



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE QUITO**

**CARRERA DE MECÁNICA**

**DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN TRAMO DE OLEODUCTO PARA EL  
TRANSPORTE DE UN FLUIDO MULTIFÁSICO (CRUDO, GAS, AGUA) PARA LA  
SELECCIÓN DE BOMBAS HIDRÁULICAS**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniero Mecánico

**AUTORES: JOHAN JAVIER TUQUERRES CONLAGO**  
**PATRICIO ALDAHIR PALLASCO HERRERA**

**TUTOR: LUIS FERNANDO TOAPANTA RAMOS**

Quito – Ecuador

2024

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Johan Javier Tuquerres Conlago con documento de identificación N<sup>o</sup> 1003825419 y Patricio Aldahir Pallasco Herrera con documento de identificación N<sup>o</sup> 1726528829, manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 15 de julio del año 2024

Atentamente,



-----  
Johan Javier Tuquerres Conlago

1003825419



-----  
Patricio Aldahir Pallasco Herrera

1726528829

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, Johan Javier Tuquerres Conlago con documento de identificación N° 1003825419 y Patricio Aldahir Pallasco Herrera con documento de identificación N° 1726528829, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores de la Propuesta Tecnológica: “Diseño y simulación de un tramo de oleoducto para el transporte de un fluido multifásico (crudo, gas, agua) para la selección de bombas hidráulicas”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingenieros Mecánicos, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

Quito, 15 de julio del año 2024

Atentamente,



-----  
Johan Javier Tuquerres Conlago

1003825419



-----  
Patricio Aldahir Pallasco Herrera

1726528829

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Luis Femando Toapanta Ramos con documento de identificación N<sup>o</sup> 1721113759, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN TRAMO DE OLEODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE UN FLUIDO MULTIFÁSICO (CRUDO, GAS, AGUA) PARA LA SELECCIÓN DE BOMBAS HIDRÁULICAS, realizado por Johan Javier

Tuquerres Conlago con documento de identificación N<sup>o</sup> 1003825419 y Patricio Aldahir Pallasco Herrera con documento de identificación N<sup>o</sup> 1726528829, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Propuesta Tecnológica que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 15 de julio del año 2024

Atentamente,



---

Ing. Luis Femando Topanta Ramos, PhD

1721113759

## **DEDICATORIA**

Este trabajo se lo dedico a mi madre y padre que siempre me brindaron un plato de comida, un techo donde vivir, y un amor incondicional, a mi hermano por su apoyo, a mi sobrina que considero mi hija que a pesar de tener año y medio de vida me siento muy apegado a ella, y por último va dedicado a mi persona.

Quiero terminar este apartado con una frase que demuestra lo que se tiene que luchar con uno mismo para conseguir algo: Nuestras cadenas solo son fuertes mientras pensemos que lo son.

*Javier Tuquerres*

Dedico esta tesis a mi familia, cuyo amor y apoyo incondicional han sido el pilar fundamental en cada paso de mi camino académico. A mis padres, por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia, a mis hermanas, por su constante ánimo y compañía en este largo viaje llamada vida universitaria. Gracias a todos por creer en mí y por ser mi fuente de inspiración y fortaleza en este viaje.

Esta frase demuestra por lo que una debe pasar para conseguir lo que quiere en la vida: No descansare hasta ganar la batalla.

*Patricio Pallasco*

## **AGRADECIMIENTOS**

Estoy agradecido con Dios ya que con su bendición seguí adelante en la vida estudiantil y laboral, a mi familia por su amor, trabajo y dedicación, a los Ingenieros docentes que me brindaron su conocimiento académico, a los Ingenieros de EP Petroecuador que me brindaron un apoyo incondicional en la empresa, a todos mis compañeros que conocí en mi transcurso de estudio universitario que con su compañía hicieron ameno este proceso.

Agradezco a Dios por darme vida hasta esta hermosa etapa.

*Javier Tuquerres*

Agradezco de corazón a todos aquellos que han sido parte fundamental de este logro. A mi familia, por su amor incondicional y su apoyo constante, que me han dado la fortaleza necesaria para superar cada desafío. A mis amigos del colegio, por estar siempre a mi lado desde el inicio de este camino universitario, brindándome su ánimo y compañerismo en todo momento. A mis compañeros de estudios, por su colaboración y amistad, que han hecho de este recorrido una experiencia enriquecedora y memorable.

Finalmente, agradezco a todas aquellas personas que, de una forma u otra, contribuyeron a la realización de esta tesis. Sin su apoyo y confianza, este logro no habría sido posible. A todos ustedes.

*Patricio Pallasco*

## ÍNDICE GENERAL

<b>CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....</b>	<b>ii</b>
<b>CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA .....</b>	<b>iii</b>
<b>CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....</b>	<b>iv</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>x</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>xii</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>xiii</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>xiv</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
Antecedentes.....	1
Planteamiento del problema .....	1
Justificación .....	1
Objetivos.....	2
Objetivo general .....	2
Objetivos específicos .....	2
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>3</b>
<b>ESTADO DEL ARTE Y ASPECTOS TEÓRICOS DEL TRAMO DE OLEODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE UN FLUIDO MULTIFÁSICO .....</b>	<b>3</b>
1.1 Estado del arte .....	3
1.2 Marco teórico .....	4
1.2.1 El petróleo.....	5
1.2.3 El petróleo en el Ecuador .....	5
1.2.3 Gravedad API .....	6
1.2.4 Método de transporte del petróleo .....	6
1.2.5 Definición de flujo .....	7
1.2.6 Flujo multifásico .....	7

1.2.7 Principio de funcionamiento de bombas multifásicas .....	8
1.2.8 Caída de presión.....	8
1.2.9 Curva de la bomba .....	9
1.9.10 Software Pipesim .....	9
1.2.11 Flujo multifásico (tuberías).....	10
1.2.12 Flujo multifásico en tuberías horizontales .....	10
1.2.13 Flujo multifásico en tuberías verticales.....	13
1.2.14 Bombas multifásicas .....	16
1.2.15 Fracción volumétrica del gas (GVF).....	17
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>19</b>
<b>APLICACIÓN DE SOFTWARE .....</b>	<b>19</b>
2.1 Caso de aplicación del software .....	19
2.2 Modelo de sistema.....	20
2.3 Caracterización del fluido .....	20
2.4 Perfil del sistema .....	21
2.5 Condiciones del sistema .....	22
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>26</b>
<b>MODELADO Y CÁLCULO DE LA PÉRDIDA DE PRESIÓN EN OLEODUCTOS ....</b>	<b>26</b>
3.1 Selección de ruta.....	26
3.2 Perfil topográfico.....	27
3.3 Variables de cálculo .....	27
3.3.1 Correlaciones de flujo.....	27
3.3.2 Correlación Baker .....	28
3.3.3 Gradiente de presión .....	29
3.3.4 Gradiente de presión por gravedad .....	29
3.3.5 Gradiente de presión (aceleración).....	30
3.3.6 Gradiente de presión (fricción) .....	31
3.3.7 Flujo másico de la mezcla (unidad de masa sobre unidad de área y tiempo) ...	31
3.3.8 Densidad de la mezcla .....	32
3.3.9 Número de Reynolds.....	32
3.3.10 Holdup de las fases líquidas.....	33
3.3.11 Holdup de las fases gaseosas .....	33

3.3.12 Fracción de líquido .....	33
3.3.13 Parámetro K de Hughmark .....	34
3.3.14 Número de Froude .....	34
3.3.15 Factor $\beta$ .....	35
3.3.16 Número de Reynolds con deslizamiento entre fases.....	36
3.3.17 Viscosidad de la mezcla.....	36
3.3.18 Factor de fricción .....	37
3.3.19 Coeficiente $\alpha\lambda$ .....	37
3.4 Aplicación del modelo matemático .....	38
<b>CAPÍTULO IV.....</b>	<b>47</b>
<b>DETERMINACIÓN Y SELECCIÓN DE BOMBAS HIDRÁULICAS PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS MULTIFÁSICOS .....</b>	<b>47</b>
4.1 Selección de bombas multifásicas .....	47
4.2 Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann .....	48
4.2.1 Selección de bomba para A.....	49
4.3 Selección de bomba para A1 .....	51
4.4 Selección de bomba para A2 .....	53
4.5 Selección de bomba para A3 .....	54
<b>CONCLUSIONES GENERALES.....</b>	<b>57</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>59</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>60</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>1</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Yacimientos de petróleo.....	5
<b>Figura 2.</b> Flujo de burbujas.....	11
<b>Figura 3.</b> Flujo de tapón .....	11
<b>Figura 4.</b> Flujo estratificado.....	12
<b>Figura 5.</b> Flujo de onda.....	12
<b>Figura 6.</b> Flujo ariete .....	12
<b>Figura 7.</b> Flujo anular .....	13
<b>Figura 8.</b> Flujo de difusión .....	13
<b>Figura 9.</b> Flujo de burbujas.....	14
<b>Figura 10.</b> Flujo de bala.....	14
<b>Figura 11.</b> Flujo revuelto .....	15
<b>Figura 12.</b> Flujo anular .....	15
<b>Figura 13.</b> Flujo de niebla.....	16
<b>Figura 14.</b> Modelo de sistema .....	20
<b>Figura 15.</b> Caracterización del fluido. ....	21
<b>Figura 16.</b> Perfil del sistema.....	21
<b>Figura 17.</b> Condiciones del sistema.....	22
<b>Figura 18.</b> Ruta del oleoducto recolector estación A hacia estación de procesos B.....	26
<b>Figura 19.</b> Ejemplo de topografía y distancia desde estación A3 hacia Nodo ND.....	27
<b>Figura 20.</b> Correlación de Baker. ....	28
<b>Figura 21.</b> Coeficiente $\alpha\lambda$ .....	37
<b>Figura 22.</b> Coeficiente $\alpha(\lambda)$ .....	44
<b>Figura 23.</b> Caída de presión por distancia .....	46
<b>Figura 24.</b> Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann. ....	48
<b>Figura 25.</b> Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann y curva del sistema estación A .....	51

<b>Figura 26.</b> Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann y curva del sistema estación A1 .....	53
<b>Figura 27.</b> Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann y curva del sistema estación A2.....	54
<b>Figura 28.</b> Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann y curva del sistema estación A3.....	56

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Valores de entrada .....	22
<b>Tabla 2.</b> Casos de simulación. ....	23
<b>Tabla 3.</b> Resultados de simulación .....	23
<b>Tabla 4.</b> Velocidad del fluido. ....	23
<b>Tabla 5.</b> EVR. ....	24
<b>Tabla 6.</b> Propiedades del fluido multifásico. ....	38
<b>Tabla 7.</b> Propiedades del oleoducto. ....	38
<b>Tabla 8.</b> Escenarios de producción para la curva del sistema del proyecto. ....	47
<b>Tabla 9.</b> Condiciones operacionales del proyecto.....	47
<b>Tabla 10.</b> Condiciones operacionales para la estación A.....	50
<b>Tabla 11.</b> Escenarios de producción para la curva del sistema de la estación A.....	51
<b>Tabla 12.</b> Condiciones operacionales para la estación A1.....	52
<b>Tabla 13.</b> Escenarios de producción para la curva del sistema de la estación A1. ....	52
<b>Tabla 14.</b> Condiciones operacionales para la estación A2.....	53
<b>Tabla 15.</b> Escenarios de producción para la curva del sistema de la estación A2.....	54
<b>Tabla 16.</b> Condiciones operacionales para la estación A3.....	55
<b>Tabla 17.</b> Escenarios de producción para la curva del sistema de la estación A3.....	55
<b>Tabla 18.</b> Bombas seleccionadas por estación.....	56

## RESUMEN

La investigación empleó simuladores como Pipesim para el análisis y diseño del transporte de fluidos multifásicos (crudo, gas, agua), recolectando datos de campo sobre sus propiedades físicas. Se diseñó una geometría, evaluada posteriormente con cálculos empíricos, asegurando que el diseño cumpliera con los requerimientos del transporte de fluidos multifásicos y fuera compatible con los cálculos realizados durante el proceso. Los datos obtenidos por la simulación se cotejaron principalmente con los catálogos de fabricantes de tuberías y los requisitos del sistema, determinados mediante cálculos empíricos basados en manuales de diseño.

La selección de bombas multifásicas para transportar fluidos como crudo, agua y gas se basó en el análisis del punto de intersección de la curva del sistema y la curva característica de la bomba. Esta intersección determinó el punto de operación óptimo, asegurando eficiencia y estabilidad en el proceso de bombeo. La curva del sistema mostró la interacción entre la pérdida de carga y el volumen, influenciada por la longitud y el diámetro de las tuberías, las propiedades del fluido y las condiciones operativas. La curva de la bomba, por otro lado, describió su capacidad para generar presión en función del caudal, considerando la energía aplicada y la eficiencia del equipo.

***Palabras claves:*** Pipesim, fluidos multifásicos, cálculos empíricos, curva del sistema.

## ABSTRACT

The research used simulators such as Pipesim for the analysis and design of multiphase fluid transport (crude oil, gas, water), collecting field data on their physical properties. A geometry was designed, subsequently evaluated with empirical calculations, ensuring that the design met the requirements of multiphase fluid transport and was compatible with the calculations performed during the process. The data obtained by the simulation was mainly cross-checked with pipe manufacturer's catalogs and system requirements determined by empirical calculations based on design manuals.

The selection of multiphase pumps to transport fluids such as crude oil, water and gas was based on the analysis of the intersection point of the system curve and the pump characteristic curve. This intersection determined the optimal operating point, ensuring efficiency and stability in the pumping process. The system curve showed the interaction between head loss and volume, influenced by pipe length and diameter, fluid properties and operating conditions. The pump curve, on the other hand, described its capacity to generate pressure as a function of flow rate, considering the energy applied and the efficiency of the equipment.

***Keywords:*** Pipesim, multiphase fluids, empirical calculations, system curve.

# INTRODUCCIÓN

## **Antecedentes**

En la Amazonía ecuatoriana, aproximadamente 447 mecheros arden constantemente, quemando gas natural a diario. Esta práctica libera millones de toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. Además, varios de estos mecheros están situados en áreas pobladas [1]. La quema del gas natural tiene efectos dañinos a la piel por lo cual tiene como consecuencia: un cáncer del tejido linfático. La corte del Ecuador dispuso la eliminación de mecheros hasta el 2030.

Debido a la disposición de la Corte del Ecuador el gas que solía ser quemado en mecheros en la actualidad está siendo transportado por oleoductos, por lo cual, es necesario el diseño hidráulico de un oleoducto para fluido multifásico de la estación A hacia la estación de procesos B.

## **Planteamiento del problema**

El CO<sub>2</sub> emitido por la quema de gas es muy contaminante, por lo que debe ser transportado en oleoductos especializados para fluidos multifásicos. El transporte de fluidos multifásicos, como crudo, agua y gas, es un desafío para la industria de hidrocarburos, especialmente en estaciones de producción maduras, en zonas remotas o en áreas marinas. El manejo eficiente de esta mezcla compleja presenta el desafío técnico de la variación de la composición del fluido, lo que complica el flujo y provoca problemas de hidratos, corrosión, erosión y separación de fases. Dado que el principal método de transporte a través de bombas hidráulicas es esencial seleccionar adecuadamente las bombas para asegurar la eficiencia y confiabilidad del sistema. La metodología incluye la recolección de datos, el uso de software de simulación y la evaluación de tecnologías disponibles en el mercado.

## **Justificación**

El transporte de fluidos multifásicos es común en la industria petrolera y de gas debido a la naturaleza de los productos extraídos de los yacimientos. El diseño hidráulico adecuado del oleoducto garantiza la eficiencia en el transporte, minimizando las pérdidas de energía y maximizando la capacidad de transporte. El estudio empleará el software Pipesim, que permite simular el flujo multifásico tanto en condiciones continuas como estacionarias y se utiliza para el análisis, diseño y diagnóstico de sistemas de extracción de crudo. Al abordar estos desafíos

de diseño inicial, se mejora la eficiencia del sistema para adaptarse a la demanda o a condiciones operativas imprevistas.

## **Objetivos**

### **Objetivo general**

Diseñar y simular un tramo de oleoducto para el transporte de un fluido multifásico (crudo, agua, gas) para la selección de bombas hidráulicas.

### **Objetivos específicos**

- Definir el transporte hidráulico del fluido multifásico para un tramo de oleoducto de 6.55 km.
- Analizar el tramo de tubería del oleoducto de acuerdo con la capacidad de transporte a y operación segura bajo diferentes condiciones de flujo.
- Simular mediante software especializado en la reacción del fluido multifásico en el interior de la tubería de oleoducto para la longitud de 6.55 km.
- Seleccionar las bombas hidráulicas mediante la evaluación de las curvas características del sistema en el transporte de fluido multifásico.

# **CAPÍTULO I**

## **ESTADO DEL ARTE Y ASPECTOS TEÓRICOS DEL TRAMO DE OLEODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE UN FLUIDO MULTIFÁSICO**

En el siguiente capítulo se expondrán los conceptos básicos utilizados para el diseño de un tramo de oleoducto y la selección de bombas multifásicas, de manera que se comprendan los principios fundamentales, las normas aplicables y el software a utilizar.

### **1.1 Estado del arte**

El transporte de gas natural por gasoductos es el método más eficiente y económico de transporte de líquidos. Esto incluye tanto líquidos monofásicos, que consisten en una sola etapa ya sea como fluido o gas, que contienen dos fases, líquida y gaseosa. También es eficaz para el transporte de líquidos polifásicos, que están compuestos por dos o más fases [2].

La extracción de petróleo generalmente incluye la obtención de GLP (gas licuado de petróleo), ya sea libre, seco, húmedo o mojado, en diversas cantidades. La presencia de gas natural puede causar problemas como la cavitación de la bomba, grandes caídas de presión [2].

Para transportar hidrocarburos en una sola etapa. Si el oleoducto está diseñado para transportar líquidos, la presencia de GLP genera cambios operativos con la disminución del caudal, también reduce la cantidad de flujo que la bomba puede mover y genera cavitación [3].

En la industria de los hidrocarburos, la manipulación de fluidos se relaciona principalmente con zonas de extracción, procesamiento, transporte y venta. El traslado consiste en transportar los hidrocarburos desde el pozo, a través de tuberías, hasta diversos lugares de procesamiento y almacenamiento [4].

Se supone que el caudal es un valor conocido y a partir de esto se calcula el siguiente orden, número de Reynolds, caudal, coeficiente de fricción, caída de presión por unidad de longitud, potencia requerida y una estimación del costo unitario por barril petróleo o crudo transportado en la línea de oleoducto [5].

La industria petrolera tiene como principal interés en las estaciones implementar tecnología de bombeo multifásico en el transporte y extracción de petróleo, debido a la exploración en campos de producción menos atractivos por sus grandes distancias y baja producción. El componente principal de estas estaciones de flujo son las bombas multifásicas, que permiten el transporte de fluidos viscosos. Sin embargo, la arena presente en la mezcla causa desgaste por abrasión en

los elementos principales de la bomba (el tornillo y la carcasa), aumentando la holgura entre ellos, lo que disminuye el rendimiento de la bomba y afecta la producción [7].

Este estudio analizó datos de ensayos en los laboratorios con sustancias químicas para resolver problemas en el transporte de crudo. Evaluaron métodos químicos actuales, con compuestos reductores del punto de fluidez y los suplementos que disminuyen el arrastre. Los agentes reductores del punto de fluidez lograron reducir la viscosidad en un 54.84 %, mientras que los reductores de arrastre lograron un 31.2 %. La dosificación fue clave, con los reductores de arrastre aplicados en partes por millón (PPM). Se identificó la mejor alternativa para contrarrestar la alta viscosidad del crudo pesado [8].

El estudio se centra en examinar los distintos flujos de producción de crudo pesado con varias calidades de gravedad API (gravedad API o grado API, derivada de la abreviatura inglesa de "American Petroleum Institute", es una medida de densidad que especifica qué tan pesado o liviano es un petróleo en comparación con el agua a la misma temperatura), tomando en cuenta las condiciones actuales de transporte de fluidos a través del oleoducto. La investigación se basa en simulaciones dinámicas. En el caso base, se detecta una desviación mínima de los resultados, lo cual se toma en cuenta debido a las condiciones de frontera, la formación del fluido, su adaptación a diversas calidades API, los datos del ducto, la situación ambiental y la presión de operación [9].

## **1.2 Marco teórico**

El oleoducto se compone de tuberías conectadas entre sí mediante soldadura en sus extremos, lo cual facilita el transporte de un fluido multifásico a largas distancias. Este movimiento es posible gracias a la fuerza generada por el sistema de bombeo [10].

El fluido multifásico se comprende por más de una fase, en la cual los líquidos son crudo y agua y adicional el gas, estas fases conviven en un mismo yacimiento, existen diferentes flujos bifásicos y trifásicos [11].

En esta parte se llevará a cabo un análisis de los conceptos clave necesarios para diseñar el oleoducto destinado al transporte de un fluido multifásico a lo largo de largas distancias. El oleoducto jugará un papel fundamental en el traslado eficiente del fluido y se logrará mediante el uso de bombas hidráulicas.

### 1.2.1 El petróleo

El petróleo, un líquido viscoso, puede variar en coloración, desde verde hasta negro y está compuesto principalmente por hidrocarburos, que son combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno en diferentes proporciones. Cada campo petrolero tiene una composición única, ya que además de los hidrocarburos, suelen encontrarse otras sustancias químicas como compuestos nitrogenados, oxigenados y orgánicos, así como elementos como níquel, vanadio y azufre. Por lo tanto, no se han encontrado dos campos de petróleo con la misma composición exacta. En la Figura 1 se muestra los yacimientos de petróleo offshore y onshore presentados en Ecuador [12].



Figura 1. Yacimientos de petróleo [12].

### 1.2.3 El petróleo en el Ecuador

La exportación de petróleo y sus derivados representa la principal fuente de ingresos de Ecuador, siendo un recurso vital que impulsa su economía. La refinación del petróleo genera productos como el gas o (GLP) y el combustible no solo abastece la demanda nacional, sino que también contribuye al desarrollo industrial. Sin embargo, el uso de combustibles derivados del petróleo conlleva una significativa contaminación ambiental, afectando al aire, al agua y al suelo. Además, las actividades relacionadas con la exploración, perforación y explotación petrolera pueden resultar en la desubicación de especies de sus hábitats naturales.

Ecuador ha celebrado acuerdos y concesiones con varias corporaciones internacionales para realizar exploración y desarrollo de petróleo en diversas áreas, incluida la Amazonia y la costa. El recurso alcanzó una importancia notable en medio del "boom petrolero" que comenzó en 1973, en medio de la dictadura militar del Ecuador, como resultado de los acontecimientos

geopolíticos en Oriente Medio que involucraron a las naciones árabes y Jerusalén. Es evidente desde esta perspectiva histórica que estos acontecimientos han afectado a la política mundial y a la economía [13].

### ***1.2.3 Gravedad API***

Es relevante destacar que hay normativas internacionales, como las establecidas el “Instituto Americano del Petróleo, que establecen criterios de calidad que impactan en el valor final del petróleo. Los grados API superiores denotan una mayor calidad del producto.

Los petróleos se dividen en categorías según su peso: ligeros, medios y pesados. Los petróleos ligeros tienen una gravedad API superior a 30, mientras que los medios oscilan entre 22 y 29 y los pesados caen entre 10 y 21. Los hidrocarburos con menos de 10 grados API se consideran bituminosos o, a veces, ultra pesados, conforme al anexo 1.

La gravedad API es la proporción de densidad utilizada en los Estados Unidos para caracterizar el crudo con sus procesos procedentes. Por ejemplo, el petróleo crudo del Ecuador (Oriente) normalmente tiene un grado API promedio de 30, lo que indica un petróleo crudo de buena calidad. El petróleo crudo comprende compuestos de hidrocarburos de varias familias, incluidas parafinas, isoparafinas, olefinas, naftenos, aromáticos y más [14].

### ***1.2.4 Método de transporte del petróleo***

El método principal para transportar petróleo es mediante oleoductos, donde el crudo se mueve a través de tuberías impulsado por estaciones de bombeo. Inicialmente, el petróleo se extrae de los depósitos de almacenamiento y luego se dirige a través de una red de canalizaciones y válvulas hacia su destino. Mientras que el petróleo proveniente de la Amazonia se transporta mediante oleoductos, los combustibles se trasladan a través de tuberías y se llevan en tanqueros desde la terminal de Balao, en Esmeraldas, hasta la terminal de La Libertad, en Santa Elena [15].

El petróleo se traslada desde las refinerías y los campos petrolíferos a diversas regiones del país mediante camiones cisterna operados por empresas de transporte privadas. En la región amazónica del país, tiene aforo de almacenar el crudo en la terminal del oleoducto, mientras que en el puerto, el almacenamiento asciende a 3750000 barriles, distribuidos en 18 tanques

ubicados a 3000 m de la costa y una elevación aproximadamente de 200 m sobre el nivel del mar [16].

### ***1.2.5 Definición de flujo***

La dinámica de fluidos es la disciplina de la mecánica que se dedica al análisis del movimiento o flujo de los fluidos. En el contexto del agua, este estudio se denomina hidrodinámica, mientras que para los gases se conoce como aerodinámica.

Un fluido fluye en estado estacionario si su velocidad en cualquier punto es siempre la misma, aunque cambie de un punto a otro es siempre la misma, aunque varíe de un punto a otro, es decir, en cualquier punto la velocidad del fluido no cambia de un punto a otro en cualquier punto del fluido, la velocidad es independiente del tiempo. Dentro del fluido existe un cierto campo vectorial llamado campo de velocidades, que es estacionario, aunque cambie de un punto a otro que es estacionario.

La ruta seguida por una partícula de fluido a lo largo del tiempo se conoce como línea de flujo. Las partículas de fluido se desplazan en movimiento. Esta línea indica la dirección y magnitud de la velocidad del fluido en un punto específico, siendo tangente a la trayectoria que recorren las partículas del fluido [17].

### ***1.2.6 Flujo multifásico***

El flujo multifásico se describe como el movimiento simultáneo de varias fases, siendo el flujo bifásico la forma más básica dentro de esta categoría. En esta investigación, se supervisan de manera fundamental diversas variables, como las características físicas de las fases, el tamaño y la inclinación del conducto, la presión de operación, la distribución de las fases (hold-up), la caída de presión y el régimen de flujo. Se ha destacado que el régimen de flujo es la variable de mayor relevancia debido a su influencia directa en los valores de hold-up y la caída de presión.

Las siguientes situaciones implican la presencia de múltiples fases:

- Mezclas de líquidos.
- Mezcla de gas-líquido.

Este estudio examina un escenario relacionado con el “transporte de mezclas de gases y líquidos”, que se conoce comúnmente como flujo de dos fases [18].

### ***1.2.7 Principio de funcionamiento de bombas multifásicas***

Las bombas multifásicas son dispositivos de doble tornillo o de desplazamiento helicoidal axial. Estas bombas, también llamadas bombas dinámicas helicoidales axiales, incrementan la presión diferencial al reducir la presión en la boca del pozo. Al disminuir esta presión, se aumenta la diferencia de presión y, como resultado, se incrementa la producción [2].

En este caso las bombas multifásicas tienen un beneficio:

- Caudal impredecible: la atención se centra en los caudales impredecibles que antes se consideraban poco rentables. Las bombas helicoidales de husillo multifásicas los gestionan de forma sencilla y rentable. Las bombas helicoidales de husillo multifásicas son una solución fiable para una amplia gama de caudales potenciales.
- Los productos crudos, desde el gas húmedo hasta el petróleo pesado, pueden bombearse de forma fiable en todas las condiciones: en alta mar, en instalaciones térmicas o convencionales. Además, puede evitarse la quema en antorcha, con lo que el subproducto queda disponible para un uso beneficioso.
- Extensión de la producción: La explotación de reservas de petróleo en áreas desafiantes o de difícil acceso, además de extender la duración operativa de los pozos de petróleo, presentan una valiosa oportunidad para obtener significativos beneficios económicos. Se pueden conseguir ventajas comerciales con una inversión relativamente pequeña y un coste total de propiedad extremadamente bajo [19].

### ***1.2.8 Caída de presión***

En el mundo de los oleoductos, la pérdida de carga es un factor crucial que afecta el flujo eficiente del petróleo. Si bien diversas fuerzas como la fricción y la gravedad influyen en este fenómeno, la fricción entre el fluido y la tubería se alza como la principal protagonista, especialmente en terrenos horizontales donde la aceleración y la gravedad son mínimas o nulas.

Esta fricción, que se intensifica en flujos parcialmente turbulentos o turbulentos, genera una pérdida de carga directamente a la rapidez y densidad del flujo. Por otro lado, se tiene a la viscosidad, por su parte, es crucial en el cálculo del número de Reynolds, un parámetro adimensional que, a su vez, determina el coeficiente de fricción. Este último coeficiente es clave para cuantificar la pérdida de carga en el oleoducto [20].

### ***1.2.9 Curva de la bomba***

El petróleo crudo se desplaza a través de una tubería impulsado por la fuerza generada por una estación de bombeo. El crudo proviene de depósitos de almacenamiento, desde donde se inicia el flujo del producto mediante una red de tuberías y un sistema de válvulas. Se requiere analizar las características de las curvas de la bomba son:

- La relación entre la altura manométrica ( $H_m$ ), el caudal ( $Q$ ) de una bomba.
- Gráfico que ilustra la relación entre la velocidad específica ( $U_n$ ) y el caudal ( $Q$ ) de una bomba.
- Representación gráfica de la relación entre la eficiencia de una bomba ( $\eta$ ) y el caudal ( $Q$ ).
- Gráfico que describe la relación entre la caída de presión ( $\Delta P$ ) y el caudal ( $Q$ ) de una bomba.

Después de que se complete la preselección, se valida el gráfico de coincidencia. Esto proporciona una muestra de múltiples curvas de impulso distintivas junto con la capacidad, se requieren datos como la altura, la eficiencia, la potencia y la altura de succión positiva neta, todos mostrados simultáneamente en un mismo gráfico de coordenadas hidráulicas [21].

### ***1.9.10 Software Pipesim***

El software Pipesim se utiliza para analizar sistemas, con un enfoque completo, rápido y efectivo, con el fin de mejorar la producción y comprender el potencial de un área específica de interés.

Para ofrecer un análisis completo del sistema de producción, Pipesim modela no solo todos los tipos habituales de terminaciones para pozos verticales, horizontales y fracturados, sino también la operatividad de la línea de flujo. Pipesim está diseñado para su uso en una variedad de sistemas, tanto antiguos como actuales.

Las características del simulador son las siguientes:

- Es un simulador completo y adaptable ya que permite el análisis de unidades segmentadas tanto estáticas como dinámicas.
- Hay varias maneras de introducir datos en el simulador: puede introducir los datos manualmente ingresando tablas de copia de seguridad (estática o dinámica), cargar

datos de archivos, insertar un vector de colisión inicial o incluso crear una tabla de reserva mediante la síntesis de una tabla de copia de seguridad de un ciclo específico del diagrama de estado que muestra la ocupación de la unidad segmentada.

- El simulador facilita una amplia configuración multilingüe tanto en español como en inglés, permitiendo el cambio de idioma en cualquier momento mientras la aplicación esté en funcionamiento [22].

Pipesim usa como norma de simulación a la API RP14E para determinar velocidad de erosión, la velocidad mínima y la caída de presión como criterios para el dimensionamiento del oleoducto. Para evaluar el flujo multifásico, se emplea la correlación de Baker, la cual ayuda a identificar los distintos patrones de flujo en el conducto a diseñar. Esta correlación ha determinado siete patrones de flujo distintos.

### ***1.2.11 Flujo multifásico (tuberías)***

El flujo multifásico en tuberías se refiere al movimiento simultáneo de gas y líquido libre dentro de un conducto, pudiendo manifestarse como una mezcla uniforme, en forma de piscinas de líquido impulsadas por gas o en flujos paralelos y otras combinaciones posibles. En la industria del petróleo, resulta crucial emplear correlaciones de flujo multifásico para prever las pérdidas de presión. Las propiedades del fluido son cruciales para el cálculo de la caída de presión y su impacto en la determinación de un modelo que represente el comportamiento del flujo en el conducto o pozo.

El régimen de flujo en un sistema de flujo bifásico está determinado por varios factores:

- Las características de las dos fases, incluyendo su densidad, viscosidad, rugosidad y tensión superficial.
- Las variables geométricas del sistema, como el diámetro y la inclinación del ducto.
- Los parámetros de funcionamiento, como el caudal de gas y líquido [18].

### ***1.2.12 Flujo multifásico en tuberías horizontales***

Existen siete regímenes de flujo que caracterizan el comportamiento del fluido en una tubería horizontal [23].

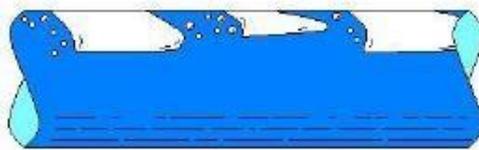
- Flujo de burbujas: Este tipo de flujo se distingue por tener burbujas de aire dispersas en el líquido, que se desplazan a una velocidad similar a la del líquido en la parte superior de la tubería.

Este fenómeno ocurre cuando las velocidades aparentes del gas están entre 1 y 10 ft/s y las velocidades superficiales del líquido varían entre 5 y 16 ft/s. Si la rapidez del fluido es alta, los burbujeos se distribuirán a lo largo de todo el ducto, lo cual se denomina flujo de espuma o flujo de burbujas dispersas. Como se aprecia en la Figura 2 [24].



**Figura 2.** Flujo de burbujas [23].

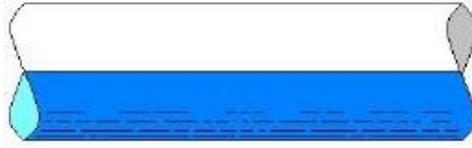
- Flujo de tapón: La presencia de alternancia entre tapones de líquido y gas es común en este tipo de flujo. El gas se transporta en la parte superior del ducto completo gracias a la influencia de la gravedad. Esto sucede cuando la velocidad superficial de los gases es menor a 3 ft/s y la velocidad superficial de los líquidos es menor a 2 ft/s. Este fenómeno también se conoce como flujo de burbuja alargada o flujo de tapón, según la Figura 3 [24].



**Figura 3.** Flujo de tapón [23].

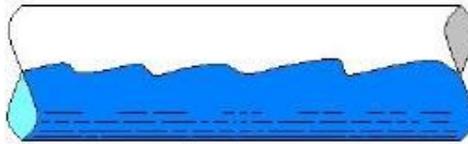
- Flujo estratificado: En ese escenario, el líquido fluye a través de la parte inferior del tubo y el gas fluye a través de la parte superior, formando una interfaz gas-líquido suave y uniforme.

Esto ocurre cuando la rapidez superficial de los líquidos es inferior a 0.5 ft/s y para los gases en el rango de 2 a 10 ft/s. También se denomina flujo estacionario estratificado, según la Figura 4 [24].



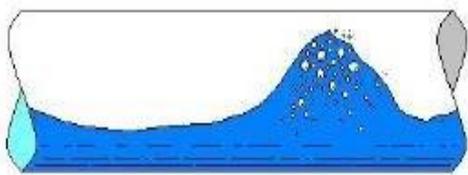
**Figura 4.** Flujo estratificado [23].

- Flujo de onda: Similar al flujo estratificado, pero en este caso las ondas se desplazan en la dirección del flujo. Esto se presenta cuando la rapidez superficial de un líquido es inferior a 1 ft/s y la rapidez superficial de un gas es superior a 16 ft/s. Este fenómeno también se conoce comúnmente como flujo de ondulación en capas, según la Figura 5 [24].



**Figura 5.** Flujo de onda [23].

- Flujo ariete: A medida que aumenta la velocidad del gas, la altura de la onda también crece, alcanzando la superficie interna superior y creando un tapón de espuma. Estos pistones operan a velocidades más altas debido al efecto de los fluidos de alta velocidad sobre las juntas y el contraflujo, como se aprecia en la Figura 6 [24].



**Figura 6.** Flujo ariete [23].

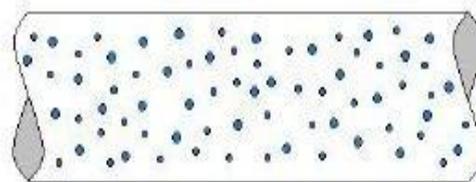
- Flujo anular: En este régimen de flujo, el fluido forma una película delgada a lo largo de la pared interna de la tubería, mientras que el gas ocupa el centro. Parte del líquido se dispersa en el centro del gas en forma de pequeñas gotas.

Este fenómeno se produce cuando la rapidez superficial del gas supera los 6 m/s. También se conoce como flujo en película. Como se aprecia en la Figura 7 [24].



**Figura 7.** Flujo anular [23].

- En este régimen de flujo, la mayor parte del líquido se transporta en el gas en forma de gotas finas. Este fenómeno ocurre cuando la velocidad superficial del gas supera los 60 m/s. También se conoce como flujo en niebla o pulverización. Si ciertas secciones del revestimiento interno están cubiertas por una película líquida, se clasifica como niebla anular, según la Figura 8 [24].



**Figura 8.** Flujo de difusión [23].

Patrones de flujo se clasifican en grupos según la disposición de las fases son: segregado, intermitente y distribuida [24].

### ***1.2.13 Flujo multifásico en tuberías verticales***

Se identifican cinco patrones principales de flujo que caracterizan la dinámica del flujo en una tubería vertical o con una ligera inclinación [25].

- Flujo de burbujas: el fluido asciende para crear una fase continua de líquido, mientras que el gas se introduce en forma de burbujas en el líquido. Estas burbujas se extienden

por toda la sección transversal del conducto y aumentan en cantidad, dimensión y velocidad a medida que crece el caudal de aire.

La aceleración de las burbujas varía significativamente a la velocidad de la etapa líquida. Se produce cuando la velocidad del gas en la superficie es inferior a 0.6 m/s. También se conoce como corriente de aireación se lo aprecia en la Figura 9 [25].



**Figura 9.** Flujo de burbujas [18].

- Flujo de bala (flujo de tapón o flujo de eyección): conforme aumenta el caudal de gas, las burbujas crean un tapón de aire fino con forma de bala, conocido como flujo de bala, cuyo extremo superior adopta una forma parabólica. Estos tapones alargados, llamados burbujas de Taylor, están recubiertos por una película de líquido y se alternan con tapones de líquido o pistones, que a menudo se dispersan con burbujas de aire más pequeñas. A medida que el tapón de aire se eleva, el líquido desciende a través de la película que lo rodea hasta que alcanza el pistón de líquido justo debajo de la burbuja de Taylor. Como aprecia en la Figura 10 [25].



**Figura 10.** Flujo de bala [26].

- Flujo revuelto: a medida que el gas aumenta, el líquido que desciende contorno del tapón de gas casi se detiene, lo que provoca que la burbuja de Taylor se vuelva inestable y

eventualmente se rompa. Esto conduce a un flujo turbulento y vibrante del líquido. Las fases fluyen creando una mezcla turbulenta y sus componentes están en constante proceso de deterioro y recombinación. Este fenómeno se produce en una amplia gama de velocidades del gas y se conoce como flujo en espuma, como se aprecia en la Figura 11 [25].



**Figura 11.** Flujo revuelto [26].

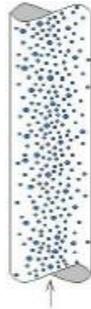
- Flujo anular: El líquido forma una fina película en la pared interna del conducto y se eleva para crear un anillo a través del cual el gas se eleva. Debido a que la velocidad es mayor al del líquido, el gas lleva una parte del fluido en gotas, las cuales circulan a la velocidad del gas. Con el incremento de la caudal del gas, la resistencia del fluido en forma de rocío crece, lo que a su vez disminuye la película líquida. Este fenómeno tiene lugar cuando la velocidad aparente del gas excede los 9 m/s y del fluido es menor a 0.6 m/s. Este patrón también es conocido como flujo de película o flujo arrastrado como se aprecia en la figura 12 [25].



**Figura 12.** Flujo anular [26].

- Flujo de niebla: el volumen del líquido arrastrado por la fase gaseosa crece hasta el punto en donde la película líquida desaparece por completo. En este punto, la fase líquida se dispersa en forma de gotas dentro del gas, formando una fase continua. Este fenómeno se observa en velocidades aparentes del gas entre 20 m/s y 30 m/s.

Es conocido también como flujo de gotas, flujo de niebla, flujo de pulverización o flujo disperso según la Figura 13 [25].



**Figura 13.** Flujo de niebla [26].

Estos modos de flujo se dividen en grupos según la distribución de las fases son: Segregado, intermitente y distribuido en tuberías verticales [25].

#### ***1.2.14 Bombas multifásicas***

Las bombas multifásicas se utilizan en yacimientos petrolíferos donde los equipos de superficie deben reducirse al mínimo para ocupar el menor espacio posible.

Dada la posición geográfica de los pozos en áreas reservadas o protegidas, se requiere llevar a cabo un análisis exhaustivo de estas operaciones de bombeo con el fin de reducir al mínimo cualquier efecto negativo sobre el entorno natural [27].

En el futuro, una de las principales fuentes de petróleo serán las reservas descubiertas, pero aún no extraídas. Aunque la eficiencia de los distintos yacimientos varía considerablemente y las tecnologías emergentes están mejorando la recuperación, más de la mitad del petróleo mundial descubierto hasta la fecha se encuentra en yacimientos con reservas menguantes.

Aunque la eficiencia de recuperación varía considerablemente de un yacimiento a otro y las tecnologías emergentes están mejorando la eficiencia de recuperación, más de la mitad del petróleo mundial descubierto hasta la fecha se encuentra en yacimientos con reservas en declive o abandonados.

- Yacimientos abandonados: la unidad de bombeo multifásico Bornemann aumenta la recuperación de petróleo y, por tanto, prolonga la vida útil del yacimiento al reducir la

presión de este. Incrementar la longevidad de los yacimientos mediante la reducción de presión del pozo es una estrategia vital. La velocidad de extracción del petróleo desde el yacimiento hacia las líneas de producción se encuentra considerablemente influenciada por las pérdidas de presión dentro del pozo, que se originan a través de perforaciones, pantallas, empaquetamientos de grava y otros componentes del pozo. Asimismo, estas pérdidas de presión son determinadas por factores competitivos como la competencia entre distintos elementos del pozo. Además, el caudal también está sujeto a las pérdidas de presión y equipos de producción ubicados en la superficie [19].

- Flexibilidad de proceso: las bombas de doble tornillo multifásicas pueden bombear líquidos brutos y caudales impredecibles para ofrecer la máxima flexibilidad de proceso. Pueden bombearse líquidos multifásicos con una fracción volumétrica de gas de hasta el 99 %. Se pueden procesar líquidos multifásicos con una fracción volumétrica de gas de hasta el 99 %.

Con las bombas de doble tornillo multifásicas, no existe riesgo de obstrucción debido a la parafina o la cera de parafina.

- Menor complejidad: la ausencia de necesidad de separación en campo durante el bombeo hace innecesarias las estaciones de separación en boca de pozo. Las estaciones de separación en boca de pozo quedan obsoletas. El diseño simplificado reduce el impacto medioambiental.
- Rápido retorno de la inversión. La tecnología Dual Screw multifásica está diseñada para disminuir la contrapresión en la boca del pozo, un crecimiento de producción y en periodos de recuperación de la inversión más breves. Esto se traduce en una mayor eficiencia de producción y en una recuperación más rápida de la inversión realizada. Los usuarios finales pueden esperar ciclos de producción más largos en los yacimientos existentes.

El diseño simplificado y el reducido número de equipos instalados reducen los costes de inversión y explotación [19].

### ***1.2.15 Fracción volumétrica del gas (GVF)***

Se define como la proporción entre el flujo de gas y de la mezcla total. Cuando los valores de la fracción volumétrica del gas superan el 95 %, la eficiencia de la bomba disminuye, lo que

provoca que más gas retorne a la entrada de la bomba. Del mismo modo, cuando el flujo es bajo y la presión aumenta, la eficiencia volumétrica disminuye.

$$GVF = \frac{Q_{gs}}{Q_s} = \frac{Q_{gs}}{Q_{gs}+Q_{ls}} \quad (1)$$

Donde:

$Q_s$  = Caudal total en la succión.

$Q_{gs}$  = Caudal de gas en la succión.

$Q_{ls}$  = Caudal de líquido en la succión.

En el anexo 2 se encuentra los rangos de GVF.

En general, las bombas multifásicas están diseñadas para manejar fracciones volumétricas de gas muy elevadas, del 95 % en adelante. Las operaciones en ductos de flujo multifásicos con valores estimados de GVF mayores al 97 % se suelen considerar como compresión de gas húmedo [28].

## **CAPÍTULO II**

### **APLICACIÓN DE SOFTWARE**

En este capítulo se diseñarán las líneas de oleoducto con la ayuda del software Pipesim, en el cual se compararán los datos obtenidos del capítulo siguiente. Los resultados obtenidos facilitarán la planificación del segmento de oleoducto destinado al transporte de fluido multifásico, permitiendo así la selección adecuada de las bombas hidráulicas para cada estación de producción.

#### **2.1 Caso de aplicación del software**

La industria del petróleo emplea software como una herramienta para agilizar el diseño de sistemas, lo que conlleva a un ahorro significativo de tiempo en los cálculos, siendo incluso más precisos y eficaces, lo que abarca una variedad de simulaciones con diferentes escenarios para escoger el óptimo para el sistema a incorporar en cualquier industria.

Los softwares de diseño más utilizados en la industria petrolera son:

- Pipephase
- Pipesim
- Prosper/GAP
- Wellflo
- Olga
- Tacite
- PLAC

Para la realización de este proyecto de titulación, se empleará Pipesim, un software ampliamente utilizado. Se establecerán varios escenarios con el fin de compararlos y, en este contexto, determinar el diámetro del ducto para el transporte de fluido multifásico. Entre las variables de diseño consideradas se encuentran la velocidad del líquido y el EVR (Erosional Velocity Ratio).

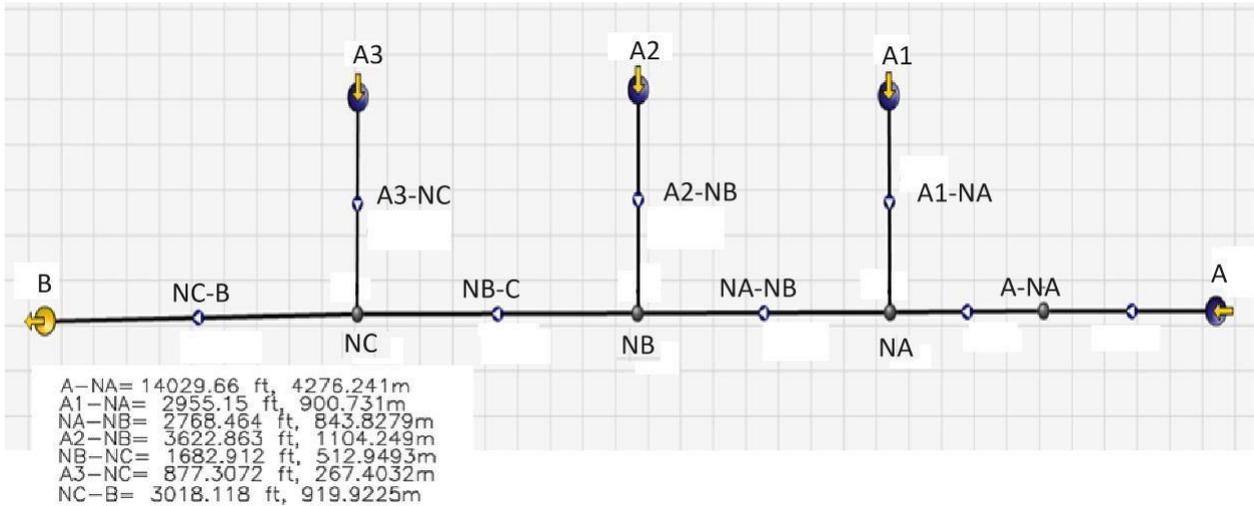
Para el estudio de este proyecto se contribuirán los modelos de sistema de la siguiente manera:

- Modelo de sistema
- Caracterización del fluido
- Perfil del sistema

- Condiciones del sistema

## 2.2 Modelo de sistema

El modelo de sistema consta en agregar un croquis del sistema a simular, agregando las estaciones de producción A, A1, A2, A3, al igual que sus respectivos nodos acorde a la figura 14, el esquema incluye tuberías de conexión hasta la estación de procesos B, según la Figura



18.

**Figura 14.** Modelo de sistema en Pipesim.

## 2.3 Caracterización del fluido

Para cada estación de producción se caracteriza el fluido, con sus propiedades, el dato de Watercut se refiere al corte de agua que posee el fluido es decir la cantidad de agua en porcentaje que se transporta a través del oleoducto. GOR es la relación gas-crudo que existe en un fluido transportado, la gravedad específica del gas y del agua se obtienen a través de análisis químicos en laboratorios al igual que la gravedad API del crudo.

La viscosidad del fluido se la declara mediante una tabla que encuentra en el anexo 3 al igual que los datos mencionados previamente, según la Figura 15.

Properties Viscosity Calibration Thermal

**STOCK TANK PROPERTIES**

Watercut : 73.91 %

GOR : 161.465 SCF/STB

Gas specific gravity: 1.2473

Water specific gravity: 1.02

API : 21.1 dAPI

**UNDERSATURATED OIL**

Correlation: Vasquez & Beggs

**LIVE OIL**

Correlation: Chew & Connally

**DEAD OIL**

Correlation: User defined table

	Temperature	Viscosity
	degF	cP
1	68	100.4
2	86	62.1
3	104	40.7
4	122	28
5	140	20.1
6	158	15
7	176	11.4
8	194	9
9	212	7.2
+		

Figura 15. Caracterización del fluido.

## 2.4 Perfil del sistema

El perfil del sistema perfil topográfico se es declarado para cada tramo de oleoducto con una preselección de diámetro de tubería, con sus propiedades respectivas como espesor y rugosidad como se ejempla en la Figura 16.

**FLOWLINE**

Name: A1-NA

Active:

Mode:  Simple  Detailed

Environment:  Land  Subsea

Override global environmental data:

---

General Heat transfer

**PIPE DATA**

Inside diameter: 4.026 in

Wall thickness: 0.237 in

Roughness: 0.0018 in

**PROFILE DATA**

Populate from GIS map:

Flowline starts at: A1

Distance:  Horizontal  Measured

	Hor. distance	Measured dista...	Elevation
	ft	ft	ft
1	0	0	886.5377
2	14.39579	14.50328	888.3002
3	28.81955	29.00656	889.8169
4	43.26703	43.50984	891.0879
5	57.734	58.01312	892.1135
6	72.21628	72.5164	892.8937
7	86.71746	87.02001	892.628
8	101.1992	101.5233	891.8386
9	115.6906	116.0266	891.2507
10	130.1887	130.5299	890.8648

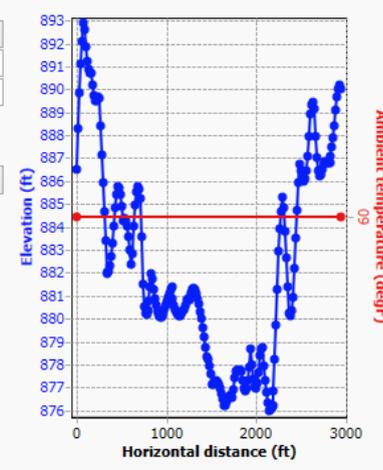
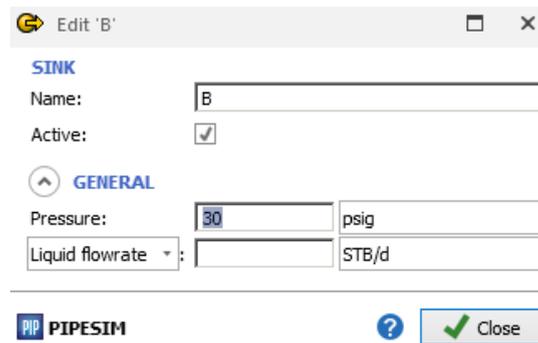


Figura 16. Perfil del sistema.

## 2.5 Condiciones del sistema

La presión de llegada de la estación de procesos B es de 30 psig como se muestra en la Figura 17. Esta presión se utilizará en el análisis del proyecto para determinar, mediante simulación, las presiones requeridas en la descarga de las bombas. El objetivo es asegurar que el flujo bombeado alcance adecuadamente la estación de procesos B.



**Figura 17.** Condiciones del sistema.

Se realizaron a cabo múltiples escenarios de simulación con el fin de determinar el diámetro óptimo de la tubería del oleoducto. Se consideraron factores críticos como las caídas de presión, las velocidades recomendadas del fluido, las cuales deben ser superiores a 3 ft/s y el EVR (Erosional Velocity Ratio), el cual debe ser menor a 1 según lo establece la norma API RP 14E.

Los casos propuestos se realizan con la experiencia en diseño de ductos, utilizando diversos diámetros de Sch 40.

En la Tabla 1 se encuentran los datos ingresados por estación, proporcionados por una empresa privada y en la Tabla 2 se enseñan los casos de simulación.

**Tabla 1.** Valores de entrada.

	<b>CRUDO</b>	<b>AGUA</b>	<b>GAS</b>	<b>FLUIDO</b>	<b>BSW</b>	<b>GOR</b>	<b>API</b>	<b>T</b>	<b>SG</b>
	BPD	BPD	MPCD	BPD	%	-	-	°F	-
A	3718.771	10537	600.45	14256	73.91 %	161.46	21.09	220.99	0.927
A1	200.241	2600	30.38	2800	92.85 %	151.72	24.3	216	0.908
A2	349.4	488	50.08	837.4	58.28 %	143.33	27.9	240	0.887
A3	385.158	1192	56.93	1577	75.58 %	147.81	27.8	240	0.888
Presión de llegada en B				30.					

**Tabla 2.** Casos de simulación.

CASOS	Caso 1	Caso 2	Caso final
Diámetro de tubería recolectora en in	8	8	10
Diámetro A1-NA en in	6	4	4
Diámetro A2-NB en in	6	3	3
Diámetro A3-NC en in	6	4	4

En las tablas del 3 al 5 se exhiben los resultados por simulación. La Tabla 3 muestra las caídas de presión por cada tramo; estas caídas de presión, que se detallarán en el capítulo 4, facilitan la determinación de la presión de descarga de las bombas multifásicas, la cual es necesaria para alcanzar los 30 psig en la estación de procesos B.

En la Tabla 4 se indican las velocidades del fluido, que no deben ser inferiores a 3 ft/s ni superiores a 15 ft/s según la norma API RP 14E, con el objetivo de garantizar un transporte seguro del fluido y evitar ataques de corrosión o erosión en las líneas de diseño.

La Tabla 5 contiene los resultados de EVR (Erosional velocity ratio) por cada caso de simulación, recomendándose un valor de diseño menor a 1 para garantizar que el sistema no sufra efectos de desgaste debido a la erosión en las líneas de transporte de crudo multifásico.

**Tabla 3.** Resultados de simulación.

Caída de presión (psi)			
Nombre	Caso 1	Caso 2	Caso final
A-NA	79.064	79.062	54.075
A1-NA	6.849	15.024	15.407
A2-NB	22.675	22.311	24.035
A3-NC	0.466	1.506	1.863
NA-NB	18.982	18.983	11.311
NB-NC	16.095	16.098	9.828
NC-B	31.858	31.873	13.800

**Tabla 4.** Velocidad del fluido.

<b>Velocidad del fluido (ft/s)</b>			
Nombre	Caso 1	Caso 2	Caso final
A-NA	5.717	5.717	4.356
A1-NA	1.393	3.301	3.603
A2-NB	0.546	3.050	3.436
A3-NC	1.027	3.104	3.461
NA-NB	7.839	7.841	5.626
NB-NC	8.953	8.957	6.495
NC-B	10.704	10.710	7.250

**Tabla 5.** EVR (Erosional Velocity Ratio).

<b>EVR</b>			
Nombre	Caso 1	Caso 2	Caso final
A-NA	0.283	0.283	0.208
A1-NA	0.082	0.186	0.194
A2-NB	0.035	0.136	0.151
A3-NC	0.064	0.145	0.159
NA-NB	0.363	0.363	0.254
NB-NC	0.412	0.412	0.288
NC-B	0.503	0.503	0.338

Los resultados de la simulación del transporte de flujo multifásico utilizando el software Pipesim se presentan en las Tablas 1, 2, 3, 4 y 5. Estos resultados sugieren que el proyecto podría emplear diámetros de 8" y 10" en la línea de recolección.

La tubería de 10" siendo la línea recolectora presenta un rango de velocidad del fluido entre el rango de 4.356 ft/s y 7.25 ft/s y un EVR en el rango de 0.208 y 0.338 estando estos valores dentro del rango descrito por la norma API RP14E, a diferencia de la tubería de 8" el velocidad del fluido está entre el rango de 5.717 ft/s y 10.71 ft/s y un EVR en el rango de 0.283 y 0.503

si bien entra en el rango de la norma, se debe tener consideración los demás tramos de oleoducto, con su comportamiento en velocidad del fluido, EVR y caída de presiones.

En el análisis de caídas presiones en el caso final de 10" de diámetro se registró entre el nodo NC y la estación de llegada B una caída de presión de 13.80 psia a comparar con el caso 2 de 8" de diámetro se obtiene una caída de presión de 31.873 psia, para la selección de diámetro y para el proceso de selección de bombas es crucial determinar una caída de presión óptima y alcanzable para bombas multifásicas.

Después de analizar y comparar cada caso de simulación propuesto, priorizando la caída de presión como factor principal, seguido de la velocidad del fluido y el EVR (Erosional Velocity Ratio) como último criterio, se determinó que el caso final representa el escenario óptimo. Este escenario determino diámetros de tubería de 10" para la línea principal y 4" y 3" para las líneas secundarias.

## CAPÍTULO III

### MODELADO Y CÁLCULO DE LA PÉRDIDA DE PRESIÓN EN OLEODUCTOS

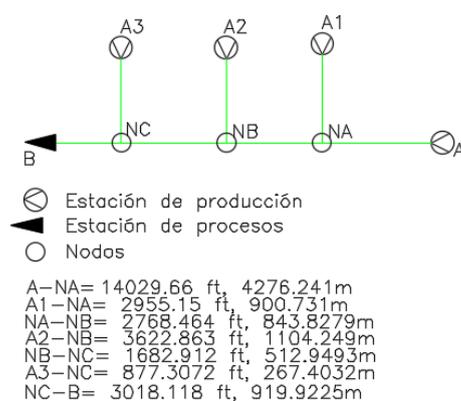
En este capítulo anterior se detalló sobre el software a utilizar. De tal modo que en este capítulo se considerará la información previamente obtenida por Pipesim, con el fin de detallar las ecuaciones y relaciones para lograr un diseño y la selección de las bombas hidráulicas para el transporte del fluido multifásico.

#### 3.1 Selección de ruta

La ruta por donde será transportada el fluido multifásico desde el primer punto que es la estación “A”, hasta el segundo punto, estación de procesos “B” no es conocida, debido a que pueden existir diferentes tipos de rutas en las cuales tienen en cuenta diferentes variables. Para determinar la ruta se realizan estudios por ejemplo geológicos, geográficos, topográficos, de impacto ambiental, dificultades al montaje del oleoducto, e incluso permisos de moradores de la zona. Los análisis mencionados no están incluidos para el alcance de este plan de tesis.

La ruta seleccionada de 6.5 km es la más óptima por facilidad de acceso gracias a su cercanía a la vía de transporte de vehículos y gracias a la antigua ruta de un oleoducto en operación. El oleoducto principal es el recolector debido a que en su camino puede incorporar la producción de diferentes estaciones cercanas, siendo así un diseño óptimo para la empresa que disminuye costos en el diseño e implementación de diferentes ductos para cada una de las estaciones.

En la Figura 18, se muestra el oleoducto principal con las estaciones de producción cercanas que serán incorporadas en el diseño.

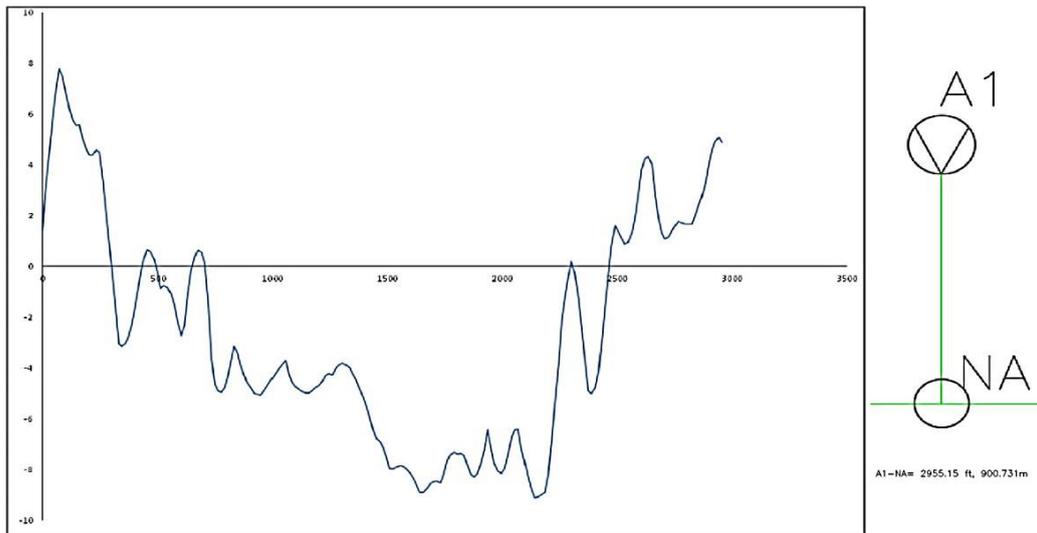


**Figura 18.** Ruta del oleoducto recolector estación A hacia estación de procesos B.

### 3.2 Perfil topográfico

Para la simulación en Pipesim son necesarios los datos de distancia, elevación y elevación de medida. Con la ruta seleccionada se obtiene dichos datos necesarios para el simulador.

Conforme a la Figura 19, se muestra un ejemplo en la selección de topografía por nodos para cada uno de los tramos de oleoductos.



**Figura 19.** Ejemplo de topografía y distancia desde estación A3 hacia Nodo ND.

### 3.3 Variables de cálculo

Se enfatiza el uso de ecuaciones que se emplean en el diseño, utilizando la correlación de flujo para determinar el gradiente de presión y las disminuciones de presión en conductos horizontales.

#### 3.3.1 Correlaciones de flujo

Diversos autores han propuesto sus métodos de cálculo, llamados correlaciones, que evalúan el gradiente de presión con el propósito de calcular la disminución de presión en conductos horizontales.

Las principales son las siguientes:

- Correlación de Lockhart-Martinelli.
- Correlación Baker
- Correlación Duckler
- Correlación Beggs y Brill

Las correlaciones consideradas para este diseño son la de Baker ya que es la que usa el Software de simulación Pipesim y la de Duckler que será la que empleamos para la aproximación manual.

### 3.3.2 Correlación Baker

Baker realizó varios estudios basados en el trabajo de Lockhart y Martinelli y la correlación de Baker se aplica a tuberías de más de 6 in de diámetro, conforme a la Figura 20, se presenta el régimen de flujo determinado por Baker.

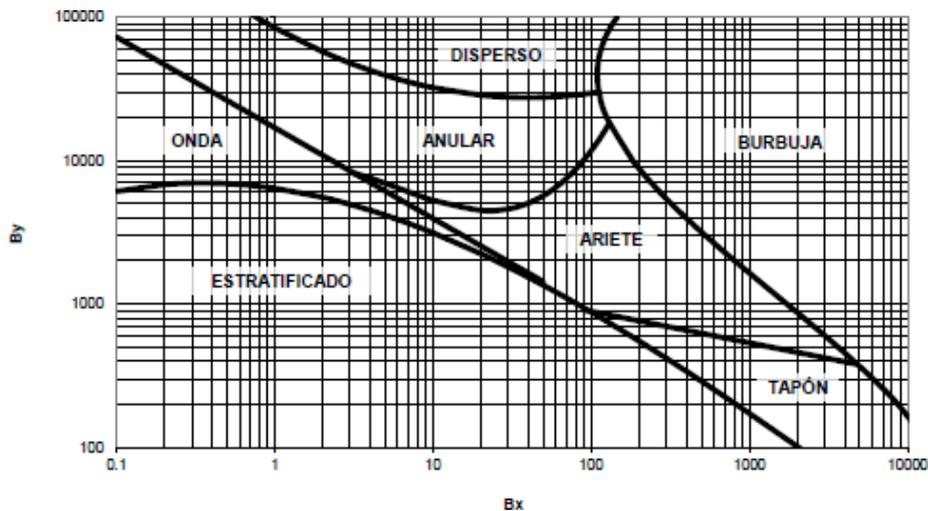


Figura 20. Correlación de Baker.

Para identificar el patrón de flujo utilizando la correlación de Baker, primero es necesario determinar los componentes de Baker ( $B_x$  y  $B_y$ ). El uso de estos valores, se puede determinar en la gráfica y que tipo de flujo anticipado [25].

$$B_x = 0.0341 \left( \frac{W_L}{W_G} \right) \left( \frac{\rho_G^{1/2} \mu_L^{1/2}}{\sigma_L \rho_G^{1/6}} \right) [c_p^{1/3}] \quad (2)$$

$$B_x = 7.092 \left( \frac{W_G}{A \sqrt{\rho_G \rho_L}} \right) \left[ \frac{b}{h \text{ ft}^2} \right] \quad (3)$$

En donde:

$B_x$  y  $B_y$  = Eje x, y del mapa de Baker

$\rho_L$  = Densidad del líquido

$\rho_G$  = Densidad del gas

$\mu_L$  = Viscosidad del líquido

$\sigma_L$  = Tensión superficial del líquido

$w_L$  = Flujo másico de la fase líquida

$w_G$  = Flujo másico de la fase gaseosa

$A$  = Área transversal

### 3.3.3 Gradiente de presión

El punto de inicio de las relaciones para un flujo multifásico se trata de la fórmula general que describe el cambio de presión en función del movimiento del fluido.

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left( \left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{\text{Gravedad}} + \left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{\text{Aceleración}} + \left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{\text{Fricción}} \right) \quad (4)$$

En donde:

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{\text{Elevación}} = \text{Gradiente de presión por gravedad}$$

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{\text{Fricción}} = \text{Gradiente de presión por fricción}$$

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{\text{Aceleración}} = \text{Gradiente de presión por aceleración}$$

### 3.3.4 Gradiente de presión por gravedad

Es la tasa de cambio de presión con respecto a la altura en un fluido debido a la gravedad y ángulo de inclinación. Indica como varía la presión a medida que nos movemos inclinadamente en un fluido.

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{\text{Elevación}} = \frac{g \rho_{NS} \sin \theta}{g_c} \quad (5)$$

En donde:

$g$  = Gravedad

$\rho_{NS}$  = Densidad de la mezcla

$gc$  = Constante gravitacional

$\theta$  = Angulo que forma la dirección de flujo con la horizontal ( $\theta = 0^\circ$  para flujo horizontal y  $\theta = 90^\circ$  para flujo vertical)

El flujo multifásico en tuberías horizontales el gradiente de presión por gravedad es cero ya que al ser horizontal y no tiene grado de inclinación la tubería[29].

### 3.3.5 Gradiente de presión (aceleración)

La variación de la presión en un fluido debido a cambios en su velocidad o aceleración. Esto se manifiesta en situaciones cuando el flujo sufre cambios abruptos en la velocidad del fluido, un ejemplo claro es cuando pasa el flujo por una bomba o una tobera.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Aceleración}} = \frac{1}{gc A^2 L} \left[ \frac{W_G^2}{R_G} \left( \frac{1}{\rho_{G2}} - \frac{1}{\rho_{G1}} \right) + \frac{W_L^2}{\rho_L R_L} \right] \quad (6)$$

En donde:

$gc$  = Constante gravitacional

$A$  = Área transversal

$L$  = Longitud

$W_G$  = Flujo másico de la fase gaseosa

$R_L$  = Holdup de las fases líquida

$W_L$  = Flujo másico de la fase líquida

$R_G$  = Holdup de las fases gaseosas

$\rho_{G1}$  = Densidad del gas a la entrada del tramo de tubo de longitud  $L$

$\rho_{G2}$  = Densidad del gas a la salida del mismo tramo de tubo

$\rho_L$  = Densidad del líquido

En el caso del flujo en tuberías tanto horizontales como verticales, el gradiente de presión por la aceleración solamente tiene relevancia en situaciones donde se gestionan flujos de gran magnitud o cuando las presiones son excepcionalmente bajas. Dado que los cambios de velocidad son mínimos, este gradiente de presión tiende a ser cero [29].

### 3.3.6 Gradiente de presión (fricción)

Es la variación de la presión de un fluido a lo largo de una dirección, causada por la resistencia al flujo la fricción entre el fluido y las superficies internas del conducto a través del cual se desplaza.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Fricción}} = \frac{2G_T^2 f_0}{gc D \rho_{NS}} \alpha(\lambda) \quad (7)$$

En donde:

$G_T$  = Flujo másico de la mezcla en unidad de masa sobre unidad de área y tiempo

$f_0$  = Factor de fricción

$\rho_{NS}$  = Densidad de la mezcla

$D$  = Diámetro interno

$gc$  = Constante gravitacional

### 3.3.7 Flujo másico de la mezcla (unidad de masa sobre unidad de área y tiempo)

El flujo másico de la mezcla se refiere a la cantidad de masa de la mezcla que pasa a través de una sección transversal de un conducto en un período determinado de tiempo.

$$G_T = \frac{W_L + W_G}{A} \quad (8)$$

Dónde:

$$W_L = 14.6 Q_L S_l \quad (9)$$

$$W_G = 3180 Q_G S_g \quad (10)$$

En donde:

$Q_L$  = Caudal de líquido

$S_l$  = Gravedad específica de líquido

$Q_G$  = Caudal de gas

$S_g$  = Gravedad específica de gas

$A$  = Área transversal

$W_L$  = Flujo másico de la fase líquida

$W_G$  = Flujo másico de la fase gaseosa

### 3.3.8 Densidad de la mezcla

Se calcula considerando las densidades individuales de cada fase, en ingeniería de procesos, comprender y calcular la densidad de la mezcla es esencial para diseñar y operar sistemas que manejen fluidos multifásicos.

$$\rho_{NS} = \rho_L \lambda + \rho_G (\lambda - 1) \quad (11)$$

En donde:

$\rho_L$  = Densidad del líquido

$\rho_G$  = Densidad del gas

$\lambda$  = Porcentaje de ocupación del volumen de la tubería

### 3.3.9 Número de Reynolds

Reynolds en función de  $R_L$  sirve para obtener el parámetro  $Z$  y  $K$  de Hughmark y a la vez el número de Froude.

$$Re = \frac{D G_T}{R_L \mu_L + (1 - R_L) \mu_G} \quad (12)$$

En donde:

$D$  = Diámetro interno

$G_T$  = Flujo másico de la mezcla en unidad de masa sobre unidad de área y tiempo

$R_L$  = Holdup de las fases líquida

$\mu_L$  = Viscosidad del líquido

$\mu_G$  = Viscosidad del gas

### 3.3.10 Holdup de las fases líquidas

Se refiere a la fracción volumétrica o másica del líquido presente en una mezcla multifásica, como en sistemas de líquido y gas.

$$R_L = 1 - (1 - \lambda)K \quad (13)$$

En donde:

$\lambda$  = Porcentaje de ocupación del volumen de la tubería

$K$  = Parámetro de Hughmark

### 3.3.11 Holdup de las fases gaseosas

Se refiere a la fracción volumétrica o másica del gas presente en una mezcla multifásica, como en sistemas de líquido y gas.

$$R_G = 1 - R_L \quad (14)$$

En donde:

$R_L$  = holdup de las fases líquida

### 3.3.12 Fracción de líquido

El término "colgamiento de líquido", también llamado "holdup", se refiere a la proporción de volumen de líquido presente en un tramo específico del conducto con respecto al volumen total del tramo de tubería.

$$\lambda = \frac{v_{SL}}{v_{SL} + v_{SG}} \quad (14)$$

Donde:

$$v_{SL} = \frac{W_L}{3600 \rho_L A} \quad (16)$$

$$v_{SG} = \frac{W_G}{3600 \rho_G A} \quad (17)$$

En donde:

$v_{SL}$  = Velocidad superficial de la etapa líquida

$v_{SG}$  = Velocidad superficial de la etapa gaseosa

$A$  = Área transversal

$W_L$  = Flujo másico de la fase líquida

$W_G$  = Flujo másico de la fase gaseosa

### 3.3.13 Parámetro $K$ de Hughmark

El parámetro  $K$  y  $Z$  de Hughmark contribuye a determinar la porción volumétrica o holdup de la fase líquida y gaseosa.

Si  $z < 10$ :

$$K = -0.163673 + 0.310372 Z - 0.0352491 Z^2 + 0.001366 Z^3 \quad (18)$$

Si  $z > 10$ :

$$K = 0.755454 + 0.00358499 Z - 1.43604 \times 10^{-5} Z^2 \quad (19)$$

En donde:

$Z$  = Parámetro  $Z$  de Hughmark

También,

$$Z = \frac{Re^{\frac{1}{6}} Fr^{\frac{1}{8}}}{\lambda^{\frac{1}{4}}} \quad (20)$$

En donde:

$Re$  = Número de Reynolds

$\lambda$  = Porcentaje de ocupación del volumen de la tubería

$Fr$  = Número de Froude

### 3.3.14 Número de Froude

Es un factor sin unidades que describe cómo se relacionan las fuerzas inerciales y gravitatorias en los diferentes tipos de flujo dentro de un canal.

$$Fr = \frac{v_{NS}^2}{g D} \quad (21)$$

Donde:

$$v_{NS} = v_{SL} + v_{SG} \quad (22)$$

En donde:

$g$  = Gravedad

$D$  = Diámetro interno del ducto

$v_{SL}$  = Velocidad superficial de la etapa líquida

$v_{SG}$  = Velocidad superficial de la etapa gaseosa

$v_{NS}$  = Velocidad superficial de toda la mezcla

### 3.3.15 Factor $\beta$

Se trata de un coeficiente adimensional que incorpora como variables las densidades del líquido y el gas, así como la densidad y el holdup. Este factor contribuye al cálculo del número de Reynolds de la mezcla.

$$\beta = \frac{\rho_L}{\rho_{NS}} \left( \frac{\lambda^2}{R_L} \right) + \frac{\rho_G}{\rho_{NS}} \left( \frac{(1-\lambda)^2}{R_G} \right) \quad (23)$$

En donde:

$\rho_{NS}$  = Densidad de la mezcla

$\rho_L$  = Densidad del líquido

$\rho_G$  = Densidad del gas

$R_L$  = Holdup de las fases líquidas

$R_G$  = Holdup de las fases gaseosas

$\lambda$  = Porcentaje de ocupación del volumen de la tubería

### 3.3.16 Número de Reynolds con deslizamiento entre fases

Duckler propone un número de Reynolds donde tiene en consideración el flujo másico total de la mezcla, el diámetro del conducto, la viscosidad de la mezcla y el factor  $\beta$  para posteriormente obtener el factor de fricción.

$$Re_{2F} = \frac{4 W_T}{\pi D \mu_{NS}} \beta \quad (24)$$

Donde:

$$W_T = W_L + W_G \quad (25)$$

En donde:

$W_T$  = Flujo másico de la mezcla

$W_L$  = Flujo másico de la fase líquida

$W_G$  = Flujo másico de la fase gaseosa

$D$  = Diámetro

$\mu_{NS}$  = Viscosidad de la mezcla

$\beta$  = Factor  $\beta$

### 3.3.17 Viscosidad de la mezcla

Para determinar la viscosidad gas-líquido, se consideran las características de ambas fases y la proporción del volumen de la tubería que ocupan.

$$\mu_{NS} = \mu_{SL} \lambda + \mu_{SG} (\lambda - 1) \quad (26)$$

En donde:

$\mu_{NS}$  = Viscosidad de la mezcla

$g$  = Gravedad

$D$  = Diámetro interno del ducto

$\mu_{SL}$  = Viscosidad del líquido

$\mu_{SG}$  = Viscosidad del gas

$\lambda$  = Porcentaje de ocupación del volumen de la tubería

### 3.3.18 Factor de fricción

Para establecer la disminución de presión causada por rozamiento, es preciso utilizar el coeficiente de rozamiento de Fanning particular para la combinación de fluidos en cuestión.

$$f_0 = 0.0014 + \frac{0.125}{Re_{2F}^{0.32}} \quad (27)$$

En donde:

$Re_{2F}$  = Número de Reynolds con deslizamiento entre fases

### 3.3.19 Coeficiente $\alpha(\lambda)$

El coeficiente  $\alpha(\lambda)$ , o factor de fricción de la mezcla, es esencial para determinar el gradiente de presión causado por la fricción. Se determina utilizando un gráfico, como se aprecia en la Figura 21, donde se introduce el rozamiento del volumen del conducto que es ocupada en el eje horizontal y se sigue la curva correspondiente en el gráfico para obtener el valor del coeficiente  $\alpha(\lambda)$  en el eje vertical.

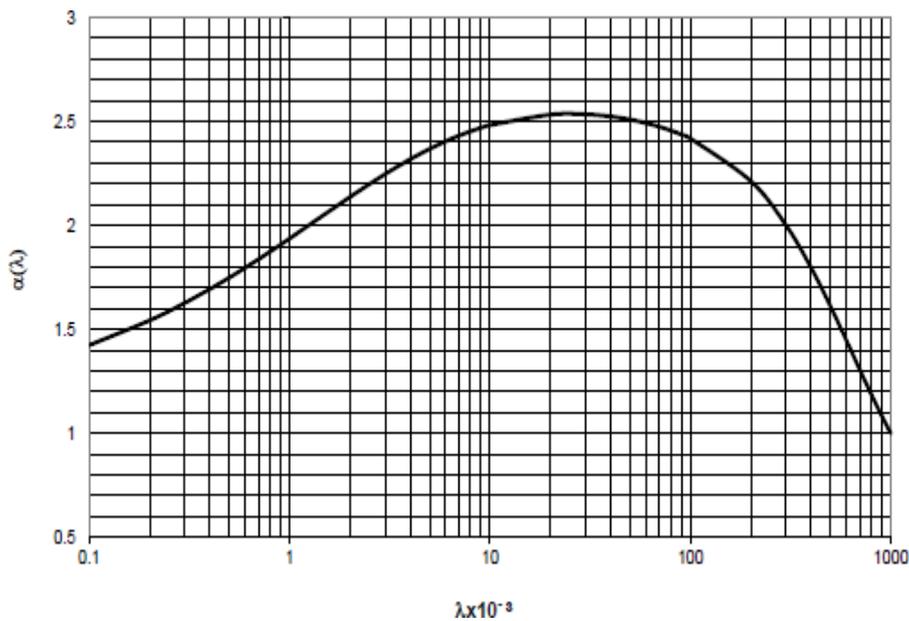


Figura 21. Coeficiente  $\alpha(\lambda)$ .

### 3.4 Aplicación del modelo matemático

Procedimiento y ejemplo de cálculo de la estación A1 hacia el nodo NA con las propiedades del fluido y propiedades del oleoducto tal como se presenta en las Tablas 6 y 7.

**Tabla 6.** Propiedades del fluido multifásico.

	<b>Líquido (Crudo + Agua)</b>	<b>Gas</b>
Flujo (BPPD, MMPCD)	2800	0.0303
Densidad Relativa (Api)	21.258	-
Viscosidad (Cp)	7.1	0.0112
Sg	0.908	1.247
Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	56.672	0.0952

**Tabla 7.** Propiedades del oleoducto.

<b>Propiedades del oleoducto</b>	
Diámetro exterior (in)	4.5
Espesor de pared (in)	0.237
Diámetro interno (in)	4.026
Área transversal (in <sup>2</sup> )	12.730
Rugosidad (in)	1.81E-03
E/D	0.000449
Longitud (ft)	900.7
Longitud (m)	2955

El primer paso es determinar el flujo másico del líquido, del gas y la suma de los dos.

Para líquido:

$$W_L = 14.6 Q_L S_l$$

$$W_L = 14.6 \cdot 2800.241 [BPPD] \cdot 0.908$$

$$W_L = 37131.051 \left[ \frac{lb}{h} \right]$$

Para gas:

$$W_G = 3180 Q_G S_g$$

$$W_G = 3180 \cdot 0.0303 [MMPCD] \cdot 1.247$$

$$W_G = 120.499 \left[ \frac{lb}{h} \right]$$

Total:

$$W_T = W_L + W_G$$

$$W_T = 37131.051 \left[ \frac{lb}{h} \right] + 120.499 \left[ \frac{lb}{h} \right]$$

$$W_T = 37251.551 \left[ \frac{lb}{h} \right]$$

Es necesario realizar el cálculo del flujo másico de la mezcla, que representa la masa que atraviesa un segmento transversal en una unidad de tiempo por unidad de área.

$$G_T = \frac{W_L + W_G}{3600 A}$$

$$G_T = \frac{37131.051 \left[ \frac{lb}{h} \right] + 120.499 \left[ \frac{lb}{h} \right]}{0.0884 [ft^2]}$$

$$G_T = 421375.650 \left[ \frac{lb}{ft^2 h} \right]$$

Calculamos la velocidad superficial tanto del líquido como del gas.

Para el líquido

$$v_{SL} = \frac{37131.051 \left[ \frac{lb}{h} \right]}{3600 \cdot 56.672 \left[ \frac{lb}{ft^3} \right] \cdot 0.0884 \left[ ft^2 \right]}$$

$$v_{SL} = 2.0586 \frac{ft}{s}$$

Para el gas

$$v_{SG} = \frac{120.499 \left[ \frac{lb}{h} \right]}{3600 \cdot 0.0952 \cdot 0.0884 \left[ ft^2 \right]}$$

$$v_{SG} = 3.977 \frac{ft}{s}$$

Se determina la fracción del líquido.

$$\lambda = \frac{v_{SL}}{v_{SL} + v_{SG}}$$

$$\lambda = \frac{2.0586 \left[ \frac{ft}{s} \right]}{2.0586 \left[ \frac{ft}{s} \right] + 3.977 \left[ \frac{ft}{s} \right]}$$

$$\lambda = 0.341$$

Se determina según Dukler la densidad y viscosidad de la mezcla.

Densidad:

$$\rho_{NS} = \rho_L \lambda + \rho_G (\lambda - 1)$$

$$\rho_{NS} = 56.672 \left[ \frac{lb}{ft^3} \right] \cdot 0.341 + 0.0952 \left[ \frac{lb}{ft^3} \right] \cdot (0.341 - 1)$$

$$\rho_{NS} = 19.392 \left[ \frac{lb}{ft^3} \right]$$

Viscosidad:

$$\mu_{NS} = \mu_L \lambda + \mu_G (\lambda - 1)$$

$$\mu_{NS} = 7.1 [Cp] \cdot 0.341 + 0.0112 [Cp] \cdot (0.341 - 1)$$

$$\mu_{NS} = 2.429[Cp]$$

Se determina el número de Froude.

$$Fr = \frac{v_{NS}^2}{g D}$$

Dónde:

$$v_{NS} = v_{SL} + v_{SG}$$

$$v_{NS} = 2.0586[\text{ft/s}] + 3.977[\text{ft/s}]$$

$$v_{NS} = 6.0358[\text{ft/s}]$$

Por lo cual:

$$Fr = \frac{(6.0358[\text{ft/s}])^2}{32.174[\text{ft/s}] \cdot 0.3355 [\text{ft}]}$$

$$Fr = 3.375$$

Se supone un RL para determinar el número de Reynolds en función de RL.

$$R_L = 0.75$$

Entonces

$$Re = \frac{DG_T}{R_L \mu_L + (1 - R_L)\mu_G}$$

$$Re = \frac{0.3355 [\text{ft}] \cdot 421375.650 \left[ \frac{\text{lb}}{\text{ft}^2 \text{h}} \right] \cdot \frac{1 \text{h}}{3600 \text{s}}}{(0.75 \cdot 7.1[Cp] + (1 - 0.75) \cdot 0.0112[Cp]) \cdot 0.0007 \left[ \frac{\text{ft/lbs}}{Cp} \right]}$$

$$Re = 10529.639$$

Luego se determina el parámetro Z y K de Hughmark

$$Z = \frac{Re^{1/6} Fr^{1/8}}{\lambda^{1/4}}$$

$$Z = \frac{(10529.639)^{1/6} \cdot (3.3750)^{1/8}}{(0.341)^{-1/4}}$$

$$Z = 7.132$$

Entonces  $z < 10$ :

$$K = -0.163673 + 0.310372 \cdot 7.132 - 0.0352491 \cdot (7.132)^2 + 0.001366 \cdot (7.132)^3$$

$$K = 0.752$$

Se determina el nuevo RL:

$$R_L = 1 - (1 - \lambda)K$$

$$R_L = 1 - (1 - 0.341) \cdot 0.752$$

$$R_L = 0.504$$

Se vuelve a iterar hasta que la diferencia calculada con el anterior no sea significativa:

$$Re = \frac{0.3355 [ft] \cdot 421375.650 \left[ \frac{lb}{ft^2 \cdot h} \right] \cdot \frac{1h}{3600 s}}{(0.504 \cdot 7.1[Cp]) + (1 - 0.504) \cdot 0.0112[Cp]} \cdot 0.0007 \left[ \frac{ft/lbs}{Cp} \right]$$

$$Re = 15647.907$$

$$Z = \frac{Re^{1/6} Fr^{1/8}}{\lambda^{1/4}}$$

$$Z = \frac{(15647.907)^{1/6} \cdot (3.375)^{1/8}}{(0.341)^{1/4}}$$

$$Z = 7.618$$

$$K = -0.163673 + 0.310372 \cdot 7.618 - 0.0352491 \cdot (7.618)^2 + 0.001366 \cdot (7.618)^3$$

$$K = 0.759$$

Se determina el nuevo RL:

$$R_L = 1 - (1 - 0.341) \cdot 0.759$$

$$R_L = 0.499$$

Se determina el error entre el RL anterior y el actual:

$$\% Error = \frac{|Aprox - real|}{real} \cdot 100$$

$$\% Error = \frac{|0.504 - 0.499|}{0.499} \cdot 100$$

$$\% Error = 0.85 \% Admisible$$

Se determina el RG:

$$R_G = 1 - R_L$$

$$R_G = 1 - 0.499$$

$$R_G = 0.500$$

Se determina el factor  $\beta$

$$\beta = \frac{\rho_L}{\rho_{NS}} \left( \frac{\lambda^2}{R_L} \right) + \frac{\rho_G}{\rho_{NS}} \left( \frac{(1-\lambda)^2}{R_G} \right)$$

$$\beta = \frac{56.672 [lb/ft^3]}{19.392 [lb/ft^3]} \cdot \left( \frac{0.752^2}{0.499} \right) + \frac{0.0952 [lb/ft^3]}{19.392 [lb/ft^3]} \cdot \left( \frac{(1-0.752)^2}{0.500} \right)$$

$$\beta = 0.684$$

Se determina el número de Reynolds para las dos fases

$$Re_{2F} = \frac{4 W_T}{\pi D \mu_{NS}} \beta$$

$$Re_{2F} = \frac{4 \cdot 37251.551 [lb/h] \cdot \frac{1h}{3600s}}{\pi \cdot 0.3355 [ft] \cdot 2.429 [Cp] \cdot 0.0007 \left[ \frac{ft/lbs}{Cp} \right]} \cdot 0.684$$

$$Re_{2F} = 23095.697$$

Se determina el factor de fricción

$$f_o = 0.0014 + \frac{0.125}{(23095.697)^{0.32}}$$

$$f_o = 0.00641$$

Se requiere calcular el coeficiente  $\alpha(\lambda)$ , que representa el factor de fricción. Se ubica en el gráfico utilizando la fracción del volumen que ocupa la tubería y con la que se traza una línea horizontal hasta alcanzar la curva en el eje Y del gráfico, obteniendo así el valor de  $\alpha(\lambda)$  como se aprecia en la Figura 22.

$$\alpha(\lambda) = 1.6$$

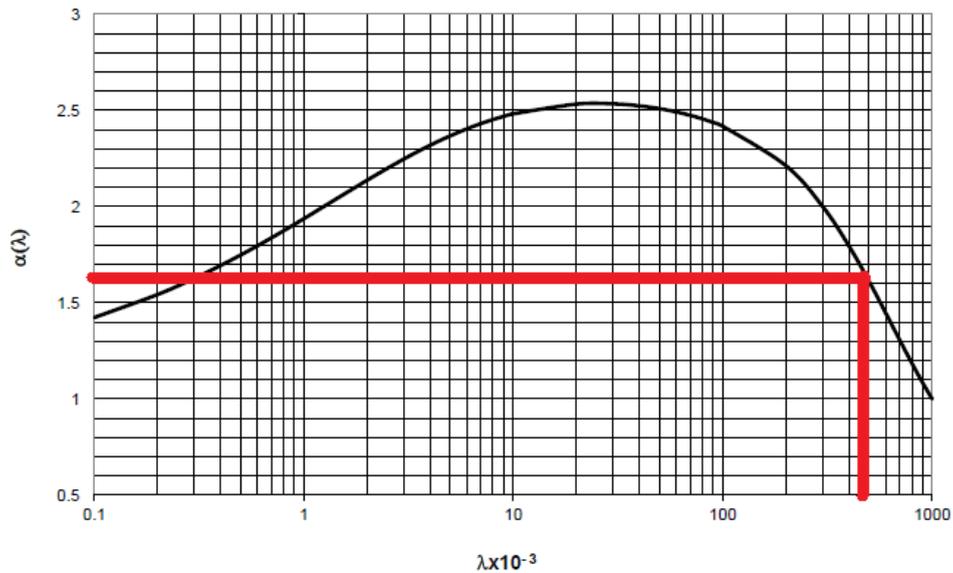


Figura 22. Coeficiente  $\alpha(\lambda)$ .

Se determina el gradiente de presión (Fricción):

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Fricción}} = \frac{1}{144} \cdot \frac{2G_T^2 f_o}{gc D \rho_{NS}} \alpha(\lambda)$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Fricción}} = \frac{1}{144} \cdot \frac{2 \cdot (421375.650 [lb/ft^2h] \cdot \frac{1h}{3600s})^2}{32.2 [s^2/ft] \cdot 0.3355 [ft] \cdot 19.392 [lb/ft^3]} \cdot 0.00641 \cdot 1.6$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Fricción}} = 0.00638 \left[ \frac{psi}{ft} \right]$$

Se determina el gradiente de presión por elevación

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Elevación}} = \frac{1}{144} \cdot \frac{g \rho_{NS} \text{sen} \theta}{gc}$$



$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Elevación}} = -0.0000291 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}}\right]$$

Ahora se suma los gradientes de presión

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right) = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Fricción}} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Elevación}}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right) = 0.00638 \left[\frac{\text{Psi}}{\text{ft}}\right] - 0.0000291 \left[\frac{\overline{\text{psi}}}{\text{ft}}\right]$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right) = 0.00635 \left[\frac{\text{ft}}{\text{ft}}\right]$$

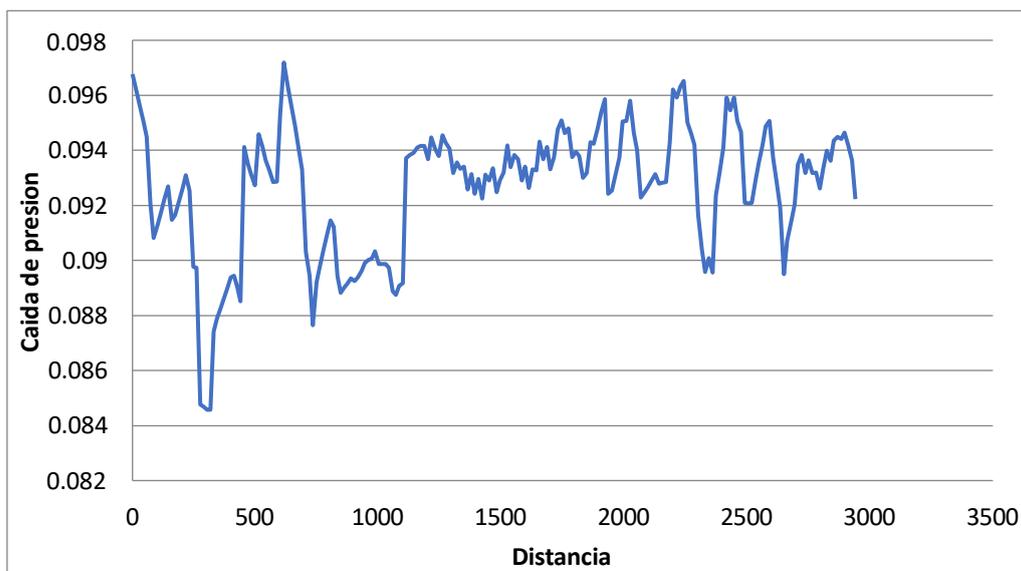
Para la caída de presión, se debe multiplicar por la distancia en consideración.

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right) \cdot L$$

$$\Delta P = 0.00635 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}}\right] \cdot 14.501[\text{ft}]$$

$$\Delta P = 0.0922 [\text{psi}]$$

El proceso se repite a lo largo de toda la longitud del oleoducto. En la Figura 23 se presentan las caídas de presión en el tramo de 2955.154 ft, que va desde la estación A1 hasta el nodo NA. En el anexo 4, 5, 6, 7, 8 y 9 se encuentran resultados para cada tramo de oleoducto. La caída de presión aumenta o disminuye con respecto al desnivel del oleoducto a diseñar.



**Figura 23.** Desplome de presión por distancia.

La baja de presión en el ducto de 2955.154 ft de longitud detallado en el anexo 5 es de 18.88 psi. El error entre el valor determinado de la simulación con el cálculo empírico es aceptable, es decir está por debajo de  $\pm 20\%$ , en el anexo 10 se encuentra los valores y determinación de error de cada línea de oleoducto en comparación con la simulación.

**CAPÍTULO IV**  
**DETERMINACIÓN Y SELECCIÓN DE BOMBAS HIDRÁULICAS PARA EL**  
**TRANSPORTE DE FLUIDOS MULTIFÁSICOS**

El capítulo se centra en la selección de bombas hidráulicas específicas para el transporte de un fluido multifásico, utilizando los datos obtenidos previamente en el capítulo 2. En este proceso, como dato de partida, se cuenta con la presión de descarga para el punto de operación obtenida en el capítulo 2. La curva del sistema que guiará la selección de las bombas hidráulicas multifásicas se obtiene mediante simulaciones en Pipesim.

**4.1 Selección de bombas multifásicas**

El desarrollo de la tecnología de bombeo para flujo multifásico en campo utiliza la información disponible y al alcance del proyecto. Se comparan los datos de los proveedores de bombas multifásicas, enfatizando que la selección de bombas se centró en el fabricante Bornemann, teniendo en cuenta la decisión de adquirir productos exclusivamente de un proveedor y la reputación asociada a esta elección y el tiempo de entrega de equipos por parte de la empresa.

La valoración de los diversos escenarios, como se indica en la Tabla 8, fue llevada a cabo utilizando el software de simulación Pipesim. El propósito es definir las condiciones operativas del sistema y contrastarlas con las condiciones en la que operan las bombas multifásicas.

Las condiciones de funcionamiento tanto del sistema como de las bombas multifásicas se aprecian en la Tabla 9.

**Tabla 8.** Escenarios de producción para la curva del sistema del proyecto.

<b>A</b>		<b>A1</b>		<b>A2</b>		<b>A3</b>	
<b>BPD</b>	<b>ΔP</b>	<b>BPD</b>	<b>ΔP</b>	<b>BPD</b>	<b>ΔP</b>	<b>BPD</b>	<b>ΔP</b>
13000	69.664	1500	36.581	500	23.797	500	18.070
14000	72.855	2000	39.401	837.4	32.359	1000	18.796
14255.77	73.710	2500	42.765	1000	37.644	1500	20.122
15000	76.280	2800.24	45.043	1500	57.168	1577.158	20.360
16000	79.922	3000	46.663	2000	80.229	2000	21.813
17000	83.764	3500	51.073	2500	105.792	2500	23.841

**Tabla 9.** Condiciones operacionales del proyecto.

<b>Propiedad</b>	<b>Unidad</b>	<b>A</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>A3</b>
Temperatura de succión	°F	220.99	216	240	240
Fluido Total	BPD	14255	2800	837.4	1577
Crudo	BPD	3719	200.241	349.4	385.158
Agua	BPD	10537	2600	488	1192
Gas	MMPC	0.600	0.0303	0.0500	0.0569
API	-	21.09	24.3	27.9	27.8
BSW	%	73.91 %	92.85 %	58.28 %	75.58 %
GOR	PC/BL	161.46	151.72	143.33	147.81
GVF	%	68.75 %	40.30 %	76.25 %	74.41 %
Presión de succión	psia	60	50	60	40
Presión de descarga	psia	133.710	95.0427	92.359	60.359
Diferencia de presión	psia	73.710	45.0427	32.359	20.359

Se realiza la evaluación de cada estación para la selección de la bomba multifásica. En el proyecto, se selecciona el fabricante Bornemann y se recomienda la bomba modelo MSL debido a su capacidad para manejar el caudal mínimo y máximo requerido por el proyecto, también puede manejar el porcentual de GVF que se tiene en cada estación de producción como se detalla en el anexo 11.

#### **4.2 Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann**

La curva de rendimiento de una bomba, también conocida como curva característica del sistema, representa la relación entre el diferencial de presión en psi y el flujo de bombeo en BPD (barriles por día).

La curva proporciona información importante sobre el desempeño de la bomba en diferentes condiciones de operación en campo, permitiendo a los ingenieros de diseño seleccionar la bomba multifásica adecuada para una aplicación apropiada en la industria de hidrocarburos en la cual se toma en cuenta un flujo de fluidos multifásicos, cómo se observa en la Figura 24.

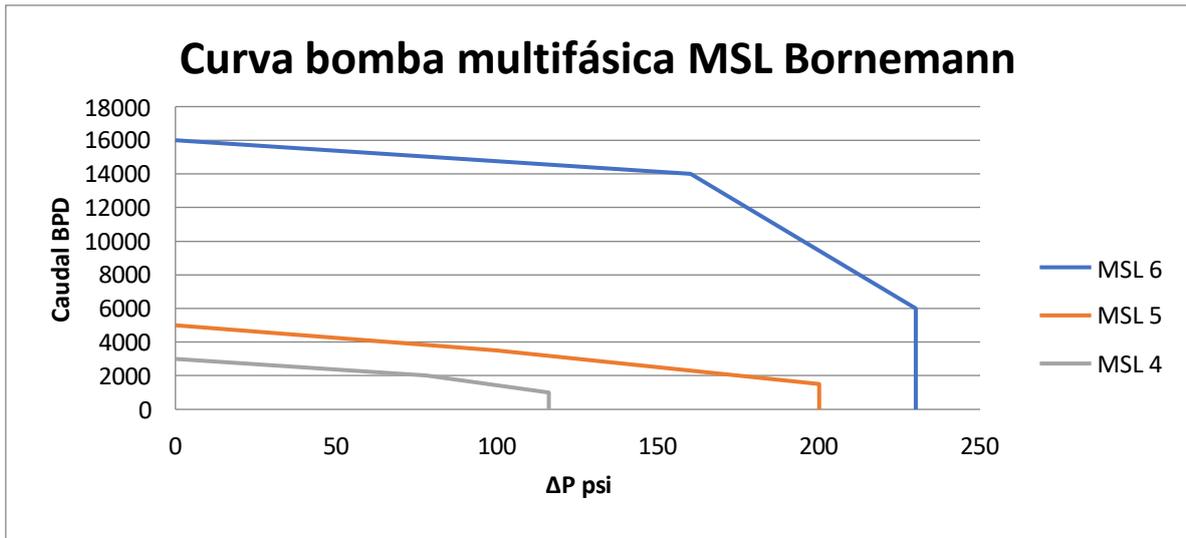


Figura 24. Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann.

#### 4.2.1 Selección de bomba para A

Son primordiales en la selección de bombas multifásicas los valores de:

- Caudal para bombear.
- Diferencia de presión en succión y descarga.
- GVF.

La Tabla 10 presenta las condiciones operativas correspondientes a este caso. El diferencial de presión obtenido mediante la simulación es de 73.710 psia, el caudal a ser bombeado es 14255.771 BPD y el valor porcentual de GVF es de 68.75 %.

En la Tabla 11 se encuentra los escenarios de producción para le estación A.

Ejemplo de cálculo de GVF:

$$GVF = \frac{Q_{gs}}{Q_s} = \frac{Q_{gs}}{Q_{gs} + Q_{ls}}$$

$$Q_{gSSTD} = Q_G \cdot 0.1724 \cdot 1000$$

$$Q_{gSSTD} = 600.45 [MPCD] \cdot 0.1724 \cdot 1000$$

$$Q_{gSSTD} = 31364.02 [pcs]$$

$$Q_{gs} = Q_{gSSTD} \cdot \left( \frac{14.7}{P_{iny}} \right) \cdot \left( \frac{T_{iny} + 458.67}{518.67} \right)$$

$$Q_{gs} = 103517.58 [pcs] \cdot \left(\frac{14.7 [Psi]}{60 [Psi]}\right) \cdot \left(\frac{220.99 [^{\circ}F] + 458.67 [R]}{518.67 [^{\circ}F]}\right)$$

$$Q_{gs} = 31364.02 [BPD]$$

$$Q_s = Q_{gs} + Q_l$$

$$Q_s = Q_{gs} + Q_a + Q_c$$

$$Q_s = 31364.02 [BPD] + 10537 [BPD] + 3718.77[BPD]$$

$$Q_s = 45619.79 [BPD]$$

$$GVF = \frac{31364.02 [BPD]}{45619.79 [BPD]} = 0.6875 = 68.75 \%$$

Los resultados del cálculo de GVF para las siguientes estaciones se encuentran en anexo 12.

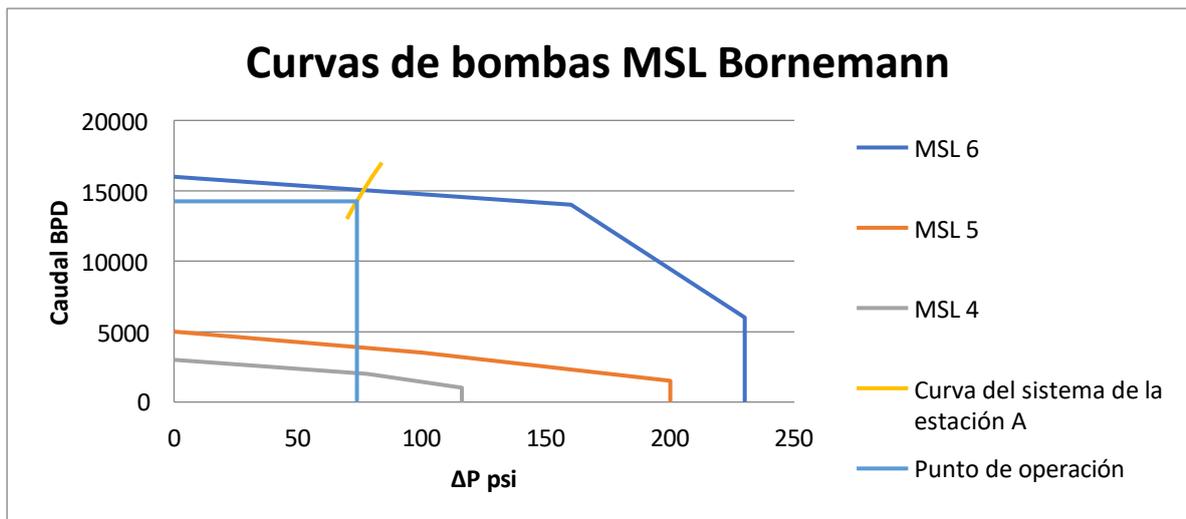
**Tabla 10.** Condiciones operacionales para la estación A.

Propiedad	Unidad	A
Temperatura de succión	°F	220.99
Fluido Total	BPD	14256
Crudo	BPD	3719
Agua	BPD	10537
Gas	MMPC	0.600
API	-	21.09
BSW	%	73.91 %
GOR	PC/BL	161.46
GVF	%	68.75 %
Presión de succión	psia	60
Presión de descarga	psia	133.710
Diferencia de presión	psia	73.710

**Tabla 11.** Escenarios de producción para la curva del sistema de la estación A.

<b>A</b>	
<b>BPD</b>	<b><math>\Delta P</math> (psi)</b>
13000	69.664
14000	72.855
14255.77	73.710
15000	76.280
16000	79.922
17000	83.764

Utilizando el diferencial de presión y caudal, se evaluaron las curvas de las bombas multifásicas de MSL de Bornemann y se seleccionó el tipo de bomba, tal como se aprecia en la Figura 25.



**Figura 25.** Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann y curva del sistema estación A.

### 4.3 Selección de bomba para A1

Las condiciones operacionales se detallan en la Tabla 12, utilizando el diferencial de presión que se obtuvo con la emulación es de 45.0427 psia, el caudal a ser bombeado es 2800.241 BPD y el valor porcentual de GVF es de 40.30 %.

En la Tabla 13 se encuentra los escenarios de producción para le estación A1.

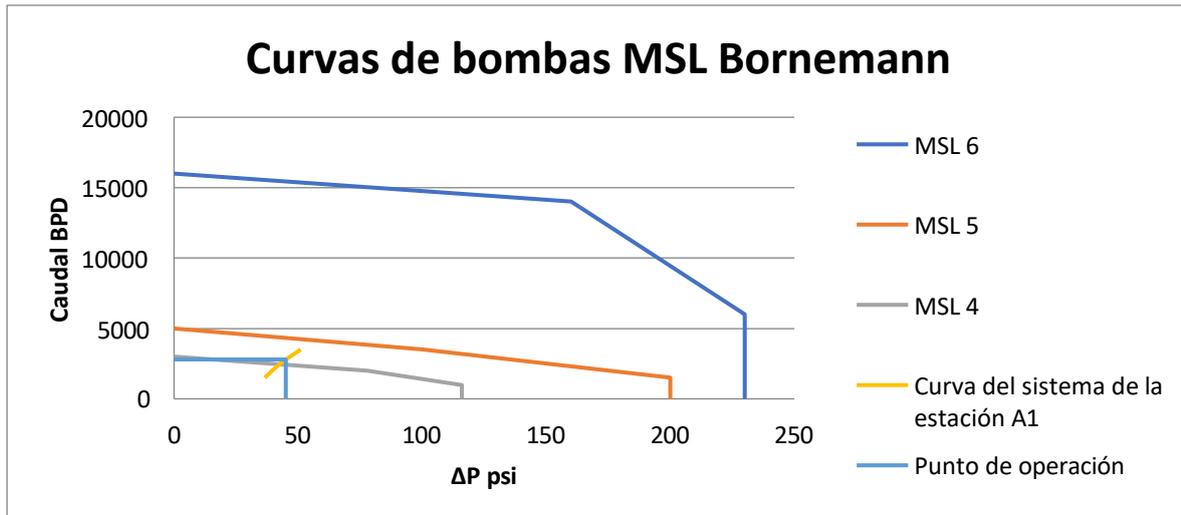
**Tabla 12.** Condiciones operacionales para la estación A1.

<b>Propiedad</b>	<b>Unidad</b>	<b>A1</b>
Temperatura de succión	°F	216
Fluido Total	BPD	2800
Crudo	BPD	200.241
Agua	BPD	2600
Gas	MMPC	0.0303
API	-	24.3
BSW	%	92.85 %
GOR	PC/BL	151.72
GVF	%	40.30 %
Presión de succión	psia	50
Presión de descarga	psia	95.0427
Diferencia de presión	psia	45.0427

**Tabla 13.** Escenarios de producción para la curva del sistema de la estación A1.

<b>A1</b>	
<b>BPD</b>	<b><math>\Delta P</math> (psi)</b>
1500	36.581
2000	39.401
2500	42.765
2800.24	45.043
3000	46.663
3500	51.073

Utilizando el diferencial de presión y caudal, se evaluaron las curvas de las bombas multifásicas de MSL de Bornemann y se seleccionó el tipo de bomba, como se aprecia en la Figura 26.



**Figura 26.** Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann y curva del sistema estación A1.

#### 4.4 Selección de bomba para A2

Las condiciones operacionales se detallan en la Tabla 14, utilizando el diferencial de presión que se obtuvo con la emulación es de 32.359 psia, el caudal a ser bombeado es 837.4 BPD y el valor porcentual de GVF es de 76.25 %. En la Tabla 15 se encuentra los escenarios de producción para le estación A2.

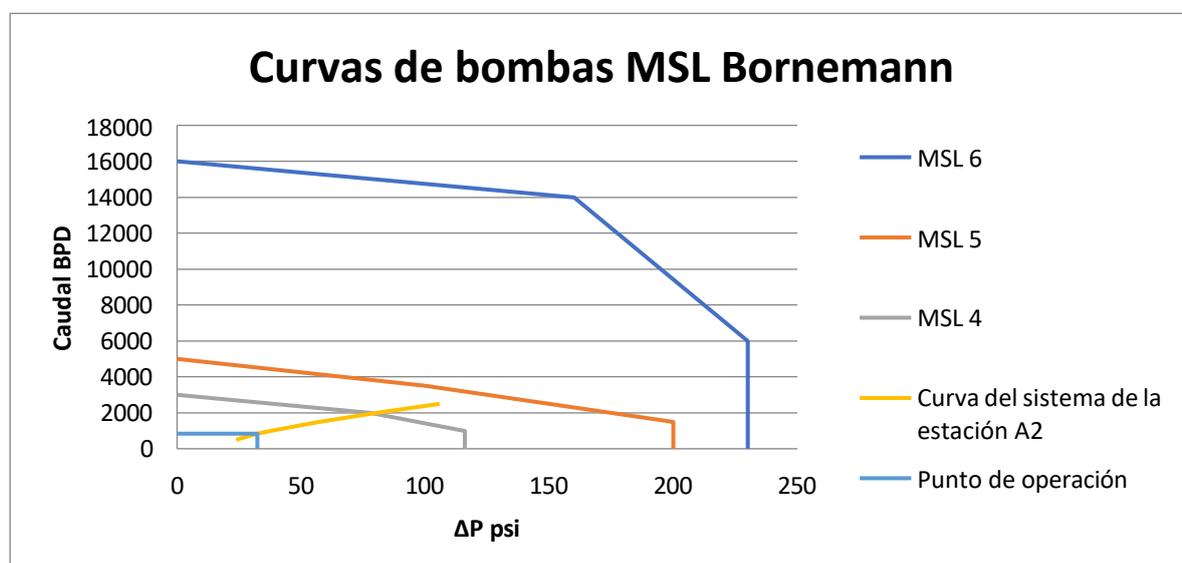
**Tabla 14.** Condiciones operacionales para la estación A2.

Propiedad	Unidad	A2
Temperatura de succión	°F	240
Fluido Total	BPD	837.4
Crudo	BPD	349.4
Agua	BPD	488
Gas	MMPC	0.0500
API	-	27.9
BSW	%	58.28 %
GOR	PC/BL	143.33
GVF	%	76.25 %
Presión de succión	psia	60
Presión de descarga	psia	92.359
Diferencia de presión	psia	32.359

**Tabla 15.** Escenarios de producción para la curva del sistema de la estación A2.

<b>A2</b>	
<b>BPD</b>	<b><math>\Delta P</math> (psi)</b>
500	23.797
837.4	32.359
1000	37.644
1500	57.168
2000	80.229
2500	105.792

Utilizando el diferencial de presión y caudal, se evaluaron las curvas de las bombas multifásicas de MSL de Bornemann y se seleccionó el tipo de bomba, como se aprecia en la Figura 27



**Figura 27.** Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann y curva del sistema estación A2.

#### 4.5 Selección de bomba para A3

Las condiciones operacionales se detallan en la Tabla 16, utilizando el diferencial de presión que se obtuvo con la emulación es de 20.359 psia, el caudal a ser bombeado es 837.4 BPD y el valor porcentual de GVF es de 79.49 %.

En la Tabla 17 se encuentra los escenarios de producción para le estación A3.

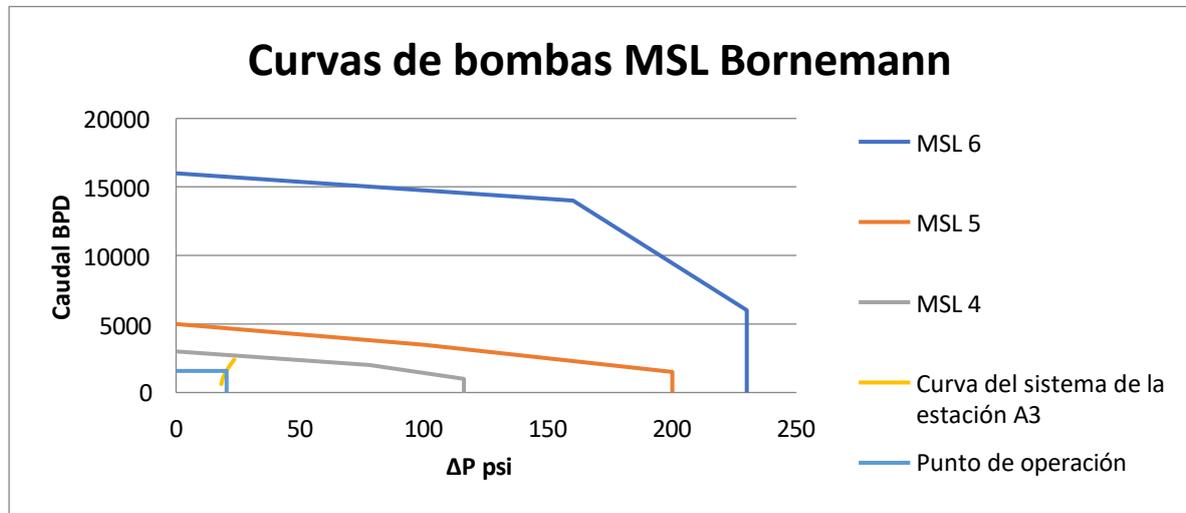
**Tabla 16.** Condiciones operacionales para la estación A3.

<b>Propiedad</b>	<b>Unidad</b>	<b>A3</b>
Temperatura de succión	°F	240
Fluido Total	BPD	1577
Crudo	BPD	385.158
Agua	BPD	1192
Gas	MMPC	0.0569
API	-	27.8
BSW	%	75.58 %
GOR	PC/BL	147.81
GVF	%	79.49 %
Presión de succión	psia	40
Presión de descarga	psia	60.359
Diferencia de presión	psia	20.359

**Tabla 17.** Escenarios de producción para la curva del sistema de la estación A3.

<b>A3</b>	
<b>BPD</b>	<b><math>\Delta P</math> (psi)</b>
500	18.070
1000	18.796
1500	20.122
1577.158	20.360
2000	21.813
2500	23.841

Utilizando el diferencial de presión y caudal, se evaluaron las curvas de las bombas multifásicas de MSL de Bornemann y se seleccionó el tipo de bomba, como se aprecia en la Figura 28.



**Figura 28.** Curva de la bomba multifásica MSL Bornemann y curva del sistema estación A3.

En la Tabla 18 se muestra las bombas recomendadas para cada estación de producción, en base a los resultados de cotejo de las curvas de bombas multifásicas MSL Bornemann con curva del sistema para cada estación.

**Tabla 18.** Bombas seleccionadas por estación.

Estación	A	A1	A2	A3
MSL Bornemann	MSL 6	MSL5	MSL4	MSL4

## CONCLUSIONES GENERALES

El cálculo de caídas de presión mediante correlaciones matemáticas es útil, pero presenta limitaciones, ya que son modelos estáticos y no capturan el comportamiento dinámico del flujo. Además, las variaciones en las condiciones de trabajo utilizadas por diferentes autores introducen inconsistencias. Por lo tanto, aunque valiosas, estas correlaciones deben aplicarse con cautela y en el contexto adecuado.

Las caídas de presión en las líneas de diseño resultan de la fricción en la tubería y la elevación del perfil de la línea de diseño, influyendo significativamente en la eficiencia y seguridad del transporte de fluidos. Es crucial comprender que el flujo pierde presión al ascender una pendiente y gana presión al descenderla. Aunque la presión ganada en pendientes negativas es menor, su consideración es esencial en el diseño de oleoductos para asegurar un funcionamiento óptimo y seguro.

La comparación entre los valores de caída de presión obtenidos mediante simulación y cálculos empíricos muestra un margen de error aceptable, generalmente por debajo del 20%. El tramo con menor error es el de diseño NA-NB, con un error del 0.06 %. Sin embargo, el tramo A3 hacia NC presenta un error del 78.64 %, que es considerable debido a la naturaleza variable del fluido compuesto por crudo, agua y gas. Este error también se atribuye al hecho de ser el tramo más corto de todo el diseño, con un valor de caída de presión de 1.863 psi determinada en la simulación del caso final y un valor calculado de 3.328 psi, resultando en una diferencia de 1.465 psi. Si el tramo de diseño fuera de mayor longitud, el error podría reducirse considerablemente, como se muestra en los resultados de los demás tramos de diseño. Esto resalta la complejidad de modelar con exactitud estos fluidos y sugiere la necesidad de diseñar en simuladores que capturen y analicen mejor estas variaciones.

Los principales problemas en el aseguramiento del flujo de estación a estación en un oleoducto son las velocidades del fluido. En el diseño, se verificó que estas velocidades superaran los 3 ft/s, logrando éxito en la mayoría de las líneas. Los resultados del simulador, presentados en el proyecto, muestran diferentes velocidades promedio en cada tramo de oleoducto, de 3.436 ft/s como la velocidad más baja y 7.25 ft/s como la velocidad más alta, siendo satisfactorias en cada línea de diseño, indicando un éxito en la selección de los diámetros para cada línea de oleoducto.

Al seleccionar bombas para fluidos multifásicos (crudo, agua, gas), es crucial considerar el tipo de bomba debido a que las bombas centrífugas o de pistón pueden sufrir daños por el gas y el nivel de GVF, con el porcentaje más alto el de la estación A3 con un 79.49 %. Estas bombas están diseñadas para fluidos monofásicos, las centrífugas para líquidos y las de paletas para gas. Por ello, al seleccionar máquinas de bombeo se opta por las bombas multifásicas de Bornemann que pueden manejar un porcentaje de GVF menor al 99 %, MSL 6 para la estación A, MSL5 para la estación A1, MSL4 para la estación A2, MSL4 para la estación A3.

## RECOMENDACIONES

El diseño y la simulación de líneas de oleoductos son cruciales para la eficiencia operativa y el transporte seguro de flujo multifásico. La selección adecuada de los diámetros y espesores de la tubería, considerando el Erosional Velocity Ratio (EVR) y la velocidad del fluido, es fundamental. La norma API RP 14E recomienda la consideración de las velocidades del fluido y el EVR estén en los rangos de 3 ft/s y 1 respectivamente.

Aunque los cálculos empíricos se acercan a los resultados de la simulación en Pipsim, se recomienda tener conocimientos básicos de los métodos de cálculo y de las iteraciones que realiza el software dentro de su programación y simulación. Esto es esencial para comprender su funcionamiento y saber qué variables ajustar en la simulación.

Al determinar el diámetro de la línea de oleoducto, se recomienda considerar los diámetros comerciales y los tiempos de entrega. Aunque en el proyecto se propone una línea de 3" debido a que el EVR y la velocidad del fluido están dentro del rango permitido, en el sector industrial de hidrocarburos el diámetro mínimo es de 4". Por lo tanto, se sugiere utilizar el diámetro mínimo del sector y emplear válvulas de control para aumentar la presión, incrementar la velocidad del líquido y disminuir el EVR.

Para la selección de bombas en el transporte de fluidos multifásicos (crudo, agua, gas) y garantizar un flujo seguro y evitar daños en los equipos, se recomienda utilizar bombas hidráulicas multifásicas. Estas bombas pueden manejar flujos multifásicos sin sufrir daños durante el bombeo. El grado de (GVF) admisible para este tipo de bombas es considerablemente alto, es decir, manejan un porcentaje menor al 99%, como las recomendadas por el fabricante Bornemann.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. Moncayo, “gas en la Amazonía de Ecuador Respuestas petrolera y aumentan los mecheros,” 2021.
- [2] A. Cabascango, “Desarrollo de un procedimiento para la especificación y selección de un sistema debombeo multifásico en el oriente ecuatoriano,” p. 61, 2017.
- [3] E. N. Geolog, “Escuela politécnica nacional,” 2010.
- [4] Zapata, “Hindustria de los hidrocarburos,” 2005, p. 25.
- [5] M. Alejandra and V. Burau, “ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra Presentada por,” 2012.
- [6] P. K. Kognisi *et al.*, “Desarrollo óptimo del campo Espol en base a las curvas de comportamiento de flujo mediante el software Pipesim,” *Ind. High. Educ.*, no. 1, pp. 8–121, 2021, [Online]. Available: <http://journal.unilak.ac.id/index.php/JIEB/article/view/3845%0Ahttp://dspace.uc.ac.id/handle/123456789/1288>
- [7] F. A. Cárdenas L. and I. D. Castillo R., ““ DESARROLLO DE UN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO RENDIMIENTO A TIEMPO REAL EN BOMBAS MULTIFÁSICAS DE DOBLE TORNILLO ’ “ DESARROLLO DE UN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO,” 2007.
- [8] C. Fernando and C. Llerena, “TÉCNICAS PARA MEJORAR EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS POR OLEODUCTOS,” p. 4, 2017.
- [9] M. A. Zambrano Armijos, “Aseguramiento de flujo en el transporte de petróleo pesado – disminución de caudal,” *Ingenio*, vol. 1, no. 1, pp. 73–78, 2018, doi: 10.29166/ingenio.v1i1.173.
- [10] P. Rosero, “Escuela Politécnica Nacional Facultad De Ingeniería Mecánica Para Transporte De Crudo Liviano” Tesis Previa a La Obtención Del Grado De,” p. 131, 2012.
- [11] J. L. García Montejó, *Diseño De Un Sistema Simulador Físico De Flujo Multifásico Para Reproducir Condiciones De Flujo Semejantes a Las Reales*. 2019. [Online]. Available:

- <https://ciateq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1020/389/1/GarciaMontejoJoseLMMANAV2020.pdf>
- [12] S. K. Ficker, “El Petróleo,” *Las Export. Mex. durante la Prim. Glob.*, pp. 485–530, 2018, doi: 10.2307/j.ctv47w6xr.14.
- [13] “UNIVERSIDAD DE ESPECIALIDADES ESPIRITU SANTO NOMBRE: Nelson Stalin Guamán Maji. FECHA: 2 de Abril del 2018. TEMA: La Historia del Petróleo Ecuatoriano,” p. 2, 2018.
- [14] Michiel R. Leenders, “Petróleo: Clasificación y caracterización,” *Petróleo Clasif. y Caracter.*, vol. 2, no. 511, pp. 1–224, 1982, [Online]. Available: [http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/590/1/CAP1.pdf%0Ahttp://catarina.udlap.mx/u\\_dl\\_a/tales/documentos/lic/zepeda\\_e\\_jc/capitulo1.pdf](http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/590/1/CAP1.pdf%0Ahttp://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lic/zepeda_e_jc/capitulo1.pdf)
- [15] J. Josep Escobar, X. Marti, N. Reol, Y. Larruy, C. Castells, and P. Chiva, “El Petróleo,” p. 19, 2002, [Online]. Available: <https://www.fenercom.com/wp-content/uploads/2019/05/recorrido-de-la-energia-el-petroleo.pdf>
- [16] E. N. Petr, “Sistema de transporte de hidrocarburos,” p. 8, 2013.
- [17] A. Belendez, “Dinamica de fluidos y fluidos reales,” *Acustica, fluidos y termodinamica*, pp. 42–43, 1992.
- [18] A. Z. dan D. Yusri, “Flujo Multifasico,” *J. Ilmu Pendidik.*, vol. 7, no. 2, pp. 809–820, 2020.
- [19] “Gas Líquido Sostenibilidad Alrededor del Mundo,” p. 4.
- [20] A. F. Peralta Sanchez, J. D. Blanco Sanchez, J. F. Reina Gonzalez, and L. E. Mantilla Ramirez, “Transporte de crudo pesado por oleoducto usando el método de dilución: Un enfoque práctico para modelar la caída de presión y la precipitación de asfaltenos,” *Rev. Fuentes el Reventón Energético*, vol. 15, no. 2, pp. 7–17, 2018, doi: 10.18273/revfue.v15n2-2017001.
- [21] N. S. Chuquín, J. P. Chuquín, and D. A. Chuquín, *Hidráulica en Tuberías y Accesorios (Válvulas Industriales): Pérdidas, Casos reales de Aplicación y Selección de Bombas Centrífugas*. 2019.

- [22] E. N. Una, E. P. F. Utilizando, and L. O. S. P. Pipesim, “Escuela politécnica nacional,” pp. 64–65, 2016.
- [23] *Ingeniería de Fluidos Antonio Valiente Barderas UNAM Contenido*. 2016.
- [24] K. A. Gil Pacheco, “Flujo multifásico en tuberías horizontales,” *Bibliogeo.Ing.Ucv.Ve*, p. 138, 2003, [Online]. Available: [http://bibliogeo.ing.ucv.ve/DB/bfiegucv/EDOCs/SRed/2012/10/T041500005176-0-TEG\\_ANAYA\\_RAQUEL\\_2004-000.pdf](http://bibliogeo.ing.ucv.ve/DB/bfiegucv/EDOCs/SRed/2012/10/T041500005176-0-TEG_ANAYA_RAQUEL_2004-000.pdf)
- [25] J. Gayón, A. González, and P. Vargas, “Flujo multifásico en tuberías verticales y reconocer los patrones de flujo,” p. 10, 2011.
- [26] A. V. Barderas, “Flujo a dos fases Sistema Gas-Líquido Flujo a dos fases Sistema Gas-Líquido Antonio Valiente Barderas,” no. January 2017, 2020.
- [27] O. S. Bonilla Báez, “Estudio Prospectivo Y De Gestión De Los Recursos Energéticos Para El Funcionamiento De Las Bombas Multifásicas Del Boque 31 De Petroamazonas E.P. Nacional,” 2019.
- [28] K. A. Gil Pacheco, “EVALUACIÓN A ESCALA BANCO DE UN PROTOTIPO DE SEPARADOR CIMCI DE FLUJO ASCENDENTE CON AIRE Y AGUA,” *Bibliogeo.Ing.Ucv.Ve*, p. 138, 2003, [Online]. Available: [http://bibliogeo.ing.ucv.ve/DB/bfiegucv/EDOCs/SRed/2012/10/T041500005176-0-TEG\\_ANAYA\\_RAQUEL\\_2004-000.pdf](http://bibliogeo.ing.ucv.ve/DB/bfiegucv/EDOCs/SRed/2012/10/T041500005176-0-TEG_ANAYA_RAQUEL_2004-000.pdf)
- [29] “DESARROLLO DE ALGORITMOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UNA FACILIDAD TEMPRANA DE PRODUCCIÓN (EPF) EN MICROSOFT EXCEL,” p. 62, 2008.

## ANEXOS

**Anexo 1.** Gravedad API [9].

<b>Crudo</b>	<b>API</b>
Condensados	> 42 API
Liviano	32 – 42 API
Mediano	22 – 32 API
Pesado	10 – 22 API
Extrapesado	< 10 API

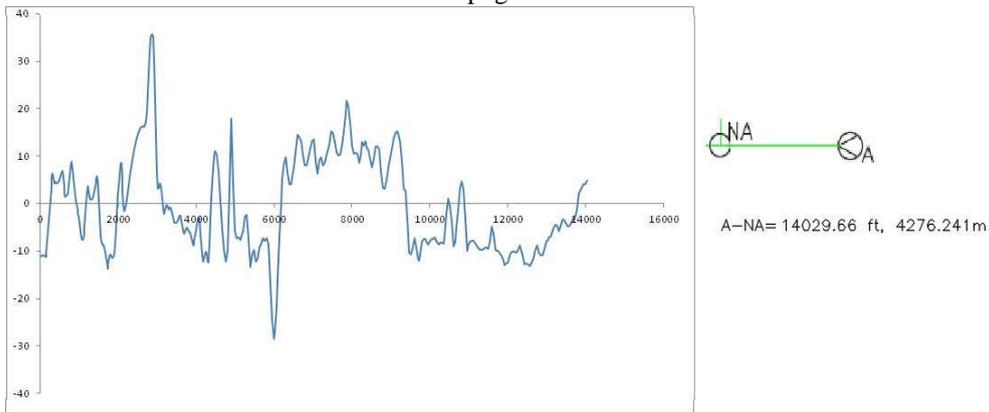
**Anexo 2.** Fracción volumétrica del gas (GVF) [23].

<b>GVF</b>	<b>%</b>	<b>P succión Psi</b>
Alto	10 - 20	14.5 - 217.5
Medio	20 - 60	14.5 - 72.5
Bajo	60 - 90	> 217.5

**Anexo 3.** viscosidad del fluido

<b>TEMP °C</b>	<b>TEMP °F</b>	<b>Viscosidad cSt</b>	<b>Viscosidad cP</b>
20	68	110.6	100.4
30	86	68.9	62.1
40	104	45.5	40.7
50	122	31.6	28
60	140	22.8	20.1
70	158	17.1	15
80	176	13.2	11.4
90	194	10.5	9
100	212	8.5	7.2

**Anexo 4. Perfil topográfico del Tramo A-N.**



Tramo A

	<b>Líquido (Crudo + Agua)</b>	<b>Gas</b>
Flujo (BPPD, MMPCD)	14255.771	0.60045
Densidad Relativa (Api)	21.0943	-
Viscosidad (Cp)	6.3006	0.0112
Sg	0.927	1.2473
Densidad (lb/ft3)	57.863	0.0952

Tramo A

<b>Propiedades del oleoducto</b>	
Diámetro exterior (in)	10.75
Espesor de pared (in)	0.365
Diámetro interno (in)	10.02
Área Transversal (in <sup>2</sup> )	78.854
Rugosidad (in)	1.81E-03
E/D	0.000187
Longitud (ft)	3018.1919
Longitud (m)	919.9

A-Na

<b>Distancia total (ft)</b>	<b>Elevación (ft)</b>	<b><math>\Delta P</math> (psia)</b>
0	-11.2	0
20.61909	-11.14	0.06964466
41.23944	-11.02	0.06969903
61.85906	-10.86	0.06972997
82.47907	-10.84	0.06961436
103.1018	-11.01	0.06946485
123.7224	-11.17	0.06946601
144.3329	-11.32	0.06944027
164.9561	-10.15	0.0705846
185.5739	-7.95	0.07142079
206.197	-5.7	0.07147996
226.8156	-3.4	0.07150603
246.3411	-1.19	0.06774146
265.8671	1.11	0.06781733
285.393	3.41	0.06781699
304.9189	5.71	0.06781699
324.4511	6.4	0.0665021
343.9799	5.34	0.06503007
363.5082	4.29	0.06503671
385.33	4.57	0.07388785
407.1531	4.2	0.07334937
428.9735	4.34	0.0737662
447.8935	4.35	0.06386805
466.8136	4.4	0.0639018
485.7353	4.65	0.06407423
504.6561	5.29	0.06439675
523.5773	5.94	0.06440644

542.4981	6.58	0.06439675
564.8102	6.89	0.07556778
587.1269	5.3	0.07399862
609.4358	3.68	0.07394737
631.7477	2.02	0.07392426
654.0674	1.36	0.07478344
676.3785	1.58	0.07548925
698.6899	1.83	0.07551532
721.0017	2.11	0.07554172
743.3202	3.98	0.07688873
765.63	5.98	0.07696713
787.9489	7.97	0.07698957
810.2579	8.89	0.0760664
832.5698	7.1	0.07381633
854.8825	5.3	0.07381073
877.196	3.49	0.07380513
899.5071	1.84	0.07392987
921.8224	0.27	0.07401052
941.5999	-0.56	0.06606113
961.3686	-1.42	0.06600642
981.1403	-2.1	0.06616666
1000.91	-2.98	0.06599312
1020.68	-4.52	0.06544499
1040.456	-6.25	0.06530762
1060.279	-7.21	0.06610635
1080.785	-7.71	0.06879531
1101.387	-7.42	0.06977907
1122.016	-6.33	0.07053756
1143.668	-4.83	0.07433173

---

1165.316	-2.3	0.07517098	1793.341	-10.91	0.07430727
1187.05	0.11	0.07536237	1815.242	-10.75	0.07405495
1208.771	2.4	0.07521942	1837.146	-11.19	0.07356399
1230.405	3.61	0.07402971	1859.047	-11.37	0.07377097
1252.15	2.21	0.07222706	1880.947	-11.24	0.07402652
1273.771	1.26	0.07218328	1902.753	-10.73	0.07402656
1295.476	0.79	0.07286727	1924.665	-8.52	0.07579809
1317.176	0.84	0.07328465	1946.567	-5.55	0.0763903
1338.778	1.1	0.07312927	1968.485	-1.83	0.07705644
1360.385	1.64	0.07337992	1990.331	2.04	0.07693484
1382.001	2.47	0.07365227	2012.214	3.94	0.07544354
1403.626	3.52	0.07386605	2034.119	6.09	0.07572484
1425.246	4.44	0.07374082	2055.954	8.51	0.0757116
1446.858	5.18	0.0735637	2077.854	8.63	0.07401817
1468.566	5.74	0.07373752	2099.787	5.44	0.07138347
1490.101	4.5	0.07165142	2121.599	2.41	0.07110625
1511.731	0.74	0.06989721	2143.488	-0.46	0.07149728
1533.388	-3.18	0.0698587	2165.42	-1.64	0.07304132
1555.004	-6.86	0.06991489	2187.329	-0.99	0.07449106
1576.654	-8.33	0.07184821	2209.148	-0.08	0.07440417
1598.254	-8.46	0.07279678	2231.079	1.09	0.07499887
1619.856	-8.72	0.07269496	2252.93	2.57	0.07498682
1641.459	-9.11	0.07258978	2274.781	4.07	0.07500344
1663.08	-10.05	0.07219162	2297.327	5.51	0.07729946
1684.712	-11.22	0.0720371	2319.868	6.87	0.07721602
1706.345	-12.42	0.07201549	2342.296	7.99	0.07663476
1727.98	-13.65	0.07199726	2364.824	9.1	0.07696396
1749.591	-12.97	0.07351026	2387.354	10.27	0.07702069
1771.526	-11.72	0.07507899	2409.884	11.43	0.07701236

---

---

2432.399	12.25	0.07667831	3054.03	3.63	0.07089024
2454.914	13.08	0.07668665	3074.84	4.27	0.0707733
2477.429	13.91	0.07668665	3095.74	4.13	0.07042576
2499.94	14.61	0.07656469	3116.584	2.78	0.06922768
2522.445	15.08	0.07635247	3137.962	0.96	0.07063959
2544.95	15.56	0.07636082	3159.382	-1.31	0.07040889
2567.455	16.03	0.07635247	3180.697	-2.11	0.07127554
2589.956	16.18	0.07607175	3202.117	-1.19	0.07306576
2612.456	16.16	0.07592638	3223.426	-0.58	0.07243252
2634.956	16.17	0.07595144	3244.827	-0.31	0.07245919
2657.456	16.33	0.07607672	3266.131	-0.68	0.07159728
2679.957	16.23	0.07586294	3287.536	-1.14	0.07186304
2702.459	16.58	0.07624215	3308.936	-1.19	0.07218855
2724.976	17.46	0.0767351	3330.239	-0.83	0.07220357
2747.551	19.29	0.07772138	3351.939	-0.83	0.07324289
2770.037	23.44	0.07932349	3373.549	-1.5	0.07237969
2792.523	27.59	0.07932349	3395.258	-2.13	0.07274722
2815.011	31.75	0.07933832	3416.873	-2.92	0.07229645
2833.575	34.87	0.06523991	3438.595	-3.9	0.07249917
2852.186	35.49	0.0633344	3459.596	-4.09	0.0707249
2870.687	35.72	0.06263756	3480.596	-4.07	0.07089692
2889.288	35.57	0.06265771	3501.697	-3.83	0.07142156
2907.896	35.02	0.06234738	3522.699	-3.56	0.07111247
2928.727	29.55	0.06584194	3543.7	-3.29	0.07110909
2949.648	21.97	0.06453959	3564.803	-2.93	0.07152852
2970.517	14.28	0.06428424	3585.808	-2.48	0.07127289
2991.345	6.45	0.06404416	3606.809	-2.58	0.07080007
3012.225	3.04	0.06765196	3627.838	-3.69	0.07005185
3033.126	3.23	0.07070476	3647.366	-4.73	0.06504402

---

---

3666.894	-5.78	0.0650357	4289.404	-12.28	0.07109061
3686.404	-6.42	0.06531674	4311.704	-12.32	0.07523463
3706.008	-6.06	0.06646902	4334.016	-11.58	0.07592639
3725.511	-5.69	0.06613647	4356.307	-8.67	0.07765453
3745.015	-5.32	0.06613984	4378.619	-3.08	0.07988333
3764.517	-5.03	0.06606629	4400.952	1.3	0.0789919
3786.42	-5.39	0.07362741	4423.286	4.52	0.07805385
3808.222	-5.72	0.07331156	4445.583	7.48	0.07771584
3830.024	-6.01	0.07334496	4467.813	9.88	0.0770286
3851.828	-6.44	0.07323481	4490.142	11.02	0.07631726
3873.74	-7.16	0.07335729	4535.84	10.34	0.15367418
3895.554	-7.92	0.07299314	4581.537	6.77	0.15126298
3917.368	-8.72	0.07295978	4627.237	0.66	0.14917565
3939.169	-8.59	0.07369237	4672.929	-5.39	0.1491979
3961.084	-7.76	0.07466148	4720.535	-9.91	0.15691809
3982.904	-6.83	0.07442422	4768.135	-12.31	0.15865895
4005.326	-5.83	0.0765145	4815.733	-9.96	0.16261628
4027.77	-4.43	0.07692189	4863.339	2.92	0.17118834
4050.192	-3.44	0.07650616	4910.937	17.84	0.17273108
4072.597	-2.95	0.07603164	4958.542	4.07	0.14948311
4095.099	-3.18	0.07575774	5006.14	-5.86	0.15247847
4117.529	-6.39	0.0730438	5053.741	-7.27	0.15948786
4139.045	-8.62	0.07076589	5101.341	-7.02	0.16087063
4160.461	-10.84	0.07043669	5148.947	-7.75	0.1600724
4182.002	-12.18	0.07158845	5196.546	-5.82	0.16226957
4203.514	-11.46	0.07320949	5244.145	-2.76	0.16321075
4224.926	-10.77	0.07284693	5291.746	-2.35	0.16100763
4246.436	-10.1	0.07316102	5339.348	-7.52	0.15636726
4267.944	-10.67	0.07211887	5386.946	-13.43	0.15574397

---

---

5434.551	-10.76	0.16290644	6696.729	13.1	0.14881897
5482.152	-9.76	0.16150031	6744.224	10.1	0.15780504
5529.753	-12.18	0.15864566	6791.67	8.01	0.15839752
5577.356	-11.7	0.16107285	6839.07	8.07	0.16003689
5624.926	-9.12	0.16271336	6886.598	9.71	0.16178805
5672.53	-8.45	0.16123489	6934.04	11.71	0.16179801
5720.142	-7.38	0.16159588	6981.46	13.08	0.16119823
5767.745	-7.85	0.1602794	7028.963	13.62	0.16078543
5815.349	-7.21	0.16120984	7076.412	8.77	0.15611529
5862.97	-8.62	0.15955536	7123.875	6.32	0.1581549
5910.571	-16.76	0.15393152	7171.36	9.16	0.16264291
5958.122	-24.6	0.15400658	7218.763	9.65	0.16040615
5993.647	-28.59	0.11658702	7266.193	7.95	0.15866874
6029.177	-27.12	0.12114967	7313.697	8.58	0.16086396
6064.704	-21.63	0.1244619	7361.128	10.28	0.1615107
6101.74	-15.96	0.12970499	7408.575	12.41	0.16192327
6138.851	-6.95	0.13264145	7456.059	15.23	0.16262289
6175.979	-0.15	0.13093356	7503.56	14.94	0.16008546
6216.435	5.21	0.14099998	7551.002	12.96	0.15847572
6256.965	8.45	0.13949924	7598.448	10.87	0.15839752
6297.485	9.72	0.13782547	7645.854	10.11	0.1593723
6341.821	6.25	0.14675264	7693.354	10.37	0.16054146
6386.177	4.03	0.14785984	7738.194	12.25	0.15291546
6430.577	3.98	0.14981926	7782.996	15.28	0.15374479
6474.904	5.54	0.15091706	7827.835	18.8	0.15427677
6519.256	7.69	0.15149337	7872.722	21.59	0.15383209
6563.681	11.02	0.15272155	7917.537	20.42	0.15028475
6608.017	14.49	0.15253738	7962.37	16.97	0.14844661
6652.42	13.98	0.1494452	8007.233	12.12	0.14738855

---

---

8052.064	10.44	0.14991322	9335.09	3.17	0.14697625
8096.964	10.6	0.15168229	9380.292	2.71	0.15218378
8141.764	10.56	0.15117772	9425.596	-3.33	0.14789701
8183.108	8.67	0.13796877	9470.829	-10.25	0.14693725
8224.346	10.44	0.14066595	9516.031	-10.63	0.15225059
8265.623	12.96	0.14142231	9561.255	-9.14	0.15388628
8306.929	12.25	0.13882505	9606.594	-7.26	0.15459973
8344.341	13.2	0.12706809	9651.149	-9.47	0.14853983
8381.665	11.86	0.12485903	9695.814	-11.88	0.1487445
8419.069	11.3	0.12578009	9724.015	-12.12	0.09498493
8465.312	9.3	0.15441218	9752.254	-10.63	0.09655699
8511.54	7.69	0.15468679	9794.237	-7.99	0.14390517
8557.773	9.43	0.15750048	9836.141	-7.41	0.14192081
8604.05	12.1	0.15842398	9878.142	-7.47	0.14171369
8650.35	12.07	0.15624894	9920.047	-8.14	0.14088022
8696.554	11.51	0.15548226	9961.95	-8.67	0.14099038
8742.822	6.53	0.15202247	10003.96	-7.88	0.14245394
8789.035	3.3	0.15328692	10041.16	-7.54	0.12584321
8835.336	3.21	0.1562022	10078.46	-7.45	0.12597193
8881.566	4.89	0.15744031	10115.66	-7.15	0.1258098
8927.834	7.39	0.15825205	10152.86	-7.49	0.12527527
8974.081	9.48	0.15783957	10190.27	-8.22	0.1256584
9020.328	11.57	0.15783957	10227.67	-8.54	0.12596702
9065.282	13.77	0.15356697	10264.97	-8.28	0.12611392
9110.296	14.9	0.15287705	10305.87	-8.2	0.13811448
9155.197	15.18	0.15178589	10346.67	-8.37	0.13756814
9200.201	14.6	0.15141527	10387.5	-6.95	0.13899695
9245.128	13.05	0.15034568	10428.39	-2.1	0.14204596
9290.11	9	0.14845181	10469.2	0.98	0.14031154

---

---

10516.43	-0.68	0.15802706	11799.84	-10.54	0.14530162
10563.74	-3.82	0.1570642	11843.14	-11.1	0.14568055
10611.01	-8.92	0.1553047	11882.35	-12.05	0.13155017
10650.43	-7.8	0.1339875	11921.47	-12.97	0.13127144
10689.82	-5.08	0.13521927	11960.67	-12.65	0.132577
10729.3	-1.31	0.13639412	11999.87	-12.34	0.13256865
10768.76	3.24	0.13697091	12039.08	-11.43	0.13310342
10808.19	4.65	0.13426322	12085.99	-10.38	0.15920975
10855.13	2.75	0.15684807	12132.99	-10.22	0.15877031
10902.13	-3.38	0.15354542	12179.99	-10.18	0.15867008
10949.1	-10.03	0.15301777	12226.99	-10.33	0.15851139
10993.92	-8.88	0.15223894	12273.89	-9.8	0.1587418
11038.73	-7.99	0.15198814	12320.9	-8.85	0.15946379
11083.53	-7.81	0.15136147	12367.85	-10.83	0.15681512
11128.33	-7.84	0.15118607	12414.88	-12.76	0.15712683
11173.03	-8.35	0.15044765	12461.88	-12.65	0.15872855
11217.83	-8.97	0.15069331	12508.88	-12.76	0.1585448
11262.64	-9.5	0.15080222	12555.89	-13.15	0.15834469
11309.74	-9.7	0.15880715	12602.79	-12.49	0.15885037
11356.74	-9.85	0.15851139	12649.8	-11.42	0.15956397
11403.84	-9.47	0.15929158	12696.83	-9.83	0.16006545
11448.24	-9.27	0.15002807	12743.84	-8.9	0.15944709
11492.64	-9.55	0.14962716	12790.86	-10.3	0.15753519
11536.97	-8.02	0.15090216	12837.87	-10.97	0.15811085
11581.38	-4.84	0.1525463	12884.87	-10.9	0.15869514
11625.8	-6.26	0.1487429	12931.78	-9.57	0.15944347
11670.13	-9.65	0.14679881	12978.81	-8.05	0.16000705
11713.43	-9.92	0.14592274	13025.81	-7.68	0.1589457
11756.63	-9.89	0.14583579	13065.71	-7.11	0.13514846

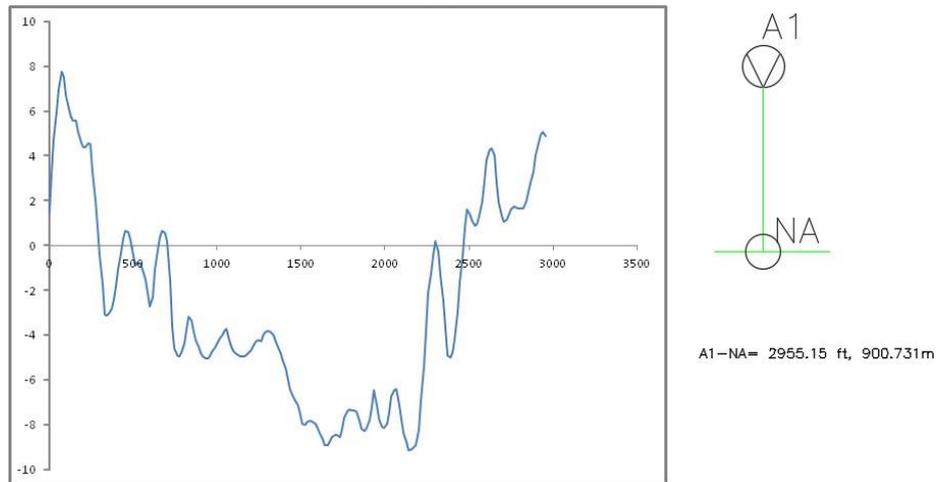
---

---

13105.61	-6.88	0.13486451
13139.33	-5.86	0.11466505
13173.04	-5.26	0.11428071
13218.24	-4.42	0.15326274
13263.44	-4.7	0.15232736
13308.56	-5.75	0.15141437
13353.77	-4.58	0.15357199
13400.89	-3.34	0.16007716
13447.99	-3.6	0.15875704
13495.09	-4.35	0.15834782
13542.2	-4.75	0.15867386
13589.3	-4.59	0.15910783
13626.7	-3.87	0.12683558
13664.11	-3.35	0.12670233
13701.41	-3.28	0.12595523
13733.71	-2.72	0.10948821
13766.05	-1.18	0.11044082
13798.3	0.7	0.11042023
13832.64	2.24	0.11719143
13866.94	2.92	0.1163389
13901.25	3.31	0.1161305
13944.05	4.03	0.14506194
13986.85	4.09	0.14451074
14029.66	4.89	0.14516249
Total		47.3675269

---

**Anexo 5. Perfil topográfico del tramo A1-NA.**



Tramo A1.

	<b>Líquido (Crudo + Agua)</b>	<b>Gas</b>
Flujo (BPPD, MMPCD)	2800.241	0.0303
Densidad Relativa (Api)	21.258	-
Viscosidad (Cp)	7.1	0.0112
Sg	0.908	1.247
Densidad (lb/ft3)	56.672	0.0952

Tramo A1.

<b>Propiedades del oleoducto</b>	
Diámetro exterior (in)	4.5
Espesor de pared (in)	0.237
Diámetro interno (in)	4.026
Área Transversal (in <sup>2</sup> )	12.730
Rugosidad (in)	1.81E-03
E/D	0.000449
Longitud (ft)	900.7
Longitud (m)	2955.196

A1-NA					
<u>Distancia total (ft)</u>	<u>Elevación (ft)</u>	$\Delta P$ (psia)			
0	1.42	0	371.5878	-2.81	0.08825952
14.50319	3.18	0.09677488	385.3042	-2.39	0.08862083
29.00705	4.7	0.09622265	399.0165	-1.81	0.08896989
43.50977	5.97	0.09563363	412.7365	-1.07	0.08939398
58.01268	6.99	0.09505136	426.4487	-0.29	0.0894378
72.51567	7.77	0.0944904	440.1709	0.29	0.08903315
87.02	7.51	0.09205833	453.8862	0.67	0.08851994
101.5235	6.72	0.09081007	468.6464	0.59	0.09411577
116.0255	6.13	0.09126913	483.3999	0.27	0.09350943
130.5308	5.74	0.09175937	498.1584	-0.23	0.09311897
145.0319	5.56	0.09222553	512.9127	-0.88	0.0927404
159.5319	5.58	0.09268819	527.6732	-0.76	0.09458738
174.0412	5.06	0.09147992	542.4333	-0.83	0.09413861
188.5479	4.62	0.09165099	557.1856	-1.09	0.09364262
203.0496	4.4	0.09213544	571.9419	-1.52	0.09326915
217.5496	4.39	0.09261773	586.7053	-2.15	0.09284542
232.0508	4.58	0.09309508	601.4572	-2.74	0.09286572
246.561	4.51	0.09254199	616.2134	-2.31	0.09528767
261.0633	3.28	0.08977412	630.9748	-1.08	0.09719334
275.5672	2.03	0.08973771	645.7316	-0.19	0.09636958
289.2816	0.81	0.0847643	660.483	0.39	0.09560887
302.9996	-0.45	0.08469412	675.245	0.63	0.09487874
316.7104	-1.74	0.08457827	690.0052	0.55	0.09411577
330.435	-3.07	0.08457333	704.7612	0.13	0.0932907
344.1452	-3.15	0.08740726	719.5194	-1.57	0.0903159
357.8655	-3.06	0.08787104	734.2753	-3.64	0.08944625
			748.3488	-4.61	0.08764181
			762.422	-4.91	0.08920992
			776.4921	-4.96	0.08977714

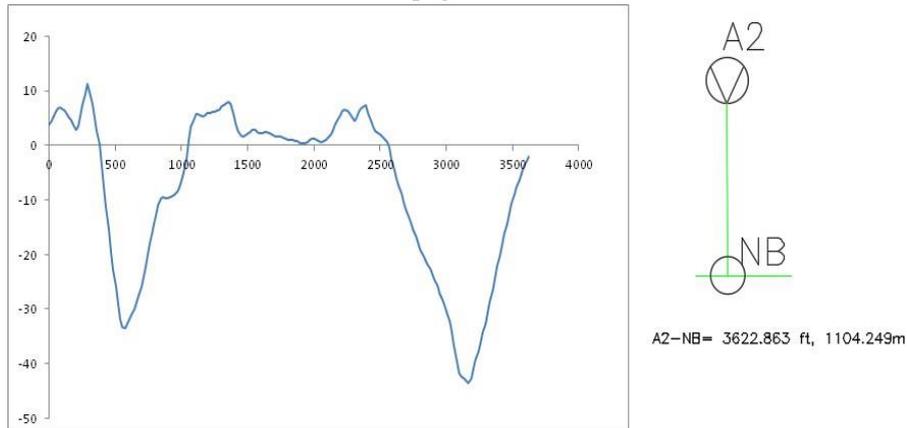
790.5732	-4.78	0.09038755	1201.712	-4.69	0.09415387
804.6492	-4.37	0.09089488	1216.313	-4.52	0.09368574
818.7242	-3.72	0.09145133	1231.015	-4.29	0.09447192
832.7954	-3.16	0.09121607	1245.715	-4.23	0.09405994
846.8668	-3.36	0.0894332	1260.415	-4.28	0.0938016
860.945	-3.84	0.08881946	1275.118	-4.02	0.09454874
875.0207	-4.24	0.08899118	1289.818	-3.87	0.09427129
889.0943	-4.56	0.08916553	1304.518	-3.81	0.09405994
903.1663	-4.8	0.08934311	1319.119	-3.86	0.09316908
917.1974	-4.97	0.08924616	1333.819	-4.01	0.09356676
931.2176	-5.05	0.08938787	1348.522	-4.27	0.09332764
945.2476	-5.06	0.08961488	1363.223	-4.49	0.09340878
959.2683	-4.92	0.08990773	1377.827	-4.8	0.09257774
973.2896	-4.73	0.09002897	1392.531	-5.14	0.09314622
987.3207	-4.55	0.0900681	1407.135	-5.52	0.09241344
1001.392	-4.37	0.09032494	1421.841	-5.94	0.09297125
1015.393	-4.19	0.08987579	1436.449	-6.4	0.09225127
1029.394	-4.01	0.08987579	1451.153	-6.75	0.09312275
1043.395	-3.83	0.08987579	1465.754	-6.91	0.09291076
1057.396	-3.71	0.0897349	1480.456	-7.16	0.09334473
1071.506	-4.25	0.0888819	1495.06	-7.51	0.09248385
1085.51	-4.56	0.08874432	1509.767	-7.96	0.09290724
1099.511	-4.72	0.08907733	1524.367	-8	0.09318618
1113.511	-4.84	0.08916487	1539.067	-7.89	0.09417736
1128.211	-4.93	0.09370766	1553.667	-7.84	0.09339755
1142.911	-4.97	0.09382508	1568.368	-7.88	0.09383147
1157.611	-4.97	0.09391902	1583.068	-7.98	0.09368418
1172.312	-4.89	0.09411329	1597.669	-8.14	0.09291076
1187.012	-4.79	0.09415387	1612.37	-8.36	0.09340878

1626.973	-8.64	0.09264178	2053.404	-6.44	0.09461918
1641.676	-8.91	0.09330416	2068.104	-6.4	0.09401297
1656.276	-8.91	0.09328012	2082.823	-7.15	0.09228055
1670.977	-8.74	0.09432465	2097.537	-7.8	0.09248292
1685.578	-8.57	0.09368574	2112.248	-8.35	0.09269822
1700.278	-8.48	0.09413039	2126.955	-8.8	0.09290724
1714.878	-8.47	0.09330361	2141.659	-9.14	0.09314622
1729.578	-8.54	0.09375463	2156.159	-9.08	0.09278213
1744.282	-8.19	0.09476641	2170.659	-9	0.0928291
1758.99	-7.71	0.09509703	2185.159	-8.91	0.09285258
1773.693	-7.42	0.09461918	2199.674	-8.25	0.09428601
1788.493	-7.32	0.09479278	2214.237	-6.9	0.0962052
1803.193	-7.39	0.09375463	2228.712	-5.43	0.09592202
1817.893	-7.38	0.09394251	2243.201	-3.82	0.09633661
1832.593	-7.43	0.0938016	2257.698	-2.15	0.09652687
1847.299	-7.84	0.09299471	2272.228	-1.22	0.09501404
1862.003	-8.17	0.0931697	2286.749	-0.44	0.09460548
1876.803	-8.28	0.0942996	2301.262	0.19	0.09420292
1891.504	-8.15	0.09423071	2315.769	-0.25	0.0916529
1906.208	-7.8	0.09476641	2330.309	-1.32	0.09038838
1920.92	-7.21	0.09538058	2344.755	-2.48	0.08957775
1935.64	-6.44	0.09585352	2359.308	-3.72	0.09007468
1950.356	-7.12	0.09242539	2373.756	-4.89	0.08956719
1965.069	-7.74	0.09254686	2388.256	-5.01	0.0923594
1979.773	-8.08	0.09314622	2402.758	-4.78	0.09319411
1994.473	-8.16	0.09373114	2417.27	-4.19	0.09410275
2009.274	-7.95	0.09505748	2431.824	-2.94	0.09591469
2023.982	-7.48	0.09507357	2446.283	-1.63	0.09544745
2038.701	-6.73	0.09580029	2460.837	-0.38	0.09591469

2475.285	0.8	0.09507411	2896.837	4	0.09441595
2489.807	1.6	0.0946587	2911.448	4.55	0.09464148
2504.309	1.36	0.0920904	2926.052	4.92	0.09417444
2518.811	1.11	0.09206692	2940.653	5.07	0.09363878
2533.313	0.87	0.0920904	2955.154	4.89	0.09222489
2547.814	0.98	0.09290594	Total	18.8887545	
2562.318	1.35	0.09353554			
2576.832	1.97	0.09418586			
2591.358	2.85	0.09487151			
2605.889	3.8	0.0950672			
2620.396	4.23	0.09369551			
2634.896	4.34	0.09289955			
2649.4	4.02	0.09191537			
2663.851	2.81	0.08949305			
2678.378	1.92	0.09072614			
2692.889	1.34	0.09135007			
2707.392	1.07	0.09202635			
2721.992	1.16	0.09349148			
2736.594	1.39	0.09383301			
2751.096	1.61	0.09317063			
2765.696	1.76	0.09363239			
2780.297	1.71	0.09316908			
2794.897	1.67	0.09318618			
2809.397	1.66	0.09261773			
2823.997	1.67	0.09330361			
2838.6	1.96	0.09398027			
2853.105	2.36	0.09361233			
2867.712	2.8	0.09435788			
2882.32	3.29	0.09448158			



**Anexo 6. Perfil topográfico del tramo A2-NB.**



Tramo A2.

	<b>Líquido (Crudo + Agua)</b>	<b>Gas</b>
Flujo (BPPD, MMPCD)	837.4	0.05008
Densidad Relativa (Api)	27.9	-
Viscosidad (Cp)	4.4	0.0112
Sg	0.8877	1.2473
Densidad (lb/ft3)	55.3927	0.0952

Tramo A2.

<b>Propiedades del oleoducto</b>	
Diámetro exterior (in)	3.5
Espesor de pared (in)	0.216
Diámetro interno (in)	3.068
Área Transversal (in <sup>2</sup> )	7.3926
Rugosidad (in)	1.81E-03
E/D	0.0005903
Longitud (ft)	3622.8808
Longitud (m)	1104.2

## A2-NB

<b>Distancia total (ft)</b>	<b>Elevación (ft)</b>	<b><math>\Delta P</math> (psia)</b>
0	3.66	0
16.88902	4.44	0.09712703
33.77893	5.3	0.09717896
50.66834	6.13	0.09715854
67.55865	6.66	0.09698792
84.44709	6.88	0.09679538
101.3403	6.79	0.09664076
118.2251	6.39	0.09641074
135.1188	5.71	0.09629753
152.0094	5.11	0.09632667
168.8962	4.63	0.09637527
185.7825	3.89	0.09622002
202.6745	2.85	0.09607708
219.5628	3.38	0.09697641
237.424	5.37	0.10339725
255.2952	7.36	0.10345449
273.1564	9.35	0.10339725
291.0275	11.34	0.10345392
308.8865	9.89	0.10137248
326.753	7.53	0.10088747
344.6249	5.13	0.10089531
362.4838	2.68	0.1007921
380.3525	0.09	0.10076762
398.2157	-3.73	0.10003705
416.0866	-7.54	0.10008671
433.951	-11.32	0.10006637
451.5089	-15.43	0.09812877

469.0694	-19.51	0.09816034
486.6266	-22.78	0.09859681
504.1878	-25.91	0.09869922
521.7477	-28.92	0.09876012
539.2989	-31.82	0.09877311
556.8648	-33.34	0.09965411
574.4251	-33.43	0.10045906
591.9786	-32.74	0.10087769
609.5373	-31.93	0.10097775
627.1014	-31.01	0.10107305
644.6617	-29.98	0.10111566
662.2194	-28.83	0.10117093
679.7783	-27.52	0.10127124
697.3351	-25.99	0.10138749
714.8904	-24.07	0.10160559
730.9456	-22.15	0.09301843
747.0035	-20.05	0.09313789
763.0595	-17.89	0.09316162
779.1098	-16.19	0.09286289
795.1622	-14.47	0.09288652
811.2178	-12.72	0.09292224
827.2757	-10.95	0.092947
844.9172	-9.74	0.10168565
862.5587	-9.51	0.10111162
880.1993	-9.65	0.10088934
897.8493	-9.67	0.10101357
915.4896	-9.57	0.10102847
933.1312	-9.33	0.10111806
950.7739	-9.02	0.10116543

---

968.4222	-8.48	0.10133238	1483.833	1.9	0.1031576
986.0632	-7.62	0.1014781	1501.735	2.16	0.10262028
1003.712	-6.45	0.10170407	1519.737	2.45	0.10321026
1021.395	-4.96	0.10208656	1537.74	2.78	0.10323945
1039.006	-2.24	0.10238584	1555.74	2.73	0.10299929
1056.596	0.94	0.10252818	1573.744	2.36	0.10283442
1074.269	3.41	0.10259719	1591.645	2.2	0.10236808
1091.918	4.72	0.10178697	1609.645	2.26	0.10306385
1109.551	5.8	0.10156103	1627.646	2.5	0.1031752
1127.252	5.66	0.10123506	1645.647	2.35	0.10294633
1144.854	5.41	0.10060385	1663.648	2.19	0.10294047
1162.454	5.36	0.10070977	1681.549	2	0.10235048
1180.154	5.52	0.10140539	1699.55	1.8	0.10291699
1197.758	5.89	0.10097912	1717.551	1.65	0.10294633
1215.458	5.97	0.10135844	1735.551	1.62	0.10301103
1233.059	6.03	0.10078005	1753.551	1.53	0.10297582
1250.759	6.13	0.10137018	1771.451	1.37	0.10236236
1268.36	6.28	0.10083286	1789.453	1.16	0.10291685
1285.961	6.47	0.10085634	1807.453	1.06	0.10296995
1303.971	7.07	0.10343787	1825.453	1.03	0.10301103
1321.974	7.41	0.10324532	1843.453	0.95	0.10298169
1339.976	7.71	0.10321613	1861.354	0.84	0.10239743
1357.978	7.97	0.10319266	1879.354	0.69	0.10294061
1375.883	7.56	0.1022443	1897.356	0.45	0.10289925
1393.895	5.55	0.10192258	1915.356	0.35	0.10296995
1411.868	3.93	0.10192593	1933.356	0.41	0.10306385
1429.811	2.69	0.10197582	1951.257	0.62	0.10258522
1447.831	1.85	0.1026505	1969.061	0.99	0.10212388
1465.832	1.69	0.10294047	1986.762	1.1	0.10138177

---

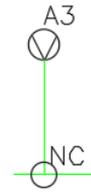
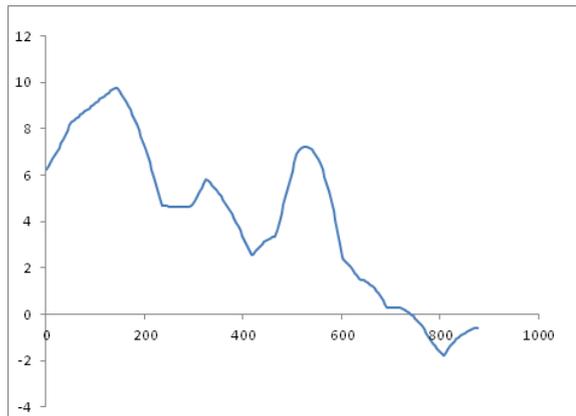
---

2004.462	1.12	0.10132323	2518.762	1.69	0.10117037
2022.262	1.03	0.10183106	2536.468	1.22	0.10107007
2039.963	0.84	0.10120572	2554.281	0.55	0.10156527
2057.664	0.65	0.10120572	2572.015	-0.55	0.10086137
2075.464	0.78	0.10196017	2589.74	-2.65	0.10022788
2093.166	1.04	0.10147552	2607.84	-4.55	0.10249004
2110.871	1.46	0.10158655	2626.012	-6.17	0.10306491
2128.68	2.01	0.10225807	2644.062	-7.51	0.10252986
2146.401	2.87	0.10193601	2662.213	-8.87	0.10309628
2164.13	3.9	0.10208128	2680.38	-10.43	0.10307124
2181.854	4.81	0.10198245	2698.435	-11.84	0.10251764
2199.571	5.59	0.10186626	2716.578	-13.08	0.10312055
2217.283	6.25	0.10176733	2734.71	-14.16	0.10315111
2235.086	6.54	0.10207122	2752.849	-15.35	0.10312687
2252.786	6.39	0.10122347	2770.995	-16.64	0.10310852
2270.492	5.96	0.10109353	2789.138	-17.89	0.10311471
2288.206	5.25	0.10097517	2807.178	-19.09	0.10255438
2306.025	4.42	0.10150588	2825.315	-20.24	0.1031388
2323.738	5.1	0.10178478	2843.432	-21.04	0.10322913
2341.465	6.07	0.10203473	2861.549	-21.83	0.10323499
2359.179	6.78	0.10180808	2879.67	-22.69	0.10321689
2376.884	7.22	0.10159828	2897.794	-23.62	0.10319308
2394.685	7.39	0.10198936	2915.921	-24.62	0.10316929
2412.353	5.85	0.10022683	2934.058	-25.77	0.1031388
2430.106	4.47	0.1008066	2952.204	-27.06	0.10310852
2447.837	3.42	0.10087344	2970.344	-28.27	0.10312091
2465.552	2.69	0.10096918	2988.475	-29.32	0.10316293
2483.357	2.27	0.10166605	3006.616	-30.55	0.10311495
2501.06	1.95	0.10114089	3024.7	-32.29	0.10249142

---

3042.824	-34.4	0.10250565	3568.468	-5.2	0.10452162
3060.994	-36.88	0.10255519	3586.605	-4.04	0.10449264
3079.119	-39.73	0.10208512	3604.741	-2.9	0.10447523
3097.233	-41.76	0.10249476	3622.863	-2	0.10425469
3115.34	-42.24	0.10335945	Total	20.7334553	
3133.445	-42.7	0.10335974			
3151.55	-43.13	0.10337733			
3169.755	-43.55	0.10395558			
3187.876	-42.68	0.1042314			
3205.956	-40.98	0.1044813			
3224.132	-39.32	0.10500754			
3242.204	-37.71	0.10438312			
3260.372	-36.14	0.10490934			
3278.454	-34.42	0.10450438			
3296.548	-32.58	0.10464282			
3314.75	-30.65	0.10531329			
3332.865	-28.62	0.10487327			
3350.989	-26.5	0.10497693			
3369.111	-24.4	0.1049539			
3387.236	-22.28	0.10498265			
3405.353	-20.22	0.1049021			
3423.464	-18.22	0.10483298			
3441.573	-16.23	0.10481574			
3459.673	-14.33	0.104712			
3477.865	-12.51	0.10519217			
3495.951	-10.75	0.10455053			
3514.129	-9.06	0.10503644			
3532.188	-7.6	0.10422131			
3550.329	-6.39	0.10454476			

**Anexo 7. Perfil topográfico del tramo A3-NC.**



A3-NC= 877.3072 ft, 267.4032m

Tramo A3.

	<b>Líquido (Crudo + Agua)</b>	<b>Gas</b>
Flujo (BPPD, MMPCD)	1577.158	0.05693
Densidad Relativa (Api)	22.2983	-
Viscosidad (Cp)	4.4	0.0112
Sg	0.8882	1.247
Densidad (lb/ft3)	55.4274	0.0952

Tramo A3.

<b>Propiedades del oleoducto</b>	
Diámetro exterior (in)	4.5
Espesor de pared (in)	0.237
Diámetro interno (in)	4.026
Área Transversal (in <sup>2</sup> )	12.730
Rugosidad (in)	1.81E-03
E/D	0.000449
Longitud (ft)	877.3394
Longitud (m)	267.4

A3-NC

<b>Distancia total (ft)</b>	<b>Elevación (ft)</b>	<b><math>\Delta P</math> (psia)</b>
0	6.23	0
4.386435	6.37	0.0236521
8.7732	6.52	0.02365973
13.15972	6.68	0.02366428
17.54664	6.84	0.02366643
21.93293	7.01	0.0236689
26.31923	7.18	0.02366896
30.70592	7.36	0.02367691
35.09204	7.55	0.02367971
39.4796	7.75	0.0236933
43.86516	7.95	0.02368255
48.25173	8.15	0.02368798
52.63864	8.31	0.02366637
57.0252	8.38	0.02361171
61.41193	8.46	0.02361849
65.79849	8.53	0.02361171
70.18405	8.6	0.02360634
74.57178	8.68	0.02362387
78.95734	8.75	0.02360634
83.34407	8.83	0.02361849
87.73063	8.9	0.02361171
92.11736	8.98	0.02361849
96.50391	9.05	0.02361166
100.8886	9.13	0.02360753
105.2792	9.2	0.02363342
109.6598	9.27	0.02357969
114.0505	9.35	0.02363982

118.441	9.42	0.02363288
122.8218	9.5	0.02358663
127.2123	9.57	0.02363288
131.5931	9.65	0.02358663
135.9836	9.72	0.02363288
140.3739	9.77	0.02362007
144.754	9.74	0.02351832
149.1457	9.62	0.02352785
153.5279	9.48	0.02346507
157.9101	9.34	0.02346507
162.3034	9.17	0.02350713
166.6867	9	0.0234534
171.0704	8.82	0.02344969
175.465	8.62	0.02349654
179.8505	8.4	0.02343594
184.236	8.18	0.02343594
188.6226	7.94	0.02343014
193.0097	7.69	0.02342698
197.3974	7.43	0.02342435
201.7764	7.15	0.02336591
206.166	6.86	0.02341702
210.5562	6.56	0.02341441
214.9379	6.24	0.02335705
219.3303	5.91	0.02340871
223.7136	5.57	0.02335398
228.0975	5.22	0.02335137
232.4832	4.85	0.02334938
236.8765	4.68	0.02350713
241.2565	4.67	0.02352952

---

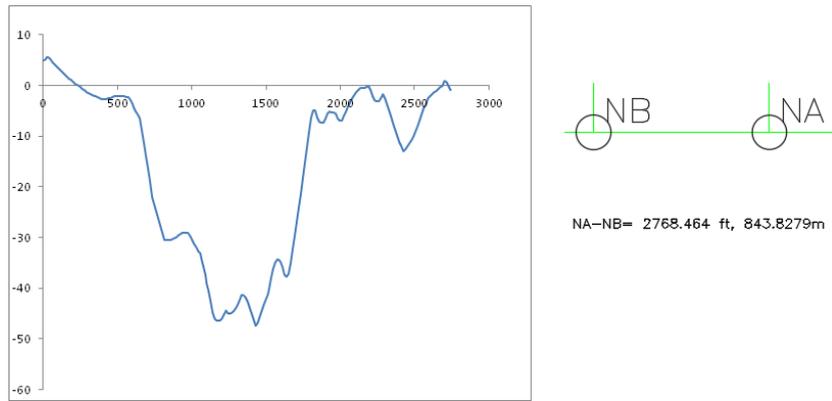
245.6465	4.66	0.02358325	372.8589	4.49	0.02351084
250.0365	4.65	0.02358325	377.2422	4.32	0.0234534
254.4165	4.64	0.02352952	381.6255	4.15	0.0234534
258.8065	4.64	0.02358912	386.0192	3.97	0.02350342
263.1965	4.63	0.02358325	390.4029	3.79	0.02344969
267.5765	4.63	0.02353539	394.7874	3.59	0.02344227
271.9665	4.63	0.02358912	399.1715	3.4	0.02344598
276.3565	4.63	0.02358912	403.5566	3.19	0.02343964
280.7365	4.64	0.02354125	407.9516	2.98	0.02349284
285.1265	4.64	0.02358912	412.3371	2.76	0.02343594
289.5066	4.65	0.02354179	416.7226	2.54	0.02343594
293.8966	4.66	0.02359499	421.1028	2.58	0.02355993
298.287	4.72	0.02362648	425.4947	2.71	0.0236756
302.6711	4.91	0.02366885	429.8761	2.82	0.02360745
307.0552	5.1	0.02366885	434.2675	2.93	0.02366118
311.4389	5.28	0.02366084	438.6484	3.02	0.02359303
315.8326	5.46	0.02371458	443.0394	3.11	0.0236473
320.2159	5.63	0.02365284	447.4299	3.18	0.02363288
324.5992	5.8	0.02365284	451.8103	3.24	0.02357274
328.9892	5.79	0.02358325	456.2006	3.29	0.02362007
333.3803	5.69	0.02353635	460.5808	3.33	0.02355993
337.7617	5.58	0.02347837	464.9709	3.36	0.02360726
342.1531	5.47	0.0235321	469.3569	3.59	0.02370248
346.5347	5.35	0.02347358	473.7434	3.97	0.02379277
350.9267	5.22	0.0235236	478.1299	4.35	0.02379277
355.3086	5.09	0.02346932	482.5155	4.72	0.02378211
359.6908	4.95	0.02346507	486.9012	5.09	0.02378264
364.0834	4.8	0.02351509	491.2868	5.46	0.02378211
368.466	4.65	0.02346136	495.6816	5.82	0.02382571

---

500.0664	6.18	0.02377198	627.2764	1.79	0.02352731
504.4512	6.54	0.02377198	631.6583	1.66	0.02346932
508.836	6.9	0.02377198	636.0506	1.52	0.02351934
513.2189	7.06	0.02364483	640.4307	1.49	0.02351832
517.6101	7.16	0.02365424	644.8208	1.46	0.02357205
522.0005	7.22	0.02362648	649.2109	1.42	0.02356618
526.3805	7.24	0.02354712	653.5913	1.36	0.02350232
530.7705	7.24	0.02358912	657.9819	1.29	0.02355127
535.1608	7.19	0.02356139	662.3626	1.21	0.0234922
539.5414	7.12	0.02349753	666.7538	1.11	0.02353689
543.9327	7.01	0.02353156	671.1352	1	0.02347837
548.3153	6.86	0.02346136	675.5268	0.88	0.02352731
552.6986	6.69	0.0234534	679.9087	0.75	0.02346932
557.0941	6.47	0.02348967	684.3013	0.6	0.02351509
561.4707	6.23	0.02337641	688.6842	0.44	0.02345711
565.8596	5.95	0.02341911	693.0675	0.27	0.0234534
570.2513	5.63	0.02341079	697.4575	0.28	0.02359499
574.6345	5.29	0.02335344	701.8476	0.3	0.02360139
579.0219	4.9	0.02334687	706.2276	0.3	0.02353539
583.4111	4.49	0.0233449	710.6176	0.3	0.02358912
587.7942	4.04	0.02328887	715.0076	0.28	0.02357738
592.1817	3.55	0.02328931	719.3877	0.26	0.02352419
596.5726	3.03	0.0232902	723.7778	0.22	0.02356618
600.9572	2.48	0.023239	728.168	0.18	0.02356672
605.3394	2.34	0.02346507	732.5483	0.13	0.02350766
609.7306	2.24	0.02353689	736.9389	0.06	0.02355127
614.1117	2.14	0.02348262	741.3194	-0.01	0.02349699
618.5031	2.03	0.0235321	745.7102	-0.09	0.02354647
622.8848	1.91	0.02347411	750.1013	-0.19	0.02353635

754.4824	-0.29	0.02348262	Total	4.71010015
758.8738	-0.4	0.0235321		
763.2555	-0.52	0.02347411		
767.6474	-0.65	0.02352306		
772.0296	-0.79	0.02346507		
776.4122	-0.94	0.02346136		
780.8051	-1.1	0.02351084		
785.1884	-1.27	0.0234534		
789.5793	-1.36	0.02354114		
793.9605	-1.46	0.02348316		
798.3518	-1.57	0.02353156		
802.7338	-1.7	0.02346986		
807.1245	-1.78	0.02354594		
811.5064	-1.65	0.02362187		
815.8983	-1.52	0.0236756		
820.28	-1.4	0.02361493		
824.6714	-1.29	0.02366118		
829.0525	-1.19	0.02359997		
833.4436	-1.09	0.02365371		
837.8246	-1	0.02359357		
842.2151	-0.93	0.02363288		
846.5959	-0.85	0.02358663		
850.9863	-0.79	0.02362648		
855.3766	-0.74	0.02362007		
859.7568	-0.69	0.0235658		
864.147	-0.65	0.02361367		
868.5371	-0.62	0.02360726		
872.9172	-0.6	0.02354766		
877.3072	-0.6	0.02358912		

**Anexo 7. Perfil topográfico del tramo NA-NB.**



Tramo NA-NB.

	<b>Líquido (Crudo + Agua)</b>	<b>Gas</b>
Flujo (BPPD, MMPCD)	17056.012	0.63083
Densidad Relativa (Api)	21.2581	-
Viscosidad (Cp)	6.7003	0.0112
Sg	0.9263	1.2473
Densidad (lb/ft3)	57.8011	0.0952

Tramo NA-NB.

<b>Propiedades del oleoducto</b>	
Diámetro exterior (in)	10.75
Espesor de pared (in)	0.365
Diámetro interno (in)	10.02
Área Transversal (in <sup>2</sup> )	78.854
Rugosidad (in)	1.81E-03
E/D	0.000187
Longitud (ft)	2768.5078
Longitud (m)	843.8

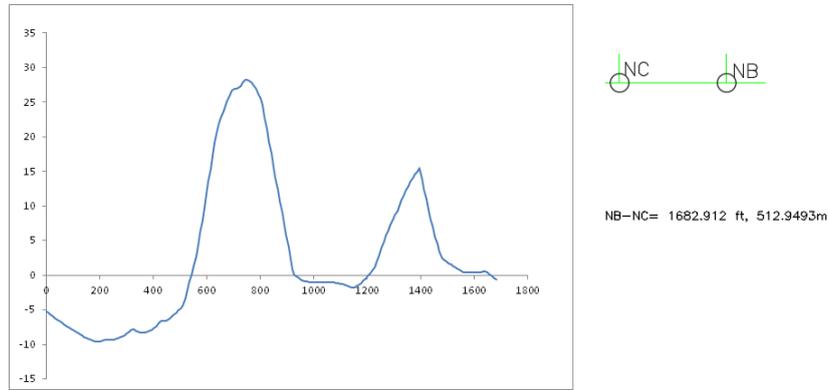
NA-NB					
<u>Distancia total (ft)</u>	<u>Elevación (ft)</u>	$\Delta P$ (psia)			
0	4.89	0	343.3989	-2.08	0.05137807
12.35889	5.2	0.05078295	356.0093	-2.18	0.05142785
24.71785	5.55	0.05082055	368.6097	-2.28	0.05138699
38.00594	5.5	0.0542433	382.1507	-2.45	0.05516458
51.29423	5.06	0.0538802	395.6921	-2.64	0.05514755
64.58151	4.62	0.05387607	409.2329	-2.79	0.05518243
77.8698	4.18	0.0538802	422.7833	-2.68	0.05546436
91.15709	3.74	0.05387611	436.3238	-2.57	0.05542391
104.9857	3.28	0.05606907	449.8643	-2.45	0.05543324
118.8107	2.91	0.05613827	463.4048	-2.33	0.05543324
132.6451	2.56	0.05619533	476.9554	-2.21	0.05547451
146.4703	2.18	0.05612975	490.4959	-2.09	0.05543324
160.2958	1.79	0.05612165	504.0359	-2.12	0.05529118
174.1313	1.4	0.05616251	517.576	-2.15	0.05529159
187.9566	1.02	0.05613016	531.126	-2.17	0.05534137
201.791	0.67	0.05619533	544.666	-2.2	0.05529118
215.6147	0.35	0.0561796	558.2061	-2.23	0.05529159
229.4475	0.07	0.0562541	571.7463	-2.31	0.05524532
241.7303	-0.19	0.04994008	585.2944	-3.01	0.0546994
254.0224	-0.42	0.05000607	598.6023	-3.7	0.05372737
266.3142	-0.63	0.0500235	611.9202	-4.39	0.05376822
279.4074	-0.92	0.05322306	625.2286	-5.09	0.0537201
292.5009	-1.22	0.05321495	638.537	-5.79	0.0537201
305.5943	-1.52	0.05321454	651.8454	-6.49	0.0537201
318.1968	-1.77	0.05125558	665.1573	-8.91	0.05215257
330.7984	-1.97	0.05129856	678.4722	-11.4	0.05210162
			691.7829	-13.92	0.05205743
			705.0953	-16.5	0.05201034
			718.4037	-19.11	0.05196703

732.0899	-22.08	0.05318631	1114.185	-40.55	0.04716066
745.789	-23.55	0.05460218	1127.163	-42.69	0.05104318
759.4757	-24.9	0.05466237	1140.147	-44.87	0.05103134
773.1644	-26.27	0.05465205	1153.198	-46.02	0.05225055
786.8552	-27.66	0.05464215	1166.202	-46.37	0.05280265
800.5469	-29.06	0.05463658	1179.203	-46.48	0.05301435
814.2408	-30.48	0.0546271	1192.104	-46.34	0.05283916
827.9312	-30.59	0.05583098	1205.11	-45.94	0.05351075
841.6212	-30.56	0.05596003	1218.126	-45.3	0.05377529
855.3115	-30.47	0.05601727	1231.158	-44.38	0.0541011
869.0024	-30.32	0.05607572	1244.071	-44.96	0.05221643
882.695	-30.05	0.05619466	1257.371	-44.95	0.05434797
896.387	-29.82	0.05615488	1270.673	-44.75	0.0545335
909.7097	-29.55	0.05468339	1283.978	-44.37	0.0547137
923.0213	-29.34	0.05458205	1297.29	-43.8	0.05491944
936.3423	-29.18	0.05457379	1310.512	-43.04	0.05472865
949.6527	-29.08	0.05447448	1323.845	-42.1	0.05534951
962.9727	-29.04	0.05445769	1337.165	-41.37	0.05510113
976.2927	-29.05	0.05441101	1350.465	-41.36	0.05434797
989.6106	-29.74	0.05376822	1363.671	-41.73	0.05360928
1002.945	-30.55	0.05372397	1377.002	-42.65	0.05360782
1016.266	-31.3	0.05372504	1390.255	-43.83	0.05304797
1029.585	-32	0.05376341	1403.61	-45.04	0.05343687
1042.9	-32.64	0.05380293	1416.868	-46.28	0.05301285
1054.812	-33.17	0.04817337	1430.128	-47.54	0.05300251
1066.653	-34.16	0.0474557	1443.45	-46.77	0.05514652
1078.557	-35.73	0.04717792	1456.708	-45.53	0.05532123
1090.464	-37.32	0.04717183	1470.06	-44.36	0.05564051
1102.274	-38.93	0.04675733	1483.306	-43.25	0.05515179

1496.549	-42.19	0.05509317	1883.379	-7.29	0.05693411
1509.886	-41.2	0.05541229	1897.195	-6.64	0.05705315
1523.129	-40.13	0.05510245	1911.041	-5.51	0.05762191
1536.417	-37.9	0.05635211	1924.844	-5.19	0.05669237
1548.738	-36.18	0.05193415	1938.745	-5.29	0.05670074
1560.994	-35.01	0.05116216	1952.545	-5.42	0.05626009
1573.31	-34.39	0.05089668	1966.446	-5.59	0.0566354
1585.61	-34.32	0.05031837	1980.276	-6.5	0.05565574
1597.92	-34.81	0.0498367	1994.085	-6.99	0.05596098
1610.263	-35.84	0.04946941	2007.985	-7.04	0.05674333
1622.564	-37.42	0.0487902	2021.823	-6.02	0.05748716
1636.068	-37.74	0.05487343	2035.656	-5.06	0.057411
1649.578	-37.23	0.05567248	2049.486	-4.16	0.05734299
1663.041	-35.14	0.05694017	2063.41	-3.34	0.05765265
1676.618	-32.41	0.05798529	2077.231	-2.57	0.0571853
1690.102	-29.66	0.05762281	2091.048	-1.88	0.05709448
1703.589	-26.89	0.057653	2104.96	-1.32	0.05736151
1717.081	-24.1	0.05769136	2118.766	-0.89	0.05680724
1730.942	-21.42	0.05910197	2132.672	-0.49	0.05718782
1744.817	-18.22	0.05962375	2146.473	-0.59	0.05629218
1758.67	-15.11	0.05945384	2160.373	-0.55	0.05682734
1772.502	-12.1	0.05927891	2174.174	-0.38	0.05654422
1786.41	-9.19	0.05950057	2188.077	-0.08	0.05708227
1800.199	-6.38	0.05892423	2201.906	-0.98	0.05566095
1814.085	-4.84	0.05816456	2215.655	-2.14	0.05509276
1827.885	-4.92	0.05630676	2229.474	-2.86	0.05578755
1841.749	-6.25	0.05540514	2243.377	-3.16	0.05652225
1855.674	-7.09	0.05610894	2257.178	-3.02	0.05651621
1869.478	-7.44	0.05607113	2270.989	-2.46	0.05694886



**Anexo 8. Perfil topográfico del tramo NB-NC.**



Tramo NB-NC.

	<b>Líquido (Crudo + Agua)</b>	<b>Gas</b>
Flujo (BPPD, MMPCD)	17793.412	0.68091
Densidad Relativa (Api)	21.8018	-
Viscosidad (Cp)	5.5501	0.0112
Sg	0.9263	1.2473
Densidad (lb/ft3)	57.5761	0.0952

Tramo NB-NC.

<b>Propiedades del oleoducto</b>	
Diámetro exterior (in)	10.75
Espesor de pared (in)	0.365
Diámetro interno (in)	10.02
Área Transversal (in <sup>2</sup> )	78.854
Rugosidad (in)	1.81E-03
E/D	0.000187
Longitud (ft)	1682.912
Longitud (m)	512.9493

NB-NC

<b>Distancia total (ft)</b>	<b>Elevación (ft)</b>	<b><math>\Delta P</math> (psia)</b>
0	-5.19	0
8.393532	-5.43	0.03979685
16.78786	-5.67	0.03980064
25.18089	-5.93	0.03977631
33.57462	-6.18	0.03978872
41.96805	-6.42	0.03979636
50.36248	-6.66	0.03980113
58.75563	-6.89	0.0398041
67.14878	-7.12	0.0398041
75.54293	-7.35	0.03980886
83.93682	-7.57	0.03981669
92.3302	-7.77	0.03983241
100.7284	-7.96	0.03986446
109.1203	-8.14	0.0398435
117.5118	-8.3	0.03985974
125.9047	-8.52	0.03981198
134.2973	-8.73	0.03981962
142.6895	-8.92	0.03983586
151.091	-9.08	0.03990741
159.4823	-9.23	0.03986786
167.8732	-9.35	0.03989318
176.2638	-9.45	0.0399099
184.6643	-9.54	0.03996617
193.0543	-9.57	0.03997058
201.4444	-9.53	0.0400346

209.8446	-9.47	0.04010091
218.2351	-9.38	0.04008189
226.6251	-9.36	0.04001597
235.0251	-9.36	0.04004549
243.4152	-9.34	0.04001645
251.8053	-9.29	0.04004368
260.2057	-9.21	0.04012001
268.5963	-9.11	0.04009145
276.9875	-8.97	0.04013061
285.389	-8.81	0.04019786
293.7811	-8.62	0.04018027
302.1738	-8.41	0.04020128
310.5672	-8.17	0.04023183
318.9619	-7.89	0.0402743
327.3523	-7.8	0.04008142
335.745	-8.01	0.03982009
344.1363	-8.16	0.03986786
352.5368	-8.25	0.03996617
360.9269	-8.29	0.03996198
369.3169	-8.28	0.04000689
377.7172	-8.21	0.04011046
386.1082	-8.08	0.04012058
394.5001	-7.9	0.04017024
402.8933	-7.67	0.0402218
411.2883	-7.38	0.0402848
419.6856	-7.03	0.04035015
428.0751	-6.63	0.04035826
436.4752	-6.61	0.04006412
444.8652	-6.63	0.03997966

453.2559	-6.52	0.040101	686.6297	26.02	0.03933036
461.6499	-6.26	0.04025283	694.7417	26.74	0.03932438
470.0443	-5.99	0.0402638	702.8529	26.88	0.03879576
478.4393	-5.7	0.0402848	710.9634	26.97	0.03874704
486.8346	-5.4	0.0402953	719.0736	27.02	0.03870931
495.2304	-5.09	0.04030674	727.1787	27.31	0.03890275
503.6165	-4.77	0.04026957	735.2961	27.84	0.03917868
512.0134	-4.43	0.04033918	743.3986	28.29	0.03903529
520.0136	-3.3	0.03915855	751.5987	28.25	0.03905619
528.0152	-2.16	0.03917412	759.79	28.1	0.0389144
536.0182	-1.01	0.0391897	767.9845	27.83	0.03882079
544.0227	0.15	0.03920574	776.1738	27.44	0.03868725
552.0287	1.32	0.03922179	784.3703	26.92	0.03860393
560.0258	2.74	0.03940047	792.5645	26.29	0.0384936
568.0293	4.3	0.03955383	800.7599	25.53	0.03838216
575.8609	6.15	0.03898488	808.9462	24.66	0.03823991
583.6902	7.99	0.0389653	817.1388	22.94	0.03751774
591.5316	9.84	0.03903167	825.3357	21.11	0.03744283
599.3632	11.69	0.03898488	833.5259	19.31	0.03743689
607.1972	13.55	0.03900494	841.7194	17.54	0.0374786
615.0289	15.4	0.03898536	849.9184	15.79	0.03752215
622.8629	17.26	0.03900494	858.113	14.06	0.03751857
630.6872	19.12	0.03895862	866.3035	12.35	0.03751643
638.5212	20.98	0.03900494	874.4976	10.67	0.03755969
646.3591	22.01	0.03829545	882.6876	9.01	0.0375576
654.1932	22.84	0.03809831	890.8834	7.37	0.03760267
662.2959	23.67	0.03937899	898.4684	5.75	0.03471131
670.4064	24.48	0.03939821	906.0634	4.04	0.03468097
678.524	25.26	0.03940509	913.6603	2.41	0.03475929

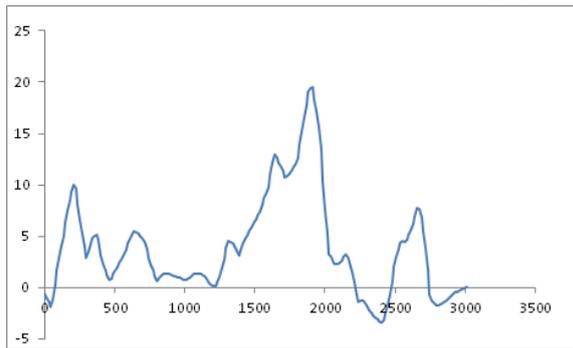
---

921.2503	0.86	0.034796	1161.332	-1.59	0.04024561
928.8425	0.06	0.0354709	1169.736	-1.35	0.04028236
936.4363	-0.18	0.03598428	1178.24	-1.08	0.0407863
944.0192	-0.39	0.03595953	1186.645	-0.78	0.04034154
951.6116	-0.58	0.03602296	1195.052	-0.45	0.04037827
959.2033	-0.74	0.03604684	1203.46	-0.08	0.04041928
967.634	-0.85	0.04009199	1211.869	0.31	0.04044217
976.0545	-0.94	0.04006152	1220.279	0.73	0.04047411
984.4748	-1.01	0.04007872	1228.692	1.18	0.04051557
992.8948	-1.02	0.04013176	1237.13	1.99	0.04095969
1001.325	-1.03	0.04018038	1245.589	2.98	0.04122138
1009.725	-1.03	0.04004549	1254.043	3.94	0.04117066
1018.125	-1.04	0.04003641	1262.393	4.85	0.04062994
1026.625	-1.04	0.04052222	1270.838	5.72	0.041047
1035.025	-1.03	0.04005456	1279.279	6.55	0.04099198
1043.425	-1.02	0.04005456	1287.716	7.34	0.04093693
1051.825	-1.02	0.04004549	1296.148	8.08	0.04086807
1060.325	-1	0.04054037	1304.575	8.75	0.04078113
1068.725	-1	0.04004549	1312.994	9.31	0.04064367
1077.125	-1.03	0.04001825	1321.428	10.07	0.04089562
1085.525	-1.08	0.0400001	1329.765	10.85	0.04045115
1093.925	-1.14	0.03999102	1338.196	11.58	0.0408543
1102.426	-1.22	0.04045437	1346.525	12.27	0.04033194
1110.826	-1.3	0.03997287	1354.949	12.91	0.04073976
1119.227	-1.41	0.03995041	1363.271	13.51	0.04021736
1127.627	-1.52	0.03994564	1371.589	14.06	0.04015311
1136.128	-1.65	0.04040899	1379.905	14.57	0.04010742
1144.53	-1.79	0.03992795	1388.218	15.03	0.04004788
1152.93	-1.8	0.04003641	1396.628	15.45	0.04047411

---

1404.959	13.98	0.03839572	1642.595	0.54	0.0386516
1413.206	12.43	0.03792527	1650.696	0.41	0.03850206
1421.638	10.94	0.03885929	1658.701	0.14	0.03791739
1429.96	9.52	0.0383969	1666.805	-0.12	0.03839842
1438.271	8.17	0.03840632	1674.809	-0.37	0.03793076
1446.572	6.88	0.03841179	1682.912	-0.6	0.03842086
1454.959	5.67	0.03889264		Total	8.02717488
1463.24	4.52	0.03844088			
1471.61	3.44	0.03892746			
1479.97	2.44	0.03895132			
1488.273	2.21	0.03937432			
1496.576	1.99	0.03938339			
1504.979	1.77	0.03986013			
1513.281	1.57	0.03939677			
1521.584	1.37	0.03940154			
1529.686	1.16	0.03843424			
1537.789	0.96	0.03844808			
1545.791	0.77	0.03797565			
1553.893	0.59	0.03846145			
1561.895	0.42	0.0379938			
1569.995	0.39	0.03858806			
1578.095	0.38	0.03860621			
1586.095	0.38	0.03813856			
1594.195	0.38	0.03861529			
1602.295	0.4	0.03863345			
1610.295	0.41	0.03814764			
1618.395	0.43	0.03863345			
1626.495	0.46	0.03864252			
1634.495	0.5	0.03817487			

**Anexo 9.** Perfil topográfico del tramo NC-B.



NC-B= 3018.118 ft, 919.9225m

Tramo NC-B.

	<b>Líquido (Crudo + Agua)</b>	<b>Gas</b>
Flujo (BPPD, MMPCD)	19470.57	0.73784
Densidad Relativa (Api)	22.2983	-
Viscosidad (Cp)	4.97508	0.0112
Sg	0.9263	1.2473
Densidad (lb/ft3)	57.37	0.0952

Tramo NC-B.

<b>Propiedades del oleoducto</b>	
Diámetro exterior (in)	10.75
Espesor de pared (in)	0.365
Diámetro interno (in)	10.02
Área Transversal (in <sup>2</sup> )	78.854
Rugosidad (in)	1.81E-03
E/D	0.000187
Longitud (ft)	3018.118
Longitud (m)	919.9225

NC-B					
<u>Distancia total (ft)</u>	<u>Elevación (ft)</u>	$\Delta P$ (psia)			
0	-0.6	0	401.6932	3.14	0.07735188
14.87751	-1.04	0.07831529	416.5758	2.32	0.0779978
29.75462	-1.43	0.07835854	431.4471	1.74	0.07815546
44.63313	-1.87	0.07832058	446.3265	1.21	0.07824365
59.51005	-1.14	0.07937395	461.204	0.74	0.07828802
74.38785	0.33	0.08004678	476.0847	0.89	0.0788678
89.26614	1.69	0.07995038	490.9609	1.32	0.07909814
104.1429	2.93	0.07983414	505.8363	1.72	0.07906669
119.0259	4.06	0.0797679	520.7212	2.1	0.0790988
133.9009	5.08	0.07962621	535.5951	2.44	0.0790043
148.7752	6.35	0.07984818	550.4687	2.77	0.07899364
163.6574	7.47	0.07975464	565.3468	3.26	0.07916263
178.5304	8.46	0.07958851	580.2255	3.77	0.07918394
193.4141	9.3	0.07950943	595.1043	4.28	0.07918447
208.2906	10	0.07934455	609.9834	4.8	0.07919513
223.1647	9.65	0.07837892	624.7908	5.27	0.07877042
238.0399	8.06	0.07726415	639.6028	5.51	0.07858603
252.9227	6.59	0.07741218	654.413	5.42	0.07827687
267.7941	5.24	0.07745987	669.2238	5.27	0.07822556
282.675	4.01	0.07761828	684.0356	5.04	0.07815822
297.5565	2.9	0.07772975	698.8384	4.75	0.07805614
312.4294	3.52	0.079253	713.6526	4.4	0.07806199
327.3088	4.28	0.07941424	728.4596	3.69	0.07769743
342.1876	4.79	0.07918447	743.2729	2.86	0.07762209
357.0602	5.07	0.07894297	758.0863	2.23	0.07780379
371.9403	5.12	0.07877383	772.8958	1.7	0.07787382
386.8184	4.63	0.07827305	787.7056	1.16	0.07786634
			802.5131	0.69	0.07791766
			817.3253	0.95	0.07860524

832.1366	1.14	0.07853693	1264.878	1.89	0.08066383
846.9373	1.29	0.07844453	1280.003	2.77	0.08082234
861.7475	1.37	0.07843124	1295.138	3.79	0.08100188
876.5576	1.4	0.0783853	1310.355	4.51	0.08116422
891.3677	1.34	0.07830358	1325.455	4.46	0.07984648
906.178	1.24	0.07826832	1340.556	4.3	0.07975189
920.9883	1.15	0.0782774	1355.758	4.04	0.08019548
935.7985	1.08	0.07829503	1370.863	3.66	0.07957335
950.6085	1.04	0.07832121	1385.971	3.17	0.07948942
965.4185	1.02	0.07833937	1401.078	3.66	0.08037371
980.229	0.9	0.07825121	1416.191	4.27	0.08051428
995.0394	0.79	0.07825977	1431.299	4.78	0.08039714
1009.829	0.77	0.07823144	1446.405	5.2	0.08030491
1024.63	0.83	0.0783644	1461.509	5.52	0.08020358
1039.43	0.96	0.07842267	1476.712	5.84	0.08072737
1054.232	1.17	0.07850589	1491.819	6.29	0.08033742
1069.132	1.3	0.07895175	1506.924	6.7	0.08029055
1083.932	1.37	0.07836819	1522.029	7.06	0.08024517
1098.732	1.39	0.07832279	1537.132	7.38	0.08019829
1113.532	1.35	0.0782683	1551.849	8.08	0.07850064
1128.633	1.28	0.07983361	1566.56	8.67	0.07836921
1143.834	1.06	0.0802265	1581.271	9.22	0.07833294
1158.937	0.75	0.0796263	1595.981	9.77	0.07832765
1174.04	0.49	0.07967168	1611.029	10.97	0.08070412
1189.241	0.31	0.08026281	1625.979	12.19	0.08020363
1204.341	0.18	0.07977384	1640.999	12.96	0.0801672
1219.441	0.12	0.0798374	1656.003	12.58	0.07903897
1234.647	0.54	0.080834	1671.009	12.18	0.0790314
1249.759	1.15	0.08050898	1686.015	11.74	0.07899511

1701.023	11.27	0.07897848	2134.583	2.97	0.07912196
1716.031	10.76	0.07894219	2149.485	3.23	0.07908036
1731.032	10.86	0.07945889	2164.388	2.92	0.07856813
1745.934	11.13	0.07908944	2179.398	2.38	0.07892557
1760.937	11.41	0.07963289	2194.32	1.58	0.07822436
1775.939	11.7	0.07963668	2209.256	0.54	0.07808133
1790.942	12	0.07965105	2224.212	-0.75	0.0779615
1805.955	12.61	0.07998519	2239.128	-1.44	0.07829225
1820.914	13.94	0.08035042	2254.028	-1.28	0.07897899
1835.969	15.23	0.08082233	2268.928	-1.26	0.07885187
1850.924	16.51	0.08028419	2283.929	-1.41	0.07923188
1865.977	17.77	0.0807847	2298.832	-1.71	0.0785772
1880.929	19.01	0.08023225	2313.739	-2.16	0.07846225
1895.932	19.35	0.07968735	2328.742	-2.47	0.07909721
1910.933	19.46	0.07946797	2343.644	-2.69	0.07864453
1925.774	18.35	0.07751548	2358.545	-2.89	0.0786574
1940.723	17.15	0.07800563	2373.446	-3.07	0.07867556
1955.601	15.63	0.07734184	2388.447	-3.25	0.07920464
1970.457	13.48	0.07666206	2403.348	-3.4	0.0787028
1985.378	10.4	0.07618675	2418.25	-3.15	0.07907128
2000.248	7.58	0.07614432	2433.263	-2.54	0.07998519
2015.138	5.21	0.07664661	2448.186	-1.7	0.07971736
2030.061	3.3	0.07723039	2463.123	-0.65	0.07998136
2044.964	3	0.0785772	2477.978	0.62	0.07974605
2059.877	2.37	0.07833076	2492.941	2	0.08041662
2074.877	2.25	0.07925383	2507.876	3.01	0.07993463
2089.778	2.31	0.07889348	2522.795	3.77	0.07962376
2104.678	2.45	0.07896083	2537.703	4.26	0.07932082
2119.68	2.67	0.07957314	2552.705	4.5	0.07959129

2567.705	4.49	0.07935372	3003.118	-0.02	0.07944452
2582.706	4.64	0.07950429	3018.118	0	0.07938096
2597.713	5.1	0.07981741		Total	15.9690938
2612.722	5.63	0.07989148	<hr/>		
2627.734	6.22	0.07996176			
2642.748	6.88	0.0800358			
2657.775	7.78	0.08032192			
2672.775	7.69	0.07928107			
2687.804	6.77	0.07868186			
2702.86	5.47	0.07848153			
2717.854	3.79	0.07781185			
2732.896	1.73	0.07772598			
2747.896	-0.71	0.07716638			
2762.907	-1.28	0.07890365			
2777.909	-1.54	0.07913731			
2792.91	-1.7	0.0792228			
2807.91	-1.74	0.07932647			
2822.91	-1.67	0.07942636			
2837.911	-1.5	0.07952245			
2853.011	-1.4	0.07998269			
2868.012	-1.27	0.07948613			
2883.013	-1.04	0.07957692			
2898.015	-0.83	0.07956406			
2913.016	-0.64	0.07954061			
2928.017	-0.48	0.07951337			
2943.017	-0.39	0.07944452			
2958.018	-0.29	0.07945889			
2973.118	-0.2	0.07997361			
2988.118	-0.11	0.07944452			

**Anexo 10.** Error de cada línea de oleoducto.

<b>Estación</b>	<b>Error</b>	<b>Aceptable</b>
A	12,86 %	SI
A1	22,59 %	SI
A2	13,74 %	SI
A3	78.64 %	Considerar
NA-NB	0,06 %	SI
NB-NC	19.93%	SI
NC-B	11.72 %	SI

## Modelos Bombas Multifásica



### MSL

- Pozo individual
- $\leq 99\%$  GVF
- Diferencial de presión hasta 22 bar (319 psi)
- Flujo desde 5 m<sup>3</sup>/h (755 BPD) hasta 250 m<sup>3</sup>/h (37,736 BPD)
- 300# rating



### MW

- Aplicaciones estándares
- $\leq 97\%$  GVF
- Diferencial de presión hasta 50 bar (725 psi).
- Flujo desde 50 m<sup>3</sup>/h (7,547 BPD) up to hasta 5500m<sup>3</sup>/h (830,189 BPD)
- 300# rating



### MPC HD / MPC HD-S

- Aplicaciones con alto diferencia de presión
- $\leq 100\%$  GVF (MPC HD) /  $\leq 99\%$  GVF (MPC HD-S)
- Diferencial de presión hasta 120 bar (1,740 psi)
- Flujo desde 50 m<sup>3</sup>/h (7,457 BPD) up hasta to 5000 m<sup>3</sup>/h (754,717 BPD)
- 300#, 600# and y 900# rating



### MPC HC / MPC HC-S

- Aplicaciones de alta capacidad
- $\leq 100\%$  GVF (MPC HC) /  $\leq 99\%$  GVF (MPC HC-S)
- Diferencia de presión desde 50 bar (725 psi)
- Flujo desde 50 m<sup>3</sup>/h (7,457 BPD) up to hasta 8000 m<sup>3</sup>/h (1,207,547 BPD)
- 300#, 600# and y 900# rating

Anexo 12. Cálculo de GVF.

<b>Estación</b>	<b>GVF (%)</b>
A	68.75
A1	40.30
A2	76.25
A3	79.49