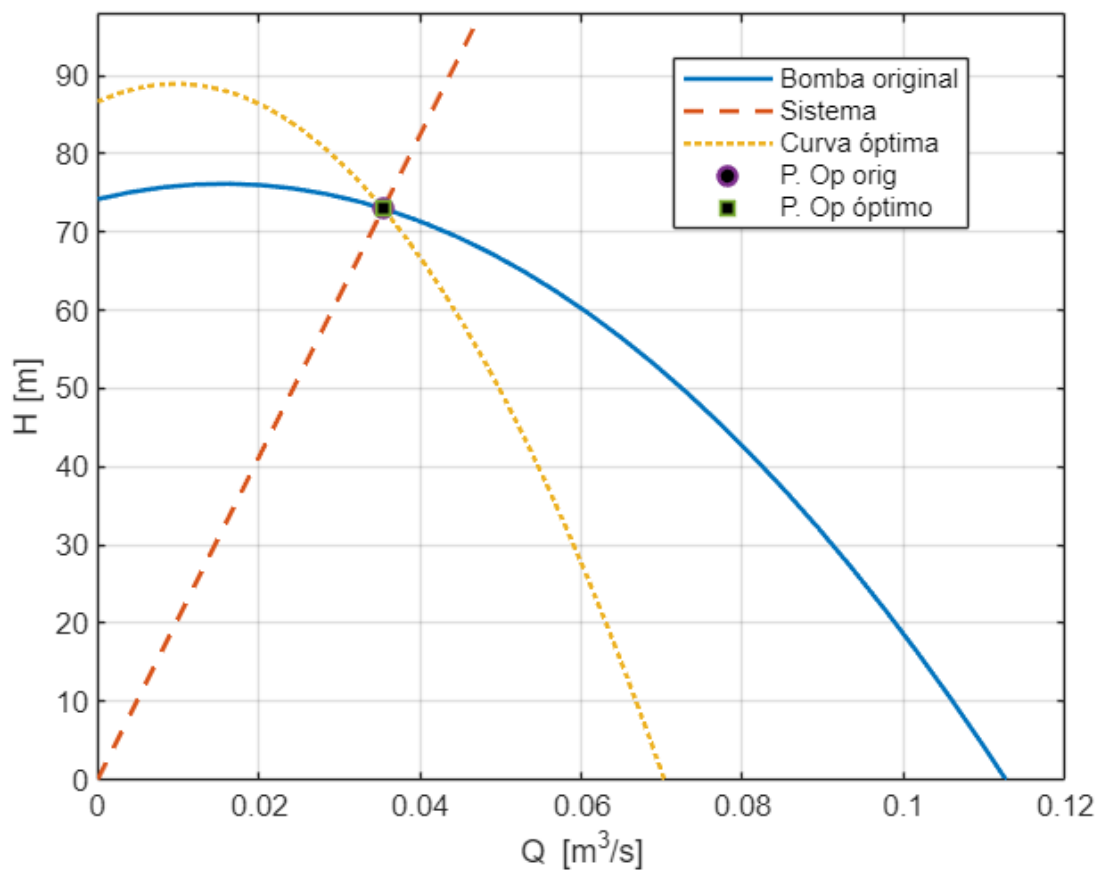
En este primer escenario ($P_2 = 0$ psi, $T = 25$ °C, $API = 20$) el punto de operación se mantuvo exactamente igual entre el caso original y el optimizado: el caudal y la altura coinciden, por lo que también se conservan la velocidad promedio en la tubería y el tiempo de tránsito. Esto indica que la optimización no buscó mover la demanda hidráulica del sistema, sino atender el mismo servicio con menor costo energético.

La configuración propuesta fue tres bombas en serie a 1841 rpm (reducción significativa de velocidad respecto a la nominal). Al combinar varias bombas en serie con rpm más bajas se reposicionó la curva característica para que el punto de operación quedara en una zona de mejor eficiencia sin perder la altura requerida. El resultado fue un incremento de la eficiencia de 0.652 a 0.741 (mejora relativa cercana al 14%), lo que se tradujo en una reducción de la potencia en el eje de ~12% (36.05 kW a 31.71 kW) y, en consecuencia, una disminución de la energía por tránsito de 4.87 kWh a 4.29 kWh (ahorro también del orden del 12%).

En términos prácticos, el sistema entrega lo mismo (mismo caudal y altura), pero lo hace con menos pérdidas internas de la bomba gracias al funcionamiento en una zona más eficiente.

Figura 13

Solución para la condición 1

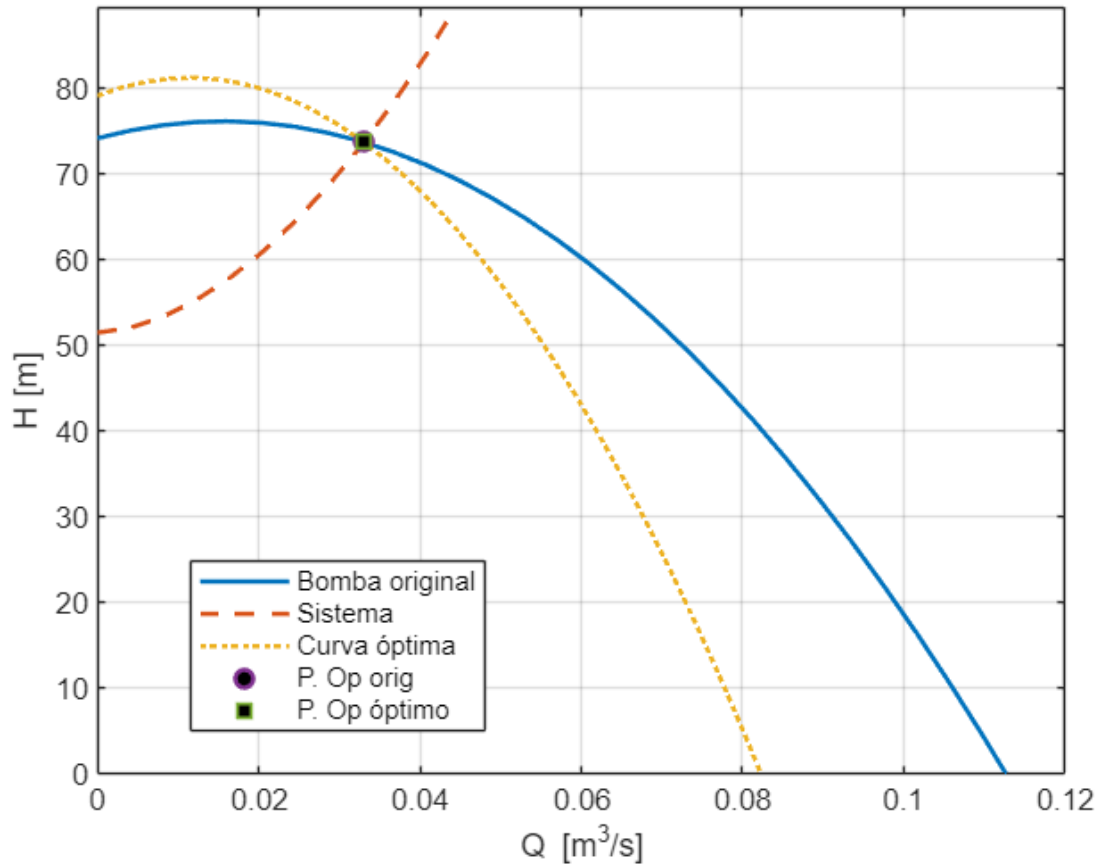


Nota. La figura presenta el punto de intersección para la condición 1. Adaptada de MATLAB.

En el segundo escenario ($P_2 = 60 \text{ psi}$, $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, $\text{API} = 40$) el punto de operación se mantuvo esencialmente igual entre el caso original y el optimizado: el caudal permanece en

0.033014 m³/s y la altura cambia de 73.705 a 73.692 m (variación despreciable). Por lo tanto, también se conservan la velocidad media en la tubería (1.772 m/s) y el tiempo de tránsito (522 s).

La configuración propuesta fue dos bombas en serie operando a 2155 rpm. Con esta combinación la eficiencia en el punto de operación aumentó de 0.628 a 0.721 (mejora relativa 15%). En consecuencia, la potencia en el eje se redujo de 31.14 kW a 27.12 kW (disminución 13%) y la energía estimada por tránsito bajó de 4.51 kWh a 3.93 kWh (también ~13% de ahorro). Cuántas horas necesita para mover 100 barriles y el orden de los crudos para disminuir el consumo de energía. El punto de operación es diferente del PSO. En 24 horas quiero 600 barriles, cuánto sería la energía.

Figura 14*Solución para la condición 2*

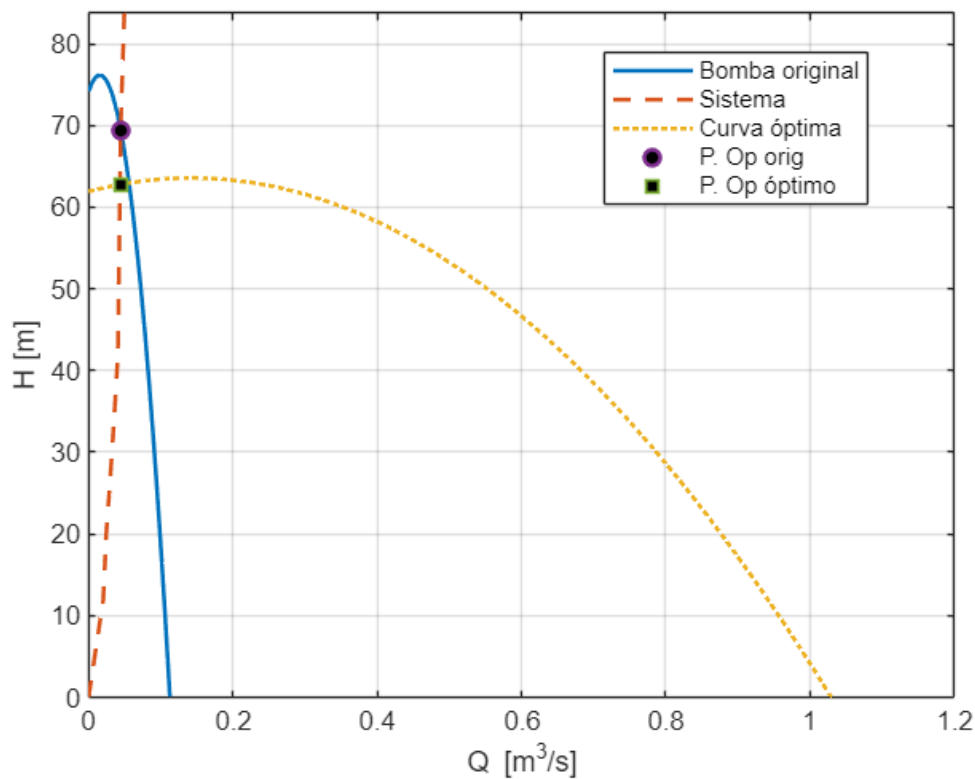
Nota. La figura presenta el punto de intersección para la condición 2. Adaptada de MATLAB.

En el tercer escenario ($P_2 = 0$ psi, $T = 35$ °C, API = 20) el punto de operación mantuvo el mismo caudal que el caso original (0.04454 m³/s), por lo que también permanecieron la velocidad promedio (2.39 m/s) y el tiempo de tránsito (~387 s). La configuración seleccionada fue diez bombas en paralelo a 2695 rpm. Frente al caso base, la altura en el punto de operación bajó de 69.40 m a 62.78 m, la eficiencia subió levemente de 0.718 a 0.734 ($\approx +1.6$ puntos porcentuales), y con ello la potencia hidráulica disminuyó de 27.94 kW a 25.28 kW ($\approx -9.5\%$). La potencia en el

eje se redujo de 38.92 kW a 34.42 kW ($\approx -11.6\%$), lo que se reflejó en una energía por tránsito de 3.70 kWh frente a 4.18 kWh del caso original (ahorro $\approx -11.6\%$).

Figura 15

Solución para la condición 3



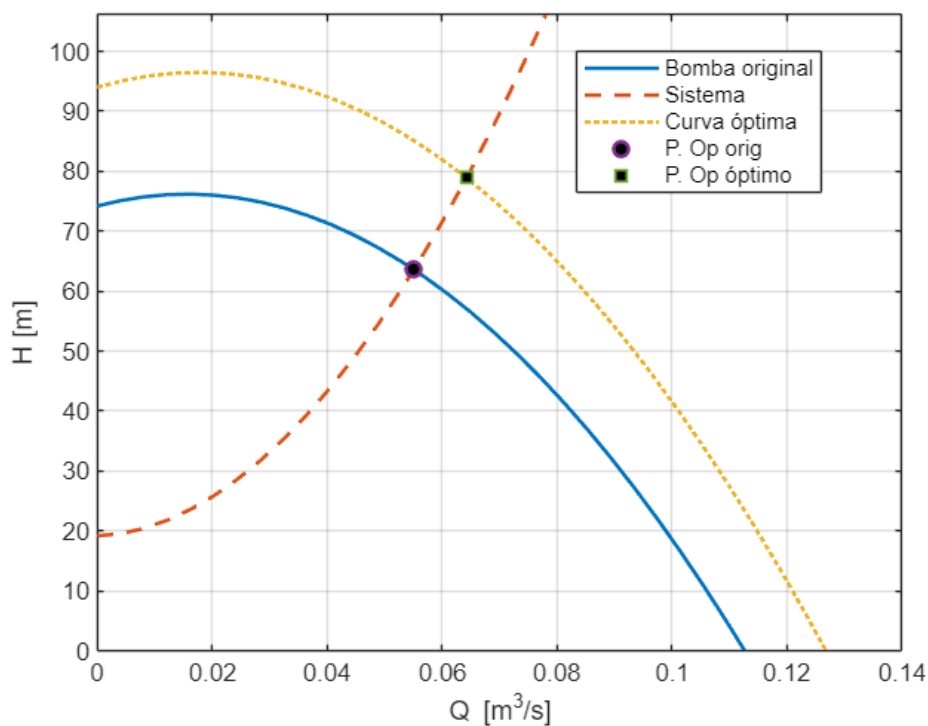
Nota. La figura presenta el punto de intersección para la condición 3. Adaptado de MATLAB.

En el cuarto escenario ($P_2 = 20$ psi, $T = 25$ °C, $API = 60$) la configuración seleccionada fue una sola bomba a 3320 rpm. El punto de operación se desplazó a mayor demanda: el caudal aumentó de 0.05505 a 0.06425 m³/s ($\approx +16.7\%$) y la altura de 63.56 a 78.87 m ($\approx +24\%$). La eficiencia se mantuvo prácticamente igual ($0.7426 \rightarrow 0.7411$, variación mínima). Con el mayor

caudal, la velocidad promedio subió de 2.956 a 3.450 m/s y el tiempo de tránsito disminuyó de 313 a 268 s ($\approx -14\%$). Sin embargo, el esfuerzo energético creció: la potencia hidráulica pasó de 25.19 a 36.47 kW ($\approx +44.8\%$), la potencia en eje de 33.92 a 49.22 kW ($\approx +45.1\%$) y la energía estimada por tránsito de 2.95 a 3.67 kWh ($\approx +24.3\%$). En síntesis, se obtuvo más caudal y mayor altura con menor tiempo de tránsito, a costa de mayor energía por tránsito.

Figura 16

Solución para la condición 4



Nota. La figura presenta el punto de intersección para la condición 4. Adaptado de MATLAB.

En la tabla se resumen los resultados obtenidos

Tabla 4*Resultados de la optimización*

Caso	T (°C)	P2 (psi)	API	Configuración óptima	ΔE energía
1	25	0	20	Serie $\times 3$ @ 1841 rpm	-12.0%
2	25	60	40	Serie $\times 2$ @ 2155 rpm	-12.9%
3	35	0	20	Paralelo $\times 10$ @ 2695 rpm	-11.6%
4	25	20	60	Serie $\times 1$ @ 3320 rpm	-24,3%

Nota. Elaboración propia

Conclusiones

Se construyó un modelo hidráulico coherente del tramo de oleoducto que integró propiedades del crudo dependientes de temperatura y °API, ecuación de Bernoulli y pérdidas por fricción. El modelo reprodujo de manera estable la interacción entre la curva del sistema y las curvas de bomba, identificando puntos de operación físicamente válidos y sensibles a las condiciones de entrada. Esto aseguró una base numérica confiable para contrastar alternativas operativas.

Se implementó un esquema de búsqueda sobre configuraciones de bombeo que combinó variación de velocidad, número de equipos y disposición en serie/paralelo. El procedimiento generó familias de curvas equivalentes y verificó su cruce real con la curva del sistema antes de estimar desempeño. De esta manera se exploró el espacio de decisiones sin caer en soluciones no físicas, priorizando únicamente combinaciones factibles.

La evaluación energética se llevó a cabo en términos de potencia en el eje y energía por tránsito, comparadas frente a un caso de referencia. El análisis mostró que, manteniendo el mismo servicio hidráulico, la reubicación del punto de operación hacia zonas de mayor eficiencia permitió reducir la energía entre ~11% y ~13% en tres de los cuatro escenarios considerados, evidenciando el impacto directo de la eficiencia sobre el consumo.

La metodología permitió interpretar el efecto de las condiciones operativas sobre el desempeño: variaciones en presión aguas abajo, temperatura y calidad del crudo modificaron las pérdidas y la ubicación del punto de operación. Cuando la demanda hidráulica aumentó (mayor

caudal y altura), el incremento de energía fue consistente con el servicio requerido; cuando se mantuvo el servicio, la optimización condujo a ahorros sin comprometer caudal ni altura.

La presentación de resultados en tablas y curvas facilitó la comparación entre el caso original y la alternativa propuesta para cada escenario. El procedimiento entregó, de forma clara y repetible, la configuración sugerida (cantidad de bombas, disposición y rpm) junto con sus indicadores clave (caudal, altura, eficiencia, potencia y energía), habilitando decisiones informadas y comparables entre escenarios heterogéneos.

Referencias Bibliográficas

- Balseca Pazmiño, O. R., & Chicaiza Arteaga, W. B. (2024). *Implementación de un sistema de bombeo en serie para el abasto de agua al reservorio en la facultad de Ciencias Agropecuarias y Recursos Naturales de la Universidad Técnica de Cotopaxi.*
- Bautista Larrota, J. P., & Lizarazo Rodríguez, D. E. (2023). *Desarrollo de un gemelo digital utilizando realidad aumentada con gestión en la nube para el banco de pruebas de transporte de fluidos y cortes de perforación del Instituto Colombiano del Petróleo.*
- Cardona Pineda, C. A. (2021). Caracterización y estandarización de los sistemas de bombeo en minería subterránea.
- Carrillo Peña, A. L., & Eugenio Barroso, J. S. (2021). *Sistema ciberfísico para la simulación de múltiples bombas centrifugas en configuración variable mediante tecnologías de industria 4.0.*
- Castiblanco, O., Cárdenas, D. J., & Castiblanco J Cárdenas, O. D. (2023). *Artículo de investigación. 18, 79–89. <https://doi.org/10.26620/uniminuto.inventum.18.34>*
- Cheng, C. C., Ramírez, J. L. M., & Escudero, A. O. M. (2024). La transición energética y el papel de las políticas públicas. *Tecnociencia, 26(1), 231–249.*
- Cuenca Cuenca, H. G. (2020). *Modelo multivariable para un sistema de transporte de crudos pesados.*
- Díaz Restrepo, Á., Sanabria González, J. C., & Silva Parra, V. M. (2025). *Participación del gas natural en la transición energética en Colombia.*
- García Buenaño, G. F. (2022). *Modelado, simulación y control del sistema hidráulico de bombeo de petróleo como herramienta didáctica para control de procesos.*

- Guamán, J. P., & Chávez, A. R. (2019). Análisis de la eficiencia energética en un sistema de bombeo accionado de manera directa y controlado por un sistema de variación de frecuencia. *Presentado para optar al grado académico de: INGENIERO DE MANTENIMIENTO*. Recuperado de: <https://dspace.espoch.edu.ec>, 8080.
- Laguna Erazo, L. A. (2024). *Realidad aumentada para mantenimiento de equipos de bombeo en la industria del transporte de derivados del petróleo*. Quito, Ecuador: Universidad Tecnológica Israel.
- León Segovia, M. A. (2014). *Análisis de costos de consumo energético eléctrico en el período 2012-2013. En el proceso de perforación de pozos petroleros en la empresa HELMERICH AND PAYNE del Ecuador para mejorar la gestión energética. Diseño de un plan de gestión energética eléctrica*.
- Montes Crispin, J., & Mauri Huincho, M. (2023). Optimización de sistema de bombeo del Nv: 1320 al Nv: 1020 para reducir los costos operativos en la zona San Cristóbal Volcán Compañía Minera SAA-2021.
- Pardo Jiménez, L. E., Villacreses Delgado, I. A., Chávez Burbano, P. X., & others. (2022). *Diseño e implementación de prácticas guiadas enfocadas en la configuración de equipos de red para la materia Diseño de Redes Conmutadas*. ESPOL. FIEC.
- Pedraza, A., & Rosas, R. (2011). *Evaluación para sistemas de bombeo de agua: Manual de eficiencia energética*. Inter-American Development Bank.
- Valderrama García, L. M. (2022). Optimización energética en sistemas de bombeo, desarrollo de un caso práctico.
- Vásquez, D. A. P. (2023). Mejora de la eficiencia hidráulica de una bomba centrífuga operada como turbina utilizando métodos de optimización.

- Wang, Y., Zhao, Q., Wu, W., Willis, A., Simpson, A. R., & Weyer, E. (2022). Improved pump setpoint selection using a calibrated hydraulic model of a high-pressure irrigation system. *IFAC-PapersOnLine*, 55(33), 72-77.
- Yanez, E. I. M., Osorio, W. A. H., & Carrera, P. J. V. (2025). Optimización de sistemas de bombeo en redes de distribución de agua: análisis de eficiencia energética y reducción de pérdidas por fricción. *Revista Ingenio Global*, 4(1), 203–218.
- Zapata, D. R. (2023). *Sistema para la gestión de la integridad de ductos para el transporte de hidrocarburos. Corrosión y medidas preventivas*. Universidad Nacional del Comahue. Facultad de ingeniería.