



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“SIMULACIÓN DE FLUJO DE FLUIDOS HIDRODINÁMICO DEL CRUDO  
DE DESPACHO PARA OPTIMIZAR EL CONSUMO DE ENERGÍA Y  
POTENCIA EN EL SISTEMA OCP”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTORES:**

**DENISSE PAOLA CHANALATH RODRÍGUEZ**  
**CARLOS ALBERTO BORBOR NOLIVOS**

**TUTOR:**

**ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2023**

**UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**SIMULACIÓN DE FLUJO DE FLUIDOS HIDRODINÁMICO DEL  
CRUDO DE DESPACHO PARA OPTIMIZAR EL CONSUMO DE  
ENERGÍA Y POTENCIA EN EL SISTEMA OCP**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTORES:**

**DENISSE PAOLA CHANALATH RODRÍGUEZ  
CARLOS ALBERTO BORBOR NOLIVOS**

**TUTOR:**

**ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2023**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

---

**ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ, PhD.**  
**DIRECTOR DE CARRERA**

---

**ING. CARLOS MALAVÉ, MSc.**  
**DOCENTE TUTOR**

---

**ING. EDISON BRITO, MSc.**  
**DOCENTE ESPECIALISTA**

---

**ING. SADI ITURRALDE, MSc.**  
**DELEGADO DEL DOCENTE GUÍA DE LA UIC**

---

**ING. DAVID VEGA GONZÁLEZ.**  
**SECRETARIO DEL TRIBUNAL**

Dedicamos este trabajo de investigación a Dios, por ser nuestro guía espiritual y bendecirnos en cada paso de nuestras vidas personales y profesionales.

A nuestros padres y familiares, este trabajo está dedicado a cada uno de ellos por su apoyo económico y moral en nuestras vidas académicas.

Esta tesis está dedicada a los profesionales, académicos e investigadores de esta línea de investigación, que buscan alternativas y aportes científicos en la solución de problemas generados durante el transporte de crudos pesados.

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“SIMULACIÓN DE FLUJO DE FLUIDOS HIDRODINÁMICO DEL CRUDO DE DESPACHO PARA OPTIMIZAR EL CONSUMO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL SISTEMA OCP”** elaborado por los estudiantes **DENISSE CHANALAT RODRÍGUEZ** y **CARLOS BORBOR NOLIVOS**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 4% de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS magister		
Tesis Denisse Chanalath-Carlos Borbor para Compilatio		4% Similitudes < 1% Texto entre comillas 0% similitudes entre comillas 0% Idioma no reconocido
Nombre del documento: Tesis Denisse Chanalath-Carlos Borbor para Compilatio.pdf ID del documento: eb1b58c8319eb721e7d37b72b60bfa95de728710 Tamaño del documento original: 1,12 MB	Depositante: CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA Fecha de depósito: 3/8/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 3/8/2023	Número de palabras: 12.210 Número de caracteres: 80.129

## FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:  
**CARLOS  
ALFREDO  
MALAVE  
CARRERA**

Ing. Carlos Malavé

CarreraC.I.:

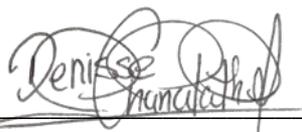
0912370095

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Denisse Paola Chanalath Rodríguez y Carlos Alberto Borbor Nolivos, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “SIMULACIÓN DE FLUJO DE FLUIDOS HIDRODINÁMICO DEL CRUDO DE DESPACHO PARA OPTIMIZAR EL CONSUMO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL SISTEMA OCP”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,

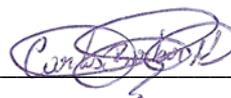


---

**DENISSE CHANALATH RODRÍGUEZ**

**Autor de Tesis**

**C.I. 2450152778**



---

**CARLOS BORBOR NOLIVOS**

**Autor de Tesis**

**C.I. 0927366351**

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **SIMULACIÓN DE FLUJO DE FLUIDOS HIDRODINÁMICO DEL CRUDO DE DESPACHO PARA OPTIMIZAR EL CONSUMO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL SISTEMA OCP** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los señores: Denisse Paola Chanalath Rodríguez y Carlos Alberto Borbor Nolivos, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



---

ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA, MSc.

TUTOR

## **CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.**

A petición de la parte interesada, tengo a bien certificar que he realizado la revisión ortotipográfica que incluye: la corrección gramatical, ortográfica, morfosintáctica, semántica y estilística del presente trabajo de titulación con el tema:

“SIMULACIÓN DE FLUJO DE FLUIDOS HIDRODINÁMICO DEL CRUDO DE DESPACHO PARA OPTIMIZAR EL CONSUMO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL SISTEMA OCP”, cuya autoría corresponde a los egresados **DENISSE PAOLA CHANALATH RODRÍGUEZ C.I. 2450152778** y **CARLOS ALBERTO BORBOR NOLIVOS C.I. 0927366351**, para optar por el título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS**, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que el mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos lingüísticos determinados por la Real Academia Española para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo en la ciudad de La Libertad a los veintiocho días del mes de julio del dos mil veintitrés, para fines académicos que los interesados estimen conveniente.

Certifica.



Lcda. Gloria Isabel Orrala Torres. Mgs.

C.I. 0911103497

Docente de Lengua y Literatura.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a nuestro padre celestial, Dios. Quien ha permitido nuestra superación profesional y sobre todo nos ha guiado en el sendero correcto.

Un agradecimiento especial a las personas que nos dieron la vida, nuestros padres. Quienes inculcaron el sentido de formación básica y profesional desde nuestros hogares.

También, agradecemos a nuestros maestros, académicos e investigadores, quienes aportaron todo su conocimiento y experiencia en el proceso de la carrera profesional.

A nuestro tutor, por su guía y apoyo en cada una de las actividades del trabajo de investigación.

Y finalmente agradecemos a nuestra universidad, por su institucionalidad y apertura a las personas que desean prepararse en forma profesional.

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	iii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	iv
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vii
CONTENIDO.....	viii
LISTA DE FIGURAS .....	xiii
LISTA DE TABLAS .....	xv
GLOSARIO DE TÉRMINOS .....	xvi
RESUMEN .....	xvii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	2
1.2 ANTECEDENTES .....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	5
1.4 HIPÓTESIS .....	5
1.5 OBJETIVOS.....	6
1.5.1 Objetivo General.....	6
1.5.2 Objetivos Específicos .....	6
1.6 ALCANCE .....	6

1.7	VARIABLES.....	7
1.7.1	Variables Dependientes.....	7
1.7.2	Variables Independientes.....	7
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....		8
GENERALIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS.....		8
2.1	DEFINICIÓN DE CRUDOS PESADOS.....	8
2.2	PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS CRUDOS PESADOS.....	9
2.3	VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS.....	10
2.3.1	Viscosidad dinámica.....	10
2.3.2	Viscosidad cinemática.....	10
2.4	MÉTODO DE MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD.....	11
2.5	FACTORES QUE INFLUYE EN LA VISCOSIDAD.....	13
2.6	PRECIPITADOS DE LOS HIDROCARBUROS.....	14
2.6.1	Asfaltenos.....	14
2.6.2	Parafinas.....	15
2.7	DISEÑO DE OLEODUCTOS.....	16
2.8	MANEJO DE CRUDO PESADO POR OLEODUCTO.....	16
2.9	ALTERNATIVAS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO.....	17
2.9.1	Calentamiento.....	17
2.9.2	Dilución.....	18
2.9.3	Aditivos reductores de viscosidad.....	18
2.9.4	Aditivos reductores de fricción.....	19

2.10 TRANSPORTE POR OLEODUCTOS .....	19
2.11 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO OCP .....	20
2.12 ESTACIÓN DE BOMBEO OCP .....	21
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	23
3.1 ANÁLISIS DE GRAVEDAD API.....	23
3.2 ESTABILIDAD DE LOS ASFALTENOS .....	24
3.3 PRUEBA OLIENSIS O LA MANCHA.....	26
3.4 CUANTIFICACION DE LOS ASFALTENOS.....	27
3.5 VISCOSIDAD DEL CRUDO PESADO.....	28
3.5.1 Procedimiento.....	29
3.6 PUNTO DE FLUIDEZ.....	30
3.7 DISEÑO HIDRÁULICO DE UN OLEODUCTO .....	31
3.8 SISTEMA HIDRODINÁMICO DE UN OLEODUCTO .....	31
3.9 TRANSPORTACIÓN DE CRUDO.....	31
3.10 EXPLICACIÓN DEL SOFTWARE ANSYS .....	32
3.11 PRODUCTOS ANSYS. ....	32
3.11.1 Ansys Worbench.....	32
3.11.2 Ansys Fluent .....	33
3.12 ECUACIONES UTILIZADAS POR EL SIMULADOR.....	33
3.13 DATOS USADOS EN LA SIMULACIÓ.....	35
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	36
4.1 CARACTERIZACIÓN DE LA GRAVEDAD API.....	36

4.2	CARACTERIZACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS .....	36
4.2.1	Resultados cualitativos de Parafinas.....	36
4.2.2	Resultados cuantitativos de Asfaltenos .....	37
4.2.3	Resultados Cualitativos de Asfaltenos .....	38
4.3	RESULTADOS DE LAS VISCOSIDADES .....	38
4.3.1	Resultados con adición de n-heptano .....	40
4.3.2	Resultados con adición de n-pentano .....	42
4.3.3	Resultados con alcohol isopropílico .....	43
4.3.4	RESULTADOS GENERALES .....	45
4.4	MODELADO EN ANSYS .....	46
4.4.1	Geometría .....	46
4.4.2	Mallado.....	47
4.4.3	Condiciones de Contorno .....	50
4.4.4	Set Up.....	52
4.4.5	Resultados De La Simulación.....	54
	CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	59
5.1	CONCLUSIONES.....	59
5.2	RECOMENDACIONES .....	60
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	61
	ANEXOS .....	65
	ANEXO A .....	66
	ANEXO B.....	67

ANEXO C.....	68
ANEXO D.....	68
ANEXO E.....	69
ANEXO F.....	69
ANEXO G.....	70
ANEXO H.....	70

# LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Ilustración 1 Viscosímetros capilares de vidrio o Ostwald .....	11
Ilustración 2 Viscosímetro rotacional.....	12
Ilustración 3 Viscosímetro caída de bola.....	12
Ilustración 4 Características de los Asfaltenos C7 y C5.....	14
Ilustración 5:Tubería que ha sufrido un proceso de precipitación y denostación de parafina y asfaltenos .....	15
Ilustración 6: Estación deBombeo OCP .....	22
Ilustración 7 Metodología.....	23
Ilustración 8 Toma de gravedad API usando Hidrómetro .....	24
Ilustración 9 Fenómeno de agregación de asfaltenos .....	25
Ilustración 10 Método de la mancha para determinación del punto de floculación de asfaltenos. Ejemplo de manchas .....	27
Ilustración 11 Comportamiento de la Viscosidad.....	28
Ilustración 12 Uso del Viscosímetro rotacional .....	30
Ilustración 13 Parafinas .....	37
Ilustración 14 Prueba de la mancha.....	38
Ilustración 15 Variación de viscosidad a diferentes T° y Rpm .....	39
Ilustración 16 Comportamiento de viscosidades .....	40

Ilustración 17 Crudo con Heptano.....	42
Ilustración 18 Crudo con Pentano .....	43
Ilustración 19 Crudo con IPA.....	44
Ilustración 20 Comparación concentración aditivos .....	46
Ilustración 21 Geometría de un tramo de tubería .....	47
Ilustración 22 Diámetro de tubería .....	47
Ilustración 23 Rangos criterios de calidad.....	48
Ilustración 24 Convergencia de velocidad.....	49
Ilustración 25 Mallado.....	49
Ilustración 26 Corte transversal de la tubería .....	50
Ilustración 27 Inlet.....	50
Ilustración 28 Outlet.....	51
Ilustración 29 Wall .....	51
Ilustración 30 Orthogonal Quality .....	51
Ilustración 31 Skewness. ....	52

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Clasificación del crudo según el contenido de Azufre (Barrios;2011).....	9
Tabla 2: Características de la mancha .....	26
Tabla 3 Datos para iniciar la simulación .....	35
Tabla 4 Caracterización del crudo OCP .....	36
Tabla 5 Porcentaje de Asfaltenos en muestra.....	37
Tabla 6 Variación de viscosidad a diferentes T° y Rpm .....	39
Tabla 7 Viscosidad promedio .....	40
Tabla 8 Variación de las viscosidades con adición de heptano.....	41
Tabla 9 Variación de las viscosidades con adición de pentano .....	42
Tabla 10 Variación de viscosidad con adición de IPA .....	44
Tabla 11 Comparación de la concentración más efectiva .....	45
Tabla 12 Independencia de malla .....	48
Tabla 13 Configuración del caso de estudio en ANSYS Fluent.....	52
Tabla 14 Casos con Aditivos .....	54
Tabla 15 Presiones obtenidas en la simulación .....	54
Tabla 16: Potencia requerida a la entrada de la bomba .....	56
Tabla 17 Energía requerida por la bomba .....	57
Tabla 18: Ahorro de energía.....	58

Tabla 19: Ahorro Económico .....	58
----------------------------------	----

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

API	American Petroleum Institute
CFD	Computer Fluids Dynamic
Cgs	Sistema Cegesimal
Cp	Centipoise
Cst	Centistokes
IPA	Alcohol Isopropílico
OCP	Oleoducto de crudos Pesado
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano

# **“SIMULACIÓN DE FLUJO DE FLUIDOS HIDRODINÁMICO DEL CRUDO DE DESPACHO PARA OPTIMIZAR EL CONSUMO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL SISTEMA OCP”**

**Autores:** Chanalath Rodríguez Denisse

Borbor Nolivos Carlos

**Tutor:** Malavé Carrera Carlos

## **RESUMEN**

El objetivo del presente trabajo es realizar la simulación de una mezcla de crudos pesados proveniente de los bloques 12,31 y 43 que transporta el oleoducto OCP, con una gravedad API de 16,5. La simulación se realizó mediante la aplicación del software ANSYS. En el laboratorio se determinó las características del producto como: gravedad API, contenido de asfaltenos y parafinas que se encuentran en el crudo pesado de la Amazonía; así como, a partir del perfil reológico del crudo de despacho se analizó el comportamiento de la viscosidad del crudo con relación a la variación de temperatura y utilizando aditivos a diferentes concentraciones, se determinó la temperatura óptima exponiendo sus beneficios.

Según los resultados obtenidos en la simulación se determinó que al añadir el aditivo heptano al 80°C produjo un menor consumo de energía, potencia, menor presión y, por lo tanto, una mayor rentabilidad para la empresas particulares y estatales.

Este estudio pretende beneficiar optimizando los recursos económicos y operativos, mejorando el consumo de energía y potencia en el sistema de bombeo OCP.

***PALABRAS CLAVE:*** Simulación, oleoductos, viscosidad, perfil reológico, energía, potencia

# **“SIMULATION OF THE HYDRODYNAMIC FLUIDS FLOW OF THE DISPATCH CRUDE TO OPTIMIZE THE ENERGY AND POWER CONSUMPTION IN THE OCP SYSTEM”**

**Autores:** Chanalath Rodríguez Denisse

Borbor Nolivos Carlos

**Tutor:** Malavé Carrera Carlos

## **ABSTRACT**

The main purpose of this investigation is simulating a mixture of heavy crude oil from blocks 12, 31 and 43, that are transported by the OCP pipeline, with an API gravity of 16.5. The simulation was made out using the ANSYS software application. In the laboratory, characteristics such as: API gravity, asphaltene and paraffin content found in heavy crude oil from the Amazon were determinate; as well as, from the rheological profile of the exporting crude oil, the behaviour of the viscosity of the crude oil was analysed in relation to the temperature variation and using additives at different concentrations, the optimal temperature was determined exposing its benefits.

According to the simulation results, we determined that adding the heptane additive at 80°C caused lower energy consumption, power, lower pressure, therefore, higher levels of profitability for private and public companies.

This research aims to benefit by optimizing economic and operational resources, improving energy and power consumption in the pumping OCP system.

**KEYWORDS:** Simulation, pipeline, rheological profile, viscosity, energy, pow

# CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

Actualmente el transporte de crudos pesados constituye un gran desafío para la industria petrolera debido a que estos, por lo regular, contienen altas concentraciones de asfaltenos, parafinas y altas viscosidades; por lo cual, se necesitan de técnicas que mejoren sus propiedades de flujo para el transporte mediante la modificación de su comportamiento reológico por calentamiento o implementación de aditivos reductores de viscosidad.

Bajo esta problemática, se propone determinar el contenido de asfaltenos y parafinas que se encuentran en muestras de crudo pesado del Oriente Ecuatoriano de 16,5° API, mediante la aplicación de pruebas de laboratorio.

Por otro lado, se realizará el análisis del perfil reológico para analizar el comportamiento de la viscosidad del crudo con respecto a la variación de temperatura y determinar cuál es la temperatura óptima donde la muestra presente una mejor fluidez.

También se va a añadir aditivos para mejorar las propiedades de flujo para su transporte y permitir una reducción de la viscosidad.

Manejando estos datos, se realiza una simulación de flujo de tubería en oleoducto por medio de Software Ansys para los perfiles determinados durante los ensayos.

Finalmente se realiza la cuantificación de energía y potencia para el sistema de bombeo del OCP.

## 1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En la actualidad, la elevada demanda de petróleo convencional ha obligado a las compañías petroleras a explotar las reservas de crudo pesado.

El Ecuador posee una economía productora y exportadora de hidrocarburo. Nuestro país, petrolero de hace muchas décadas, financia su presupuesto en base a la comercialización del crudo. Para transportar el crudo que sale del Oriente, utiliza dos tipos de oleoductos, para el liviano, el SOTE que pertenece al estado; para el pesado, el OCP que pertenece a la empresa privada.

Por lo general, mientras más pesado es el petróleo crudo, su valor económico es menor, además la extracción, manejo y transporte en la industria petrolera, presenta problemas operacionales por su alta viscosidad, por lo que durante mucho tiempo las compañías petroleras desistieron de explotar este recurso (Alianza Fiidem AC, 2011)

Por lo tanto, es de suma importancia tener en cuenta los factores que inciden al momento de transportar este tipo de crudo a largas distancias y bajo diferentes condiciones ambientales, ya que al ser un crudo pesado con elevada viscosidad, originarían considerables pérdidas energéticas, las cuales deberían tomarse en cuenta al momento seleccionar los sistemas de bombeo.

Adicionalmente, para mejorar las condiciones de flujo es importante la adición de agentes reductores de viscosidad los cuales son inyectados a los sistemas de oleoductos por bombeo con el propósito de mitigar la turbulencia producida por las pérdidas por fricción.

De acuerdo con las circunstancias presentadas es importante la aplicación de técnicas que faciliten de manera sustentable cambiar la viscosidad del petróleo.

Es por esto por lo que, el presente proyecto sustenta su trabajo sobre una simulación de transporte en tubería a partir del perfil reológico, el cual se obtiene mediante la variación de las condiciones del crudo, sometido a diferentes temperaturas, y a diferentes porcentajes de aditivos por medio de pruebas de laboratorio. Para el propósito de este estudio se consideró una muestra de crudo de 16.5° API.

## 1.2 ANTECEDENTES

(Lissette Estefanía López Santillán, 2018) realizó un estudio del comportamiento de 2 crudos pesados del Oriente Ecuatoriano, los cuales se analizaron mediante pruebas de laboratorio donde se obtuvieron mediciones de viscosidad cinemática en un amplio rango de temperatura y adicional se dosificó un porcentaje de demulsificante. Los resultados mostraron que la variación de temperatura y aditivos logró reducciones de viscosidad hasta de 107 cst a una temperatura de 60°C y con un 15% de demulsificante.

(Cristian Fernando Cortés Llerena, 2017) evaluó los métodos que buscan reducir la viscosidad del hidrocarburo y la fricción con la tubería para mejorar el transporte de crudos pesados a través de oleoductos, Posteriormente, realizó un análisis de datos obtenidos de pruebas desarrolladas en los laboratorios de Petroamazonas EP con aditivos químicos como los agentes reductores de fluidez y aditivos reductores de arrastre. Los resultados mostraron que estas dos alternativas logran reducir la viscosidad del crudo en diferentes proporciones, el aditivo reductor del punto de fluidez registra una reducción máxima del 54,84% mientras que el agente reductor de arrastre un 31.2%.

(Praveen Kumar et al., 2017) realizaron un experimento donde utilizaron dos muestras de petróleo crudo, así como una emulsión preparada con aditivos naturales y sintéticos, a diferentes concentraciones y evaluaron las propiedades reológicas en un rango de temperatura de 25 a 60 °C, para ello se utilizó la dinámica de fluidos computacional (CFD) para generar el perfil de flujo, velocidad y viscosidad de las emulsiones. Los resultados mostraron que el petróleo crudo presentó un comportamiento de flujo newtoniano a 45°C y la adición de grano de arroz como aditivo en crudo pesado de suspensión puede ser útil para el diseño de oleoducto de sistemas de transporte.

(Laurencio Alfonso et al., 2017) realizaron un estudio reológico donde se demostró que el petróleo mantiene un comportamiento pseudoplástico para variación de temperatura de 29° a 68.9° C. En este caso se observó que la temperatura no provocó cambios significativos en el índice de flujo, manteniendo un valor promedio de 0,925, aunque si en el de consistencia másica y la viscosidad aparente.

(Dehaghani & Badizad, 2016) realizaron un estudio donde se midió la viscosidad de dos crudos pesados iraníes mezclándolos con solventes a diferentes temperaturas. La dilución de ambas muestras de petróleo con tolueno y heptano resultó en una reducción de la viscosidad. Sin embargo, su efecto se volvió menos significativo a concentraciones más altas de diluyente. Al agregar condensado, se redujo la viscosidad de cada muestra. La dilución con nafta disminuyó la viscosidad del petróleo pesado de la misma manera que con el n-heptano. Además de la investigación experimental, se evaluaron diferentes reglas de mezclado para la predicción de la viscosidad del petróleo pesado. Se reconoció que el modelo de Lederer es el mejor.

(García et al., 2010) establecieron una metodología para estimar la capacidad máxima de transporte en los oleoductos en función de la viscosidad y densidad de las mezclas, mediante el uso de las ecuaciones básicas de flujo de fluidos, para determinar el régimen de fluido en el cual el crudo viscoso Castilla puede fluir en régimen laminar bajo las mismas condiciones de caída de presión y caudal que un fluido de baja viscosidad fluyendo en flujo turbulento. En base a esto, se determinó la viscosidad óptima de la mezcla Castilla, donde se maximiza el transporte de crudo Castilla y se minimiza el requerimiento de nafta. Se estableció la viscosidad de trabajo para el Castilla Blend en 300 cSt a 30°C, como la apropiada para el transporte por la infraestructura existente.

(Laurencio Alfonso & Delgado Drubey, 2008) determinaron la influencia que ejerce la variación de temperatura sobre las propiedades reológicas de las emulsiones de petróleo pesado en agua. Se estudió una mezcla formada por 70% de petróleo de 15° API, 29% de agua y 1% de tensoactivo. A partir del estudio reológico se da el comportamiento de la viscosidad aparente con relación al gradiente de velocidad para diferentes temperaturas. Se observó que la emulsión presentó propiedades pseudoplásticas; la presencia de la variación de temperatura no provocó variaciones en el índice de flujo, no siendo así con la viscosidad aparente y el índice de consistencia, que disminuyen con el aumento de la temperatura, lo que se corrobora con estudios de otros autores.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN**

El transporte de crudos pesados es una de las dificultades que enfrenta la industria actualmente. Estos crudos presentan una viscosidad elevada, que por lo regular contienen altas concentraciones de asfaltenos, resinas y parafinas. Esto provoca una caída de alta presión a lo largo de la tubería debido a la alta viscosidad del petróleo pesado, lo que hace que su transporte a través de la tubería requiera un alto costo y energía. (Martínez-Palou et al., 2011). Por su alta viscosidad requieren de técnicas especiales que mejoren sus propiedades de flujo para su debido traslado.

El presente trabajo de investigación tiene como finalidad la simulación del transporte de una mezcla de crudo del Oriente ecuatoriano de 16.5°API, teniendo en cuenta los parámetros de los perfiles de viscosidad, de temperatura y de velocidad, en función de dos procesos: incrementando la temperatura del crudo y variando el porcentaje de aditivo reductor de viscosidad con que se va a dosificar al crudo. Una de las ventajas que se manifestaría al mejorar la viscosidad del crudo es la reducción de costos en el transporte, en las fases de extracción y producción; así también, puede disminuir el taponamiento de las paredes de la tubería debido a la deposición de asfaltenos, su presencia causa una reducción en la tasa de flujo y aumento en la caída de presión. Estas acciones redundarán en beneficios económicos no solo a las empresas petroleras públicas y privadas sino también al estado. Al ejecutar una optimización en el transporte de crudo, se reducirán los gastos por funcionamiento, lo que generará mejoras económicas.

### **1.4 HIPÓTESIS**

Mediante la simulación de flujo de fluido hidrodinámicos y la obtención de su perfil reológico de la muestra de crudo de despacho se prevé optimizar el consumo de energía y potencia en el sistema de bombeo del OCP.

## **1.5 OBJETIVOS**

### **1.5.1 Objetivo General**

Simular el flujo de fluidos hidrodinámico mediante el software ANSYS a partir del perfil reológico del crudo de despacho para la optimización del consumo de energía y potencia en el sistema de bombeo del OCP

### **1.5.2 Objetivos Específicos**

- Determinar el contenido de asfaltenos y parafinas que contiene la muestra, métodos de laboratorio.
- Describir el perfil reológico considerando los parámetros de velocidad, viscosidad y temperatura a condiciones de laboratorio.
- Correlacionar los cambios que se producen en la muestra al añadir aditivos reductores de viscosidad
- Simular el comportamiento de flujo hidrodinámico en oleoductos mediante el software ANSYS.
- Cuantificar el consumo de energía y potencia en el sistema de bombeo del OCP.

## **1.6 ALCANCE**

El alcance del estudio se limita a la recolección de la mezcla de crudo de despacho obtenido del Oleoducto de Crudos Pesados.

Este estudio aporta a futuras investigaciones para la optimización del consumo de energía y potencia de crudos en el transporte de crudo pesado.

## **1.7 VARIABLES**

### **1.7.1 Variables Dependientes**

- Potencia
- Energía

### **1.7.2 Variables Independientes**

- Contenido de parafinas y asfaltenos
- Crudo de despacho
- Temperatura
- Fricción
- Viscosidad

# CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

## GENERALIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

### 2.1 DEFINICIÓN DE CRUDOS PESADOS

Los hidrocarburos con altas densidades presentan diferentes clasificaciones como son: crudo pesado, extrapesados y arenas bituminosas, caracterizados por tener una densidad y viscosidad elevada, lo que los hace más difícil de extraer, transportar y procesar en comparación con los crudos medios y ligeros.

La densidad del crudo se mide en grados API (American Petroleum Institute) y los crudos pesados tienen una densidad API entre 10 a 20 presentando condiciones de movilidad dentro del yacimiento, los menores a 10 °API son conocidos como crudos extrapesados y su movilidad es casi nula (Rodríguez J et al., 2020). Además, su contenido de azufre es alto, lo que aumenta su toxicidad y lo hace más difícil de refinar.

Para determinar los grados API se utiliza la siguiente fórmula:

$$API = \frac{141,5}{\textit{Gravedad específica}} - 131,5$$

El crudo pesado se encuentra en yacimientos en diversas partes del mundo. La extracción y procesamiento del crudo pesado requiere tecnologías específicas y costosas, lo que puede limitar su explotación en comparación con los crudos más ligeros y de mayor calidad.

## 2.2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS CRUDOS PESADOS

**Viscosidad Dinámica:** Dentro de la industria petrolera, la valoración para la refinación de un crudo está supeditada a las siguientes propiedades físicas de los crudos pesados (Lisette Estefanía López Santillán, 2018)

**Densidad:** Un crudo liviano cuenta con una baja densidad, mientras el crudo pesado tiene una densidad mayor (API menor a 20), esto se mide en grados API, los grados API están establecidos por la comparación de la densidad del petróleo y la densidad del agua(Lisette Estefanía López Santillán, 2018).

**Viscosidad:** Los crudos pesados son más viscosos y pegajosos que los crudos livianos, lo que hace que sea más difícil de mover y transportar. La viscosidad del crudo se mide en unidades de centistokes (cSt) o Saybolt Universal Seconds (SUS).

**Contenido de azufre:** Suelen tener un alto contenido de azufre, lo que los hace más tóxicos y difíciles de refinar. El contenido de azufre se mide en porcentaje en peso (% en peso) o partes por millón por peso (ppmw), debido a esto el petróleo se clasifica tomando la concentración de azufre (MathPro, 2011).

*Tabla 1 Clasificación del crudo según el contenido de Azufre (Barrios;2011)*

<b>Tipo de petróleo</b>	<b>% de Azufre</b>
Dulce	< 0,5
Agrio	>1

Donde:

Petróleo dulce: es un crudo de alta calidad

Petróleo agrio: es mayor costo para refinar

**Contenido de metales:** El petróleo está compuesto en base a carbono, hidrógeno y también pueden contener cantidades significativas de metales, como níquel, vanadio y hierro. Estos metales pueden afectar negativamente el proceso de refinación del crudo (Jacinto Soto, 2006).

**Punto de inflamación:** A comparación de los crudos livianos que poseen un punto de inflamación menor, el crudo pesado tiene un punto de inflamación mayor. Dicho punto de inflamación se mide en grados Celsius o Fahrenheit.

**Color:** Contiene un color oscuro debido a su alta densidad y contenido de azufre.

Todas estas propiedades físicas afectan el procesamiento, transporte y uso de los crudos pesados.

## 2.3 VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS

### 2.3.1 Viscosidad dinámica

La viscosidad dinámica es una propiedad física de los fluidos que describe su resistencia al flujo y se define como la fuerza necesaria para mantener un fluido en movimiento a una velocidad constante. Es una medida de la fricción interna del fluido y se denota por la letra griega "mu" ( $\mu$ ) (Héctor Zamora López et al., 2013).

La unidad de medida estándar de la viscosidad dinámica es el poise (P) o el pascal-segundo (Pa·s). También es comúnmente medida en centipoises (cP), milipascales-segundo (mPa·s) o reyns (reyn)(Roberto Arguelles, 2013).

La viscosidad dinámica es una propiedad importante en muchos procesos industriales, incluyendo la producción de petróleo y gas, la fabricación de plásticos y la producción de productos químicos. Los fluidos con alta viscosidad dinámica tienden a ser más espesos y pegajosos, mientras que los fluidos con baja viscosidad dinámica son más fluidos y se mueven más fácilmente.

### 2.3.2 Viscosidad cinemática

La viscosidad cinemática es una propiedad física de los fluidos que mide su resistencia al flujo y se define como la viscosidad dinámica ( $\mu$ ) (medida de la resistencia

al corte) dividida por su densidad ( $\rho$ ). En otras palabras, es la viscosidad de un fluido ajustada por su densidad(Domingo, 1997).

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

Se denota por la letra griega "nu" ( $\nu$ ) y se mide en unidades de  $\frac{m^2}{s}$  o  $\frac{cm^2}{s}$ . La viscosidad cinemática es importante en la industria para determinar la capacidad de los fluidos para fluir a través de tuberías y otros sistemas, y también puede ser utilizada para caracterizar la calidad de los aceites lubricantes(Roberto Arguelles, 2013).

Es importante tener en cuenta que la viscosidad cinemática y la viscosidad dinámica no son las mismas, aunque están relacionadas. La viscosidad dinámica se mide directamente en unidades de Pa·s o cP y es más comúnmente utilizada para describir la viscosidad de los líquidos.

## 2.4 MÉTODO DE MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD

Los métodos más comunes para medir la viscosidad son:

**Viscosímetros capilares:** Estos instrumentos miden el tiempo que tarda un volumen determinado de líquido en fluir a través de un tubo capilar bajo la acción de una fuerza gravitacional o de presión conocida. Ejemplos de viscosímetros capilares son el viscosímetro de Ostwald, el viscosímetro de Cannon-Fenske y el viscosímetro Ubbelohde (Roberto Arguelles, 2013).



Ilustración 1 Viscosímetros capilares de vidrio o Ostwald

**Viscosímetros rotacionales:** También conocido como viscosímetro de cilindros concéntricos, estos instrumentos, se mide la fuerza requerida para hacer girar un rotor sumergido en el líquido a una velocidad constante. La viscosidad del líquido se calcula en función de la resistencia ofrecida por el líquido al movimiento del rotor (Roberto Arguelles, 2013). Ejemplos de viscosímetros rotacionales son el viscosímetro Brookfield y el viscosímetro HAAKE.



*Ilustración 2 Viscosímetro rotacional*

**Viscosímetros de caída de bola:** En estos instrumentos, se mide el tiempo que tarda una bola esférica en caer a través de un líquido bajo la acción de la gravedad. La viscosidad del líquido se calcula en función del tiempo de caída y las propiedades geométricas de la bola. Ejemplos de viscosímetros de caída de bola son el viscosímetro de Stokes y el viscosímetro de Hoppler ( Blanca Sánchez et al., 2008).



*Ilustración 3 Viscosímetro caída de bola*

**Viscosímetros de vibración:** En estos instrumentos, se mide la frecuencia y amplitud de vibración de un objeto sumergido en el líquido, y se calcula la viscosidad en función de la relación entre la fuerza de amortiguación del líquido y la frecuencia de vibración. Ejemplos de viscosímetros de vibración son el viscosímetro de resonancia magnética y el viscosímetro de torsión resonante.

La elección del método de medición dependerá de las propiedades del fluido, la precisión y la reproducibilidad necesarias y la disponibilidad de equipos y recursos.

## **2.5 FACTORES QUE INFLUYE EN LA VISCOSIDAD**

La viscosidad es la resistencia que tiene un líquido a fluir. Los factores que influyen en la viscosidad incluyen:

**Temperatura:** La viscosidad de la mayoría de los líquidos tiende a disminuir a medida que aumenta la temperatura, lo que significa que los líquidos fluyen más fácilmente a temperaturas más altas.

**Presión:** La viscosidad de algunos líquidos puede aumentar a medida que se aumenta la presión. Por ejemplo, el aceite puede espesarse bajo alta presión.

**Composición química:** La viscosidad de un líquido depende de su composición química. Por ejemplo, la adición de un polímero a un líquido puede aumentar o disminuir su viscosidad.

**Fuerzas intermoleculares:** Las fuerzas intermoleculares, como la atracción entre moléculas, también pueden afectar la viscosidad. Los líquidos con moléculas que tienen una mayor atracción intermolecular, tienden a ser más viscosos.

**Tamaño de las moléculas:** El tamaño de las moléculas en un líquido también pueden influir en su viscosidad. Los líquidos con moléculas más grandes tienden a ser más viscosos.

**Agitación o corte:** Cuando un líquido se agita o se corta, la viscosidad puede disminuir debido a la energía aplicada a las moléculas. Esto se conoce como adelgazamiento por corte.

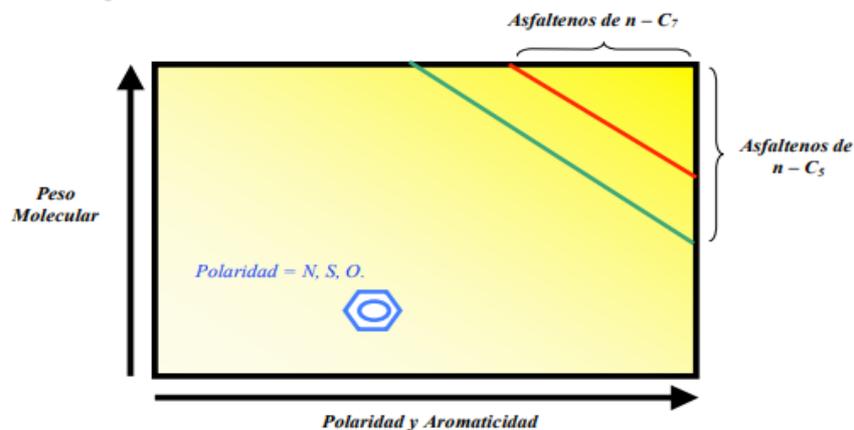
## 2.6 PRECIPITADOS DE LOS HIDROCARBUROS

El cambio de la temperatura puede afectar el equilibrio de las fracciones ligeras y pesadas presentes en el petróleo. Este fenómeno químico afecta a la caída de presión, dando salida a las parafinas, ceras y asfaltenos, ocasionando obstrucciones tanto en la línea de superficie como en la producción del pozo.

### 2.6.1 Asfaltenos

En el petróleo podemos encontrar compuestos orgánicos de estructura variada y de diferentes pesos moleculares, y es posible agruparlo en cuatro grupos: Aromáticos, Saturado, Resina y Asfaltenos. El 40 al 60 % de los asfaltenos están compuestos por aromáticos, y con 1 al 1.2 de relación atómica H/ C. Están conectados con una estructura intermolecular conformada por un alto porcentaje de anillos aromáticos y por esta razón presentan formas aplanadas.

Existe una significativa diferencia de los asfaltenos precipitados con n–heptano respecto a los precipitados con n–pentano, la relación H/C de los primeros es más baja, lo que indica su alto grado de aromaticidad. Las relaciones N/C, O/C y S/C son usualmente más altas en los asfaltenos precipitados con n–heptano, lo que se debe a la alta proporción de heteroátomos en esta fracción. En la figura 1 se muestra gráficamente las principales características de las fracciones asfálticas de C<sub>5</sub> (precipitados con n–pentano) y C<sub>7</sub> (precipitados con n–heptano) y su relación con el peso molecular (Delgado, 2006).



Fuente: Delgado (2006)

Ilustración 4 Características de los Asfaltenos C<sub>7</sub> y C<sub>5</sub>

En las compañías petroleras, la gran producción de petróleo crudo conlleva un gran problema, la precipitación y deposición de las parafinas y asfaltenos en el interior de la tuberías y poros del depósito, reduciendo el caudal.



*Ilustración 5: Tubería que ha sufrido un proceso de precipitación y deposición de parafina y asfaltenos  
(Oil Production.net, 2016)*

Bajo ciertas condiciones de presión, composición, temperatura y régimen de flujo se forma un fenómeno conocido como precipitación de asfaltenos. Este fenómeno se basa en la separación de una o dos fases de fluidos (gas y líquido) y una fase sólida de menor tamaño. Los factores físicos que afectan la solubilidad son los cambios de temperatura, presión, composición del crudo y cargas eléctricas que se presenta en los asfaltenos.

Algunos estudios han evidenciado que cualquier sólido suspendido en el crudo (finos de arcilla o minerales, limaduras de metales, sedimentos, grava, etc.) favorecen la precipitación de asfaltenos. Estas pequeñas partículas suspendidas en el crudo, pueden servir de núcleos o “sitios de nucleación” que promueven la adhesión de las partículas de asfaltenos, formándose grandes cadenas de moléculas o partículas que tienden a precipitar más rápidamente de la solución de crudo (Cristian Fernando Cortés Llerena, 2017) .

## **2.6.2 Parafinas**

En el proceso de producción de petróleo las parafinas se manifiestan en función de algunos factores como son:

Cambio de presión, temperatura, mezclas con diluyentes u otros aceites, composición química del crudo.

Cuando el crudo tiene un cambio de propiedades termodinámicas causa una disminución en la solubilidad en la parafina, la mayor causa de la disminución de la solubilidad es el descenso de la temperatura. También la pérdida de gas e hidrocarburos livianos conlleva a disminuir la parafina.

Los compuestos parafínicos son de color más claro, fluidos y de baja densidad (0,75 a 0,85 g/ml). Se caracterizan porque contienen más del 50% de hidrocarburos saturados y dentro de estos superiores al 40% del tipo alcanos o parafínicos (León, 2011a)

## **2.7 DISEÑO DE OLEODUCTOS**

Dentro de la industria petrolera la distancia entre el punto de producción y el punto de almacenamiento son muy amplios, esto conlleva el uso de oleoductos como el transporte más adecuado para el crudo, este sistema de transporte se ha ido mejorando y desarrollando al pasar de los años.

Este sistema de transporte de crudo, debido a las nuevas tecnologías se ha incrementado sustancialmente en todo el mundo, por su diseño, fabricación, material utilizado y la seguridad de operación, pero sobre todo en la reducción costo de transporte. Las ventajas del transporte por oleoductos es un método seguro y confiable, causa menos daños al medio ambiente, es más conveniente y versátil para transportar varios productos, no afecta el clima al momento del transporte (Pablo Rosero Reyes, 2012).

## **2.8 MANEJO DE CRUDO PESADO POR OLEODUCTO**

En el pasado, la extracción de crudo pesado no se consideraba rentable debido a los altos costos de extracción, transporte y procesamiento, y el valor de mercado de los productos no recuperaba los fondos gastados en el procesamiento. A pesar de esto, la disminución en la cantidad de recursos de crudo ligero, así como la elevada demanda mundial de productos derivados del petróleo, han llevado a la necesidad de explotar estos recursos. La inclusión del petróleo pesado en la cadena de procesos de refinería presenta muchos desafíos que requieren un desarrollo tecnológico significativo.

El procesamiento de petróleo pesado y betún requiere; en promedio, dos veces más costos que el procesamiento de petróleo ligero. Esto se debe a la viscosidad extremadamente

alta, como a la presencia de metales pesados, azufre y a la gran proporción de componentes de alto peso molecular como resinas, compuestos aromáticos, y asfaltenos. Los asfaltenos son compuestos que pueden depositarse en la superficie del oleoducto, resultando en una disminución del área de la sección transversal del flujo de petróleo, debido a un aumento en la resistencia, la presión en el oleoducto disminuye y el sistema de bombeo resulta afectado.

Los oleoductos son el medio más conveniente para el transporte continuo de crudo, sin embargo, el movimiento del crudo pesado y extrapesado es extremadamente difícil debido a su incapacidad para fluir libremente y es necesario reducir la viscosidad. Esto se debe al gran gasto de energía necesario para superar la caída de presión en el oleoducto provocada por la alta viscosidad del petróleo.

Para mejorar el bombeo de petróleo, reducir la caída de presión en la tubería y minimizar el costo del transporte de petróleo pesado, existen varias formas de mejorar sus propiedades reológicas, para este fin se utilizan métodos de calentamiento, mezcla y dilución en tuberías.

Cada uno de estos métodos tiene como objetivo reducir la viscosidad, así como la energía necesaria para aumentar la fluidez del petróleo a través de los oleoductos.

## **2.9 ALTERNATIVAS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO**

Para optimizar los costos de energía en el transporte de petróleo pesado es necesario reducir la presión en la tubería. Es por esto, que el método habitual de transporte sin reducir la viscosidad no es el adecuado. Para solucionar este problema existen varios métodos para mejorar el flujo durante el transporte de petróleo.

### **2.9.1 Calentamiento**

El objetivo es mantener la temperatura del crudo por arriba del punto de solidificación, de tal forma que se reduzca la viscosidad en rangos permisibles para una operación normal, minimizando las pérdidas de presión en las líneas de transporte.

El calentamiento de un fluido de proceso en un calentador está acompañado por la combinación de la radiación y la convección. El patrón usual de flujo del fluido en el proceso es en contracorriente con el de los gases de combustión, es decir, el fluido en el

proceso pasa primero a través de la sección de convección y luego a través de la sección de radiación del calentador, mientras que los gases de combustión van en dirección opuesta. Este arreglo permite obtener una eficiencia (la temperatura del gas en la chimenea es más baja) que la que se obtendría si el flujo fuese en paralelo (Piedra et al., 2020a) .

## 2.9.2 Dilución

Es el método más conocido con el objetivo de reducir viscosidad de los crudos pesados, basándose en la mezcla con un crudo de mayor gravedad °API o a su vez fracciones de crudo como pueden ser la nafta, kerosene; es decir, condensados de crudos ligeros, generando con la interacción de estas dos fases una disminución de la viscosidad y la densidad del crudo (José Aníbal Oñate Morales, 2012) .

## 2.9.3 Aditivos reductores de viscosidad

La función de estos aditivos es alterar las propiedades tixotrópicas del crudo con el fin de crear una menor viscosidad y así facilitar su transporte. Dependiendo de la necesidad e importancia estos químicos pueden aplicarse durante los procesos de extracción, transporte y producción del petróleo. El xileno, hexano, tolueno, algunos tipos de alcoholes, grupos carboxílicos y resinas son algunos aditivos reductores de viscosidad que se conocen. (Piedra et al., 2020b)

Tipos de aditivos reductores de viscosidad:

**Inhibidores:** son similares a las resinas naturales, algunos de estos pueden actuar como dispersantes. Son moléculas con dos grupos funcionales: uno polar, que es el que interacciona con los asfaltenos, y otro no polar con un grupo orientado externamente para prevenir la floculación de los asfaltenos.

**Dispersantes:** son moléculas anfífilas, aditivos formados principalmente por surfactantes, que estabilizan a las moléculas de asfaltenos.

**Disolventes:** a diferencia de los dos anteriores eliminan depósitos difíciles, modifican la cantidad de anillos aromáticos unidos entre sí y producen un efecto reductivo. Los más comunes son los aditivos formados por compuestos aromáticos como el xileno, el tolueno

o los terpenos, los primeros son poco amigables con el ambiente mientras que los terpenos no son tóxicos.

#### **2.9.4 Aditivos reductores de fricción**

Son aditivos para reducir las pérdidas hidráulicas, también conocidos como reactivos químicos para disminuir las fuerzas de fricción, DRA y agentes químicos para reducir la resistencia hidráulica. Cualquier sustancia que reduzca la pérdida de presión por fricción al transportar un líquido a través de una tubería proporciona un mejor rendimiento utilizando la misma cantidad de energía o brinda una menor caída de presión al mismo caudal en la tubería. Son largas cadenas de polímeros de hidrocarburos que absorben la energía de los vórtices turbulentos y se alargan hasta descomponerse.

##### **Principio de funcionamiento**

Cuando el petróleo crudo parafínico se expone a temperaturas por debajo de su punto de fluidez, las parafinas comienzan a cristalizar y precipitar. Este fenómeno aumenta la viscosidad o gelificación del petróleo crudo. El proceso de deposición de parafina crea una red tridimensional que reduce por completo la movilidad del petróleo. El efecto de estructurar las parafinas limita la capacidad de bombeo; por lo tanto, establece un límite de temperatura más bajo.

El proceso de cristalización se puede controlar agregando aditivos como inhibidores (CP), que actúan como modificadores de la cristalización de la parafina.

Los aditivos CP son completamente orgánicos y actúan reduciendo el tamaño y/o la forma de los cristales de parafina para romper la red cristalina y facilitar el bombeo en frío del petróleo crudo.

## **2.10 TRANSPORTE POR OLEODUCTOS**

Las carreteras modernas diseñadas para transportar petróleo pueden tener una longitud de varios miles de kilómetros. Son parte de complejos de transportes, equipados con una serie de estaciones de bombeo (de altura e intermedias), así como de un sistema de estaciones de carga. Estos complejos industriales también incluyen todas las instalaciones de producción y edificios auxiliares necesarios para el funcionamiento normal.

Con este método de transporte de petróleo, para bombearlo a distancias considerables, es necesario superar resistencias muy graves de naturaleza hidráulica, para lo cual se construye un sistema de estaciones de bombeo a lo largo de toda la longitud de la tubería principal, cuyo número depende de qué volúmenes se planea bombear a través de esta tubería.

Los principales componentes del oleoducto principal:

- Estación de bombeo de cabeza.
- Sistema de tuberías de suministro.
- Estaciones de bombeo intermedias.
- El punto de recepción final de la carretera.
- Estructuras lineales para diversos fines.

La estación de bombeo de cabecera está diseñada para recibir materias primas de hidrocarburos de los campos de producción y su posterior inyección en la línea de tuberías. Además, aquí se lleva a cabo una contabilidad cuantitativa de las materias primas obtenidas.

Las estaciones de bombeo intermedias proporcionan la reposición de las pérdidas de energía del flujo de trabajo que surgen en el proceso de superar la resistencia de las fuerzas de fricción. En otras palabras, mantienen el valor de presión requerido en la tubería de la línea. Su colocación depende de los cálculos hidráulicos realizados de antemano. Como regla general, la distancia entre tales estaciones varía de 50 a 100 kilómetros.

Además, de las instalaciones principales en la cabecera y en cada una de las estaciones de bombeo intermedias, existen instalaciones obligatorias cuya tarea es garantizar la reparación, el suministro de agua, el suministro de calor y electricidad, así como el desempeño de otras funciones que aseguren un funcionamiento ininterrumpido.

El destino final es una refinería de petróleo o alguna empresa de transbordo (un depósito de petróleo, un ferrocarril de carga o una estación de agua, etc.).

## **2.11 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO OCP**

El OCP, por sus siglas Oleoducto de Crudos Pesados, es uno de los principales sistemas de bombeo del Ecuador. Inició sus operaciones en el año 2003 y su función es transportar

petróleo por un oleoducto de 485 kilómetros de longitud desde Lago Agrio hasta Esmeraldas. (OCP, s.f.)

## **2.12 ESTACIÓN DE BOMBEO OCP**

La operación de transporte de crudo pesado a través del OCP se inicia con el arribo del hidrocarburo por medio de los oleoductos secundarios de la estación Amazonas, que se encuentra a 5 kilómetros de la ciudad de Nueva Loja. (OCP, s.f.)

### **TERMINAL AMAZONAS**

Ubicado en el Cantón Lago Agrio, almacena 4 tanques de 300.000 barriles cada uno y tiene una capacidad de transporte de 410.000 barriles por día. Para iniciar el recorrido, el crudo es calentado por un sistema de recirculación de aceite térmico e intercambiador de calor y las bombas principales le dan el impulso necesario para que el crudo tenga la suficiente presión para iniciar el recorrido. (OCP, s.f.)

### **ESTACIÓN CAYAGAMA**

Esta estación se encuentra ubicada en Sucumbíos, aquí se recupera la presión del crudo que se produce por ascenso y cuenta con un sistema de calentamiento de crudo. (OCP, s.f.)

### **ESTACIÓN SARDINAS**

Estación ubicada en la provincia de Napo. La capacidad aumenta a un promedio de 450.000 barriles diarios ya que puede recibir crudo de la estación colindante. Esta estación cuenta con hornos y bombas para calentar e impulsar el crudo hasta la siguiente estación. (OCP, s.f.)

### **ESTACION PÁRAMO**

Ubicado en Papallacta/ Napo. Esta estación se encarga de dar el último impulso al crudo para superar el punto más alto a 4.064 m en el sector de La Virgen. (OCP, s.f.)

## ESTACIONES CHILQUIPE Y PUERTO QUITO

Ubicado en Quito. El crudo en esta estación inicia su descenso, por lo tanto, es necesario aplicar un proceso de reducción de presión. (OCP, s.f.)

## TERMINAL MARÍTIMO OCP

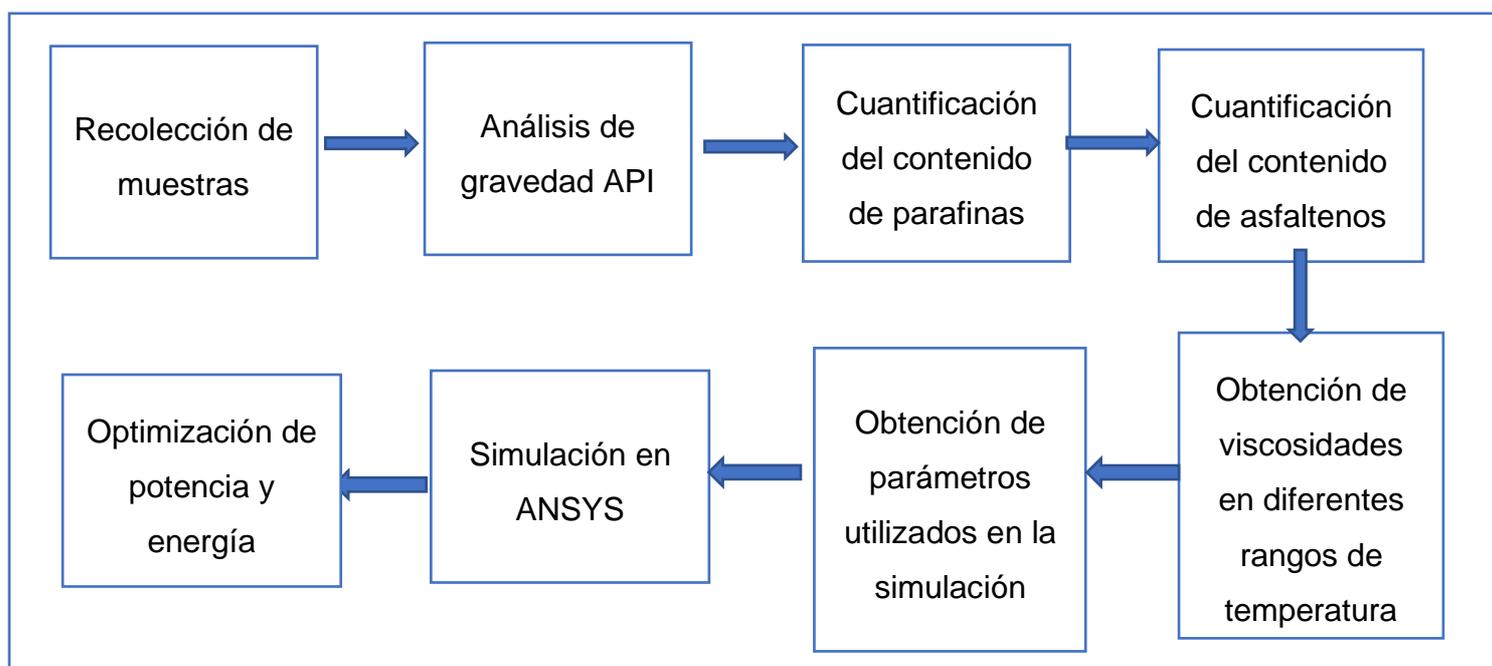
El transporte de crudo finaliza al llegar a Esmeraldas y tiene la capacidad de almacenar 3'750.000 barriles en sus instalaciones. (OCP, s.f.)



*Ilustración 6: Estación de Bombeo OCP*

*Fuente: (OCP, s.f.)*

## CAPITULO III: METODOLOGÍA



*Ilustración 7 Metodología*  
*Fuente: Elaboración propia*

### 3.1 ANÁLISIS DE GRAVEDAD API

La gravedad API es la densidad de masa por unidad de volumen del petróleo crudo u otro hidrocarburo líquido, determinado por la escala del Instituto Americano de Petróleo. Esta no está directamente relacionada con la gravedad física. Se trata de una escala inversa usada para clasificar los crudos según su ligereza o pesadez.

La forma para determinar la gravedad API de un crudo se fundamenta en el principio de que la densidad de un líquido varía directamente con la profundidad de inmersión de un cuerpo que se encuentra flotando en este. El objeto con el que se lleva a cabo la prueba está graduado en grados API y se le denomina hidrómetro.

Para el ensayo es necesario colocar 250 ml de la muestra en una probeta limpia, sin agitar ni salpicar, con el fin de no formar burbujas de aire y disminuir la evaporación de los componentes que tenga un punto de ebullición muy bajo. Luego de introducir el hidrómetro, colocar la probeta en una posición vertical, en un lugar que no tenga corrientes de aire y dejar que el hidrómetro alcance la posición de equilibrio flotando, sin tocar las paredes de la probeta. Durante este período, la temperatura del lugar debe ser constante.

Una vez alcanzado el equilibrio se toma la lectura adecuada y se registra el nivel donde la línea deja la marca en el hidrómetro.



*Ilustración 8 Toma de gravedad API usando Hidrómetro*

*Fuente: Elaboración propia*

### **3.2 ESTABILIDAD DE LOS ASFALTENOS**

Los crudos pesados se caracterizan por presentar una fracción insoluble en n-alcanos como pentano, hexano, heptano y una fracción soluble en tolueno, conocidos como asfaltenos y su estabilidad varía dependiendo del tipo de crudo.

Los asfaltenos son aromáticos condensados, de alto peso molecular, forman la fracción más polar del petróleo crudo y se encuentran dispersos coloidalmente como micelas (Pfeiffer & Saal, 1940). Tienen una gran afinidad por la agregación y como resultado se precipitan y depositan en los equipos de producción y procesamiento.

Los asfaltenos suelen tener puntos de ebullición superiores a 540°C y altos pesos moleculares que están en un rango de 1.000 a 20.000 Dalton, esta diferencia de peso indica la existencia de un fenómeno de asociación intermolecular de los asfaltenos. El mayor número de heteroátomos (S, N, O) se concentra en los asfaltenos, así como más del 90 % de los metales (níquel, manganeso, hierro) se encuentra en la fracción de los asfaltenos. (Afanasjeva, n.d.)

La precipitación de los asfaltenos está en función de la presión, temperatura y composición del petróleo.

Su precipitación indica la formación de una fase semisólida, por la agregación de partículas sólidas. Seguido de esto, comienza el proceso de agrupamiento donde se forman partículas con tamaño de 1 micrómetro en la etapa de floculación; por último, se forman partículas de asfaltenos sobre la pared de una tubería, lo que conlleva a problemas durante su transporte en el oleoducto.

Es por esto por lo que existen varios métodos con el fin de reducir la viscosidad, uno de ellos es la adición de solventes, esto a su vez resulta en un cambio en la composición del medio, estimulando su deposición.

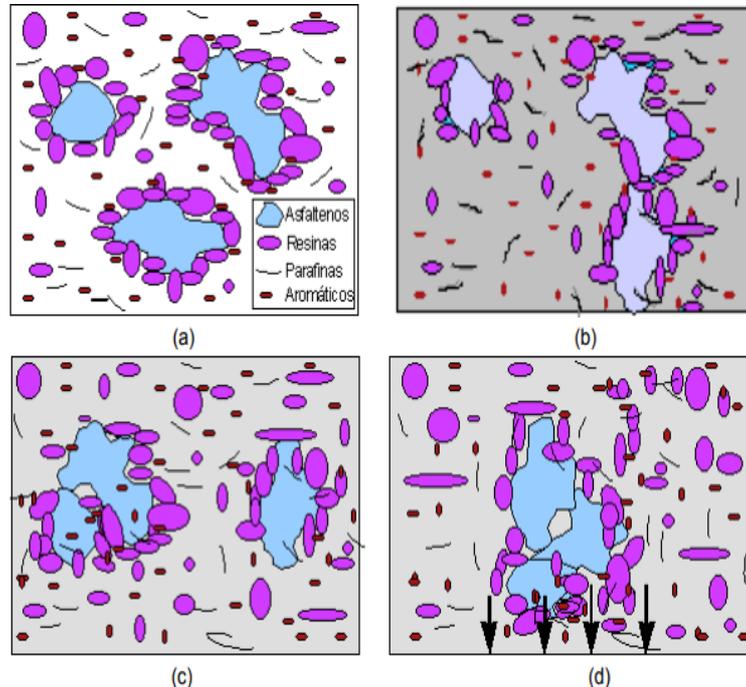


Ilustración 9 Fenómeno de agregación de asfaltenos

a) Asfaltenos en estado coloidal, peptizados por resinas. (b) Después de inyectar un solvente ionizador (representado por el color gris), las resinas abandonan a los asfaltenos. (c) Si en su recorrido dos asfaltenos hacen contacto en áreas libres de resina, entonces quedan pegados formando cúmulos. (d) Cuando el tamaño de los cúmulos aumenta se vuelven menos difusivos y pesados, y tienden a depositarse en el fondo (“ASFALTENOS - Laboratorio FIRP”)

El método tradicional empleado para la cuantificación del porcentaje de asfaltenos es el método gravimétrico, en el cual los asfaltenos se precipitan y se lavan con disolventes apropiados, y este precipitado se pesa al final. Hay una gran cantidad de disolventes que precipitan los asfaltenos, siendo los más usados para su determinación el pentano o el heptano (Rica et al., n.d.).

Con datos confiables sobre la estabilidad de los asfaltenos, se puede evaluar cualquier amenaza de deposición e incorporar en la etapa de diseño medidas preventivas para reducir o eliminar el impacto de la deposición de asfaltenos.

### 3.3 PRUEBA OLIENSIS O LA MANCHA

Uno de los métodos más populares para determinar la estabilidad de los asfaltenos es la prueba de Oliensis en base a lo especificado en la norma ASTM-D4740.

La prueba de la mancha consiste en la cantidad de precipitante necesaria para desestabilizar los asfaltenos en 5 gramos de crudo.

Esta prueba se usa para detectar la precipitación de asfaltenos en el petróleo crudo, en donde el crudo y el n-heptano se mezclan en ciertas proporciones para iniciar la precipitación de asfaltenos en un tubo. La gota de muestra en la parte superior del sobrenadante se deja caer en un papel filtro para la formación de manchas. Después del secado, la mancha se observa y se identifica sobre la base de los tipos presentados en la tabla 2. (Ancheyta et al., 2017)

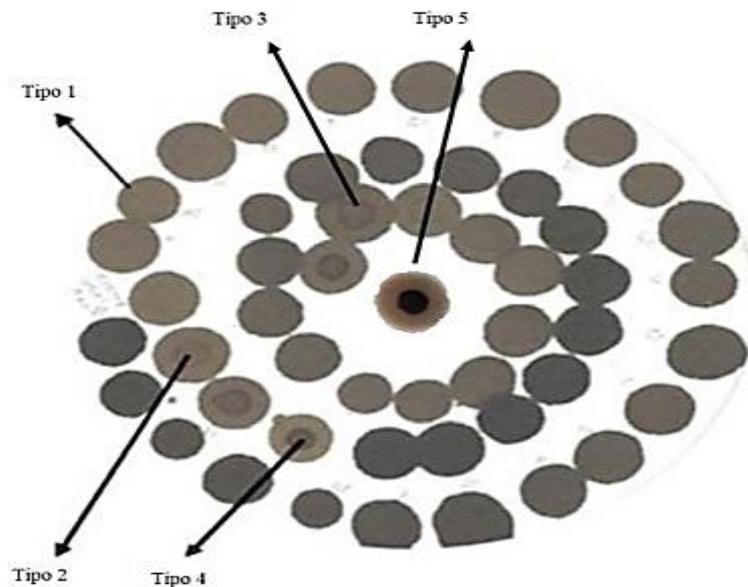
Si los asfaltenos se encuentran bien dispersos, se ve una mancha de color uniforme, esto significa la ausencia de floculación.

Si estos ya han floculado la mancha presenta una aureola central de color más oscuro, con una aureola exterior más claro, como se puede ver en la Ilustración 10.

*Tabla 2: Características de la mancha*

Fuente:(Ancheyta et al., 2017)

Características	
1	Mancha homogénea, sin anillo interior
2	Presencia de un anillo poco definido
3	Anillo interior bien definido, un poco más oscuro que el fondo
4	Anillo interior bien definido, un poco más grueso que la mancha del inciso 3, y un poco más oscuro que el fondo
5	Área solida muy oscura en el centro



*Ilustración 10 Método de la mancha para determinación del punto de floculación de asfaltenos. Ejemplo de manchas*

Fuente:(Ancheyta et al., 2017)

De acuerdo con la prueba, si entra en la categoría de la referencia puntual 3 o superior, indica que se han producido precipitaciones y floculación de asfaltenos y que existen partículas de asfaltenos en un estado disperso en el sobrenadante.

Si los asfaltenos se encuentran bien dispersos se forma una mancha redonda de color uniforme. En caso de existir floculación de asfaltenos, la mancha exhibe una aureola central debido a la poca difusión de los agregados de partículas de asfaltenos.

### **3.4 CUANTIFICACION DE LOS ASFALTENOS**

El procedimiento para cuantificar los asfaltenos implica disolver 0,5 ml de la muestra de crudo pesado en 25 ml de heptano. Se pesa un papel filtro en la balanza analítica, y luego se coloca 0,5 gramos de la muestra de crudo. El siguiente paso es mezclar durante un minuto para asegurar la disolución completa del petróleo en el heptano. Una vez terminado se deja que la muestra seque hasta que todo el asfalteno se precipite en el fondo del tubo, después la muestra se coloca en un papel filtro y se deja secar la muestra. Posteriormente, esta muestra seca es pesada en la balanza analítica y el valor dado se resta para el peso del papel filtro antes de la filtración, esta diferencia de peso va a determinar el peso de los asfaltenos.

La siguiente ecuación está en función del peso de asfaltenos y el peso total de petróleo

$$\% \text{ Asfaltenos} = \frac{\text{Peso asfaltenos}}{\text{Peso total del petroleo}} \times 100$$

### 3.5 VISCOSIDAD DEL CRUDO PESADO

La viscosidad de un fluido es una medida de su resistencia a la deformación gradual por esfuerzo cortante o tensión de tracción y es un parámetro importante en el desarrollo de yacimientos, ya que incide directamente en el flujo de fluidos a través del medio poroso y tuberías de producción. La magnitud de las viscosidades para crudos pesados y extrapesados varía desde 100 cp hasta más de 100.000 cp. Esta viscosidad depende de la temperatura, presión, gravedad API, gravedad de gas y solubilidad del gas. Y su unidad de representación aceptada dentro del sistema CGS, es el centipoise (cp.) (Rodríguez J et al., n.d.). La medición precisa ( $\pm 5\%$ ) de las viscosidades del petróleo pesado puede verse afectada por los procedimientos de manipulación, almacenamiento y limpieza de muestras.

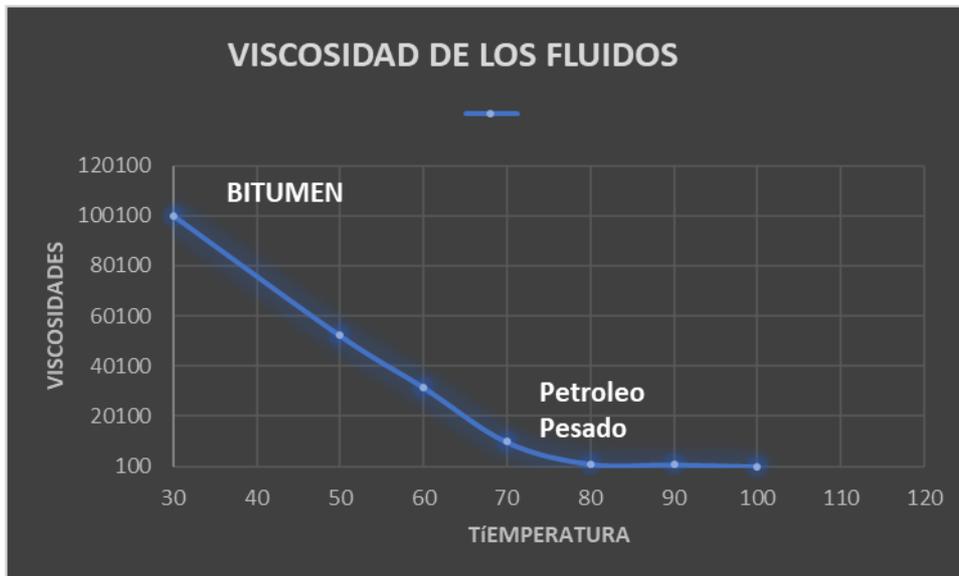


Ilustración 11 Comportamiento de la Viscosidad

Fuente: Elaboración propia

### 3.5.1 Procedimiento

Para este fin, se utiliza un viscosímetro rotativo cuyo principio de medición es sumergir un husillo en el crudo a analizar y medir la fuerza aplicada para vencer la resistencia de rotación o al flujo. El valor de fuerza medido por el viscosímetro se calcula en base a la velocidad y a la geometría del husillo.

Estos viscosímetros están conformados por 2 partes, en el cual el movimiento de una de las partes hace que aparezca un gradiente de velocidad a lo largo del fluido.

Antes de tomar correctamente la viscosidad de un crudo pesado es necesario asegurar que el viscosímetro rotacional esté bien configurado y calibrado, según las instrucciones del fabricante y que las partes móviles como los husillos estén limpios y en buen estado de funcionamiento.

Se toma una muestra del crudo que se desea analizar y se coloca en un tubo de vidrio, sin crear burbujas de aire, aislado a una temperatura fija. Se debe tomar en cuenta que la temperatura de la muestra debe estar a la misma temperatura del viscosímetro.

Luego, se selecciona un husillo pequeño de metal (n° 3 o 4), si la muestra del crudo tiene una viscosidad alta, a una velocidad rpm fija, y se mide el par requerido para girar el husillo. Se activa la rotación del husillo para permitir el funcionamiento hasta alcanzar una medición estable y constante en la pantalla, en algunos casos es necesario esperar unos minutos para lograr un equilibrio. Si al momento de realizar la lectura el porcentaje de torque está en el rango de 20 % y 90%, la viscosidad medida de la muestra es correcta. Sobre la base de la resistencia interna a la rotación proporcionada por el esfuerzo cortante de petróleo, se puede determinar la viscosidad absoluta del petróleo. El resultado es una lectura directa de viscosidad cuya unidad es el centipoise (cP) y equivale a mPa\*s en unidades SI.

Este método se conoce comúnmente como el método Brookfield y se describe en ASTM D2983.



*Ilustración 12 Uso del Viscosímetro rotacional*

*Fuente: Elaboración propia*

### **3.6 PUNTO DE FLUIDEZ**

El punto de fluidez indica la facilidad a la que puede fluir el crudo a través de tuberías y equipos de procesamiento y se refiere a la temperatura más baja a la cual el crudo empieza a perder su fluidez, volviéndose viscoso o sólido. Esta temperatura generalmente para crudos pesados puede variar de  $-60^{\circ}\text{C}$  a  $52^{\circ}\text{C}$ , y es donde el crudo dejará de fluir debido a la alta formación de cera de parafina que forma parte de la composición del petróleo crudo (Farid & Zolkifli, 2014).

Si la temperatura del punto de fluidez es cercana a la de cristalización, significa que el problema de precipitación y depositación de parafinas es severo. (León, 2011b)

Los crudos pesados tienden a tener un punto de fluidez más alto que los crudos ligeros porque contienen más componentes pesado y viscosos, como los hidrocarburos de cadena larga, esto quiere decir que los crudos pesados presentan una menor fluidez a temperaturas más bajas y requieren métodos adicionales como calentamiento y dilución para facilitar su transporte y procesamiento.

### **3.7 DISEÑO HIDRÁULICO DE UN OLEODUCTO**

En un diseño hidráulico se debe tener en cuenta los procesos de evaluación para unas bases de diseño definido (Pablo Rosero Reyes, 2012) Estos son:

- Características físicas y cantidades del fluido a ser transportado.
- El número y ubicación de estaciones de bombeo.
- Ruta y topología del oleoducto.
- Rango de temperaturas y presiones.
- Condiciones medioambientales.

### **3.8 SISTEMA HIDRODINÁMICO DE UN OLEODUCTO**

En el proceso de transporte de un fluido, este se puede encontrar en estado estable o transitorio, por ende, depende de los siguientes parámetros (Pablo Rosero Reyes, 2012):

- Características de la tubería como: tamaño, espesor de pared, grado de tubería y rugosidad.
- Diferencial de elevación.
- Propiedades de fluido.
- Distancia o longitud de tubería.
- Número de productos en bache.
- Presión y temperatura de descarga.
- Presión de entrega o de succión.
- Temperatura y conductividad térmica del suelo.
- Potencia de bombeo requerida.

### **3.9 TRANSPORTACIÓN DE CRUDO**

Para el transporte de un fluido, se debe determinar el tipo de fluido y que características físicas químicas tiene, para así tener sus propiedades que nos servirá como datos iniciales, estos datos son (Pablo Rosero Reyes, 2012):

- Fluido a transportar
- °API
- Viscosidad del crudo

- Densidad a 15°C

### **3.10 EXPLICACIÓN DEL SOFTWARE ANSYS**

ANSYS es una herramienta que nos permite modelar análisis de elementos finitos (FEA) para resolver numéricamente problemas mecánicos. Estos incluyen: estática- dinámica, análisis estructural tanto lineal y no lineal, transferencia de calor, problemas de fluidos, problemas acústicos y electromagnético. Una solución de elementos finitos se puede dividir en 3 etapas(Y. Nakasone et al., 2006).

1. Preprocesamiento
2. Solución
3. Procesamiento

### **3.11 PRODUCTOS ANSYS.**

#### **3.11.1 Ansys Workbench.**

Ansys Student es un paquete de software de simulación introductoria basado en workbench para estudiantes de ingeniería interesados en simulación y análisis (ANSYS, s.f.)

Es un interfaz fácil de utilizar para realizar simulaciones y análisis, tiene amplios campos de utilización como la física, el análisis estructural, la dinámica de fluidos y más. Estas integrado con CAD, mallado, simulación física y resultados (Xialin Chen & Yijun Liu, 2015).

Esta plataforma permite que el usuario obtenga perspectivas en el momento, pasando datos de ida y vuelta entre simulaciones.

### **3.11.2 Ansys Fluent**

ANSYS Fluent se utiliza para el análisis de problemas como es el flujo de gas, líquido y fluidos multifásicos en el análisis de estructura y reacción. Para usar este recurso se debe tener en cuenta un modelo de simulación lo que implica definir la geometría, la malla y las condiciones de contorno del problema, también se debe especificar las propiedades de los fluidos y materiales que se van a utilizar en la simulación (Xialin Chen & Yijun Liu, 2015).

#### **a) Dinámica de Fluidos Computacional.**

En la simulación CFD se debe observar la precisión y la fidelidad. La Dinámica de fluidos Computacional es la combinación de la mecánica de fluido y cálculo numérico. Debemos puntualizar que su principal uso es simular el flujo de fluidos, la transferencia de calor y las interacciones fluido estructura, resultando la mejor opción ANSYS ya que nos ofrece distintos modelos numéricos o métodos de discretización (Rosa Muñoz Pinto, 2020).

#### **b) Dinámica de Fluidos Computacional en la ingeniería**

El software para el CFD se ha convertido en parte fundamental en los procesos de diseños que permiten simular todo tipo de fenómenos y flujos permitiendo a los analista y diseñadores disponer una mejor perspectiva y mejorar sus respuestas dentro de la ingeniería asistida por computador. CAE, El CFD se han vuelto unas herramientas importantes, utilizadas mundialmente en las industrias ya que, permite modelar diseños aerodinámicos e hidrodinámicos para aviones, trenes, autos, vehículos, diseños de tubería, etc(Xialin Chen & Yijun Liu, 2015).

## **3.12 ECUACIONES UTILIZADAS POR EL SIMULADOR**

### **Ecuación de Navier-Stokes**

Cuando se presenta problemas hidráulicos se llega a utilizar la ecuación de mecánica del medio continuo como son: la cantidad de movimiento, continuidad y las ecuaciones de Navier-Stokes.

La ecuación de Navier-Stokes es un conjunto de ecuaciones en derivada parciales no lineales que estudia el movimiento de un fluido newtonianos incompresibles. Teniendo en cuenta que todos los fluidos son compresibles hasta cierto punto, cuyo movimiento se rige por las siguientes ecuaciones.

$$\frac{du}{dt} = -u\nabla u + v\nabla^2 u - \frac{\nabla p}{\rho} + f$$

Se determina

$\frac{du}{dt}$  = La aceleración de una partícula de fluido.

$u\nabla u$  = Efecto cambiante de la advección.

$v\nabla^2 u$  = La difusión.

$\frac{\nabla p}{\rho}$  = Gradiente de presión.

$f$  = Fuerza del cuerpo.

También, se puede derivar de los principios de conservación de la masa, impulso y energía. El cambio de velocidad de una partícula está influenciada por: como las partículas circundantes la empujan, como el entorno resiste su movimiento, como cambia el gradiente de presión y las fuerzas externa tanto como la gravedad, actúan sobre él. Las coordenadas cartesianas tridimensionales, las ecuaciones Navier-Stokes se convierten en:

$$\rho \left\{ \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\delta u}{\delta x} + v \frac{\delta u}{\delta y} + w \frac{\delta u}{\delta z} \right\} = \nu \left\{ \frac{\delta^2 u}{\delta x^2} + \frac{\delta^2 u}{\delta y^2} + \frac{\delta^2 u}{\delta z^2} \right\} - \frac{\delta p}{\delta x} + f_x$$

$$\rho \left\{ \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\delta v}{\delta x} + v \frac{\delta v}{\delta y} + w \frac{\delta v}{\delta z} \right\} = \nu \left\{ \frac{\delta^2 v}{\delta x^2} + \frac{\delta^2 v}{\delta y^2} + \frac{\delta^2 v}{\delta z^2} \right\} - \frac{\delta p}{\delta y} + f_y$$

$$\rho \left\{ \frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\delta w}{\delta x} + v \frac{\delta w}{\delta y} + w \frac{\delta w}{\delta z} \right\} = \nu \left\{ \frac{\delta^2 w}{\delta x^2} + \frac{\delta^2 w}{\delta y^2} + \frac{\delta^2 w}{\delta z^2} \right\} - \frac{\delta p}{\delta z} + f_z$$

Donde  $u, v, w$  son componentes de vector de velocidad de la partícula  $u$ .

En el modelo de CFD, el movimiento de partículas se resuelve numéricamente, junto con las condiciones de contorno especificadas, en una cuadrícula tridimensional que representa el dominio del fluido que se analizará.

### 3.13 DATOS USADOS EN LA SIMULACIÓ

Estos datos han sido tomados de diferentes fuentes bibliográficas (Ana Paula Yagual Agurto & Irina Chantal Loor Mosquera, 2021; Carlos Mejía, 2014)

*Tabla 3 Datos para iniciar la simulación*

Condiciones Iniciales	
Velocidad a la entrada	0.70 m/s
Presión a la salida	1397 Psi
Caudal	0.36798611 $m^3/s$
Densidad	956,08 $kg/m^3$
Viscosidad	8458 cp
Diámetro	32"

# CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Usando las normas ASTM-D se realizó la caracterización de la mezcla de crudo perteneciente al OCP proveniente de los bloques 12,31 y 43, determinando características fisicoquímicas tales como: la gravedad API, porcentaje de asfaltenos, y análisis de la viscosidad a distintas temperaturas; por otro lado, adicionando aditivos como pentano, heptano y alcohol isopropílico en diferentes concentraciones para su posterior análisis. Determinados estas propiedades, se realiza la simulación para la optimización de la potencia y energía.

## 4.1 CARACTERIZACIÓN DE LA GRAVEDAD API

Se realizó el análisis para obtener la gravedad API del crudo sin disolventes mediante la prueba del hidrómetro, obteniendo los resultados a temperatura de laboratorio como se muestra en la Tabla 4:

*Tabla 4 Caracterización del crudo OCP*

Fuente: Elaboración propia

Crudo	Densidad	Gravedad API	Tipo de crudo
OCP	956,08	16,5 °	Pesado

## 4.2 CARACTERIZACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS

### 4.2.1 Resultados cualitativos de Parafinas

Se realizó la prueba de la identificación de la parafina de manera cualitativa. Para poder determinar la presencia de parafinas, se utilizó el destilado de la muestra de crudo; para lo cual, se practicó una mezcla de 1 ml de destilado y 1 ml de alcohol isopropílico, teniendo en cuenta, que al realizar esta reacción notamos en el papel filtro una tonalidad

de color amarillo-marrón que nos indica que existe presencia de parafinas, ya que el IPA al contacto de presencia de parafina tomará una coloración amarillenta.



Fuente: Elaboración propia

#### 4.2.2 Resultados cuantitativos de Asfaltenos

En la tabla 5 se puede observar las cantidades en masa que se lograron precipitar a diferentes temperaturas. La precipitación se realizó por dilución simple, donde se mezcló el petróleo pesado con un solvente de baja viscosidad, en este caso se usó el n-heptano, el cual carece de grupo funcional polar y no puede interactuar con los restos polares de asfalteno. La cantidad de asfaltenos está directamente ligada de forma inversa a la estabilidad del crudo, entre menor es este valor más estable es el crudo. Los resultados mostraron una variación del porcentaje de 25 a 45% por lo que se concluye que es un crudo inestable.

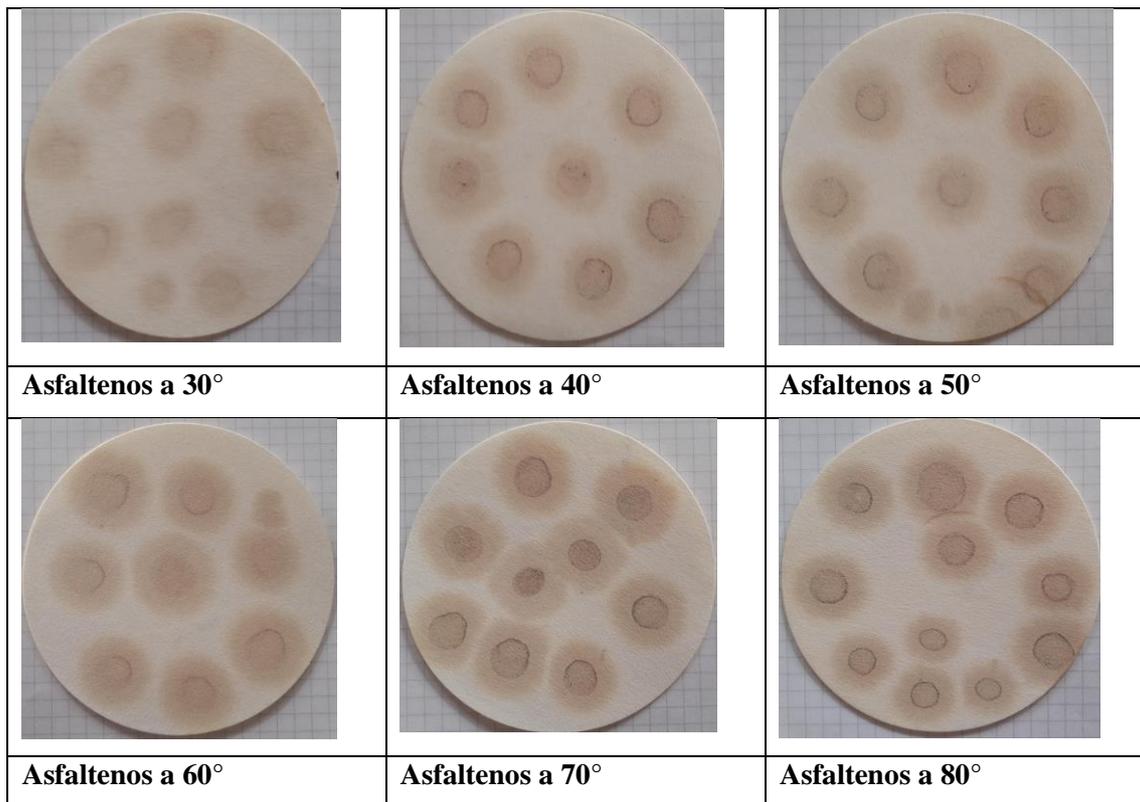
Tabla 5 Porcentaje de Asfaltenos en muestra

Fuente: Elaboración propia

Muestra OCP								
Temperatura	Solución	Peso Papel filtro + Peso muestra	Peso Total	Peso después de destilación- Peso papel filtro	Asfaltenos	% en muestra		
30°	Heptano	0,4750	0,5000	0,975	0,9203	0,4750	0,4453	45,67%
40°	Heptano	0,4809	0,5014	0,9823	0,8606	0,4809	0,3797	38,65%
50°	Heptano	0,4787	0,5012	0,9799	0,8551	0,4787	0,3764	38,41%
60°	Heptano	0,4673	0,5006	0,9679	0,7483	0,4673	0,2810	29,03%
70°	Heptano	0,4822	0,5010	0,9832	0,7377	0,4822	0,2555	25,99%
80°	Heptano	0,4769	0,5003	0,9772	0,8255	0,4769	0,3486	35,67%
30°	Pentano	0,4808	0,5013	0,9821	0,9404	0,4808	0,4596	46,80%

### 4.2.3 Resultados Cualitativos de Asfaltenos

Después de determinar la parte cuantitativa para los asfaltenos, se realiza un estudio de acuerdo con la mancha dejada en el papel filtro. Se concluye que a una temperatura de 70° C y 80° C entra en la categoría 3 ya que presenta un anillo interior bien definido, un poco más oscuro que el fondo, esto quiere decir que si existe floculación de asfaltenos.



*Ilustración 14 Prueba de la mancha*

*Fuente: Elaboración propia*

### 4.3 RESULTADOS DE LAS VISCOSIDADES

Cabe destacar, que aunque los hidrocarburos parafínicos son solventes deficientes para los asfaltenos, el inicio de la floculación de los asfaltenos depende de la composición del petróleo y del solvente; por lo cual, requiere un volumen finito de solvente parafínico para desencadenar la floculación.

Los resultados mostrados en la tabla manifiestan que a medida que aumenta la temperatura del crudo, en condiciones normales, se reduce la viscosidad; esto es debido a que el calentamiento del crudo destruye las estructuras ordenadas de la fase líquida y las composiciones de alto peso molecular como los asfaltenos, resinas y ceras, no tienen la posibilidad de aglomerarse y formar agregados, lo que aumenta la movilidad de la fase oleosa, fluye mejor el crudo; por lo consiguiente, es más fácil de bombear.

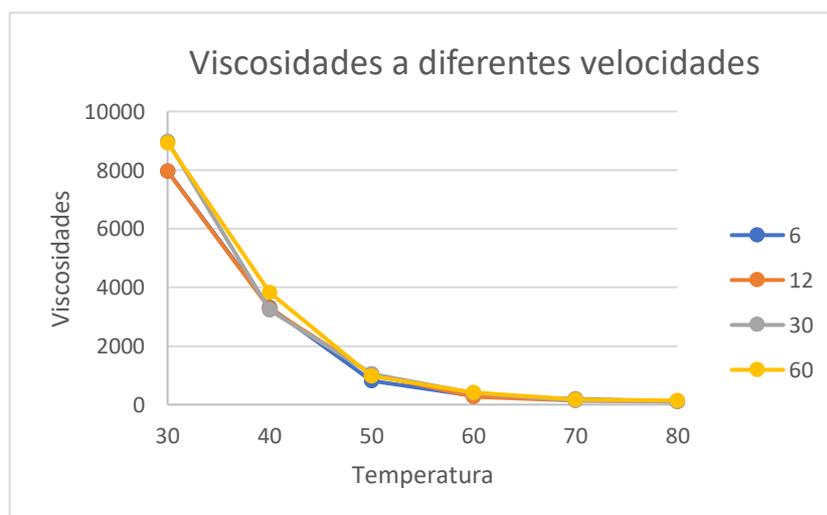
*Tabla 6 Variación de viscosidad a diferentes T° y Rpm*

*Fuente: Elaboración propia*

Temperatura	6 rpm	12 rpm	30 rpm	60 rpm
30°C	7966	7960	8982	8924
40°C	3311	3274	3226	3827
50°C	803	1052	1054	977
60°C	296	263	394	420
70°C	190	137	142	175
80°C	107	104	105	141

En la tabla 6 se puede observar que los resultados de las viscosidades a diferentes velocidades presentan una variación anormal y es por esto, por lo que no se ajustan a un modelo reométrico.

Con los valores obtenidos durante la prueba, sin ningún tipo de aditivo, podemos concluir que el crudo responde a la temperatura.



*Ilustración 15 Variación de viscosidad a diferentes T° y Rpm*

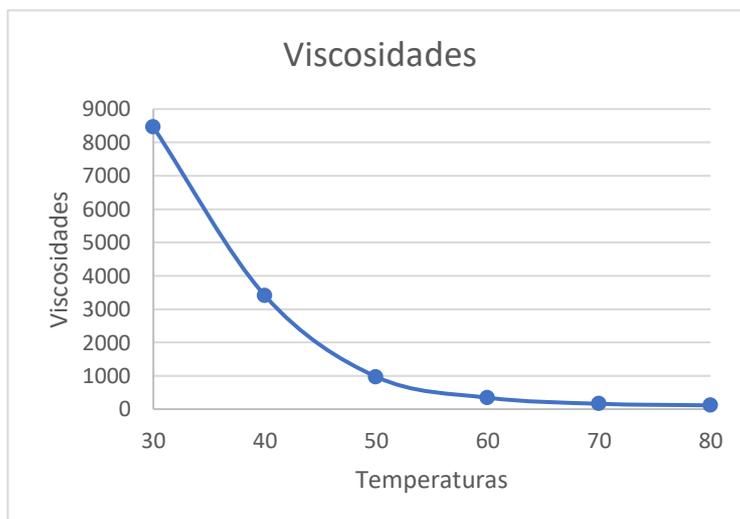
*Fuente: Elaboración propia*

En la ilustración 16, la curva de la viscosidad vs la temperatura demuestra una alta viscosidad de 8458 cp a una baja temperatura de 30° C y presenta una reducción considerable a una temperatura de 80° C, que es la temperatura máxima a la que trabaja el oleoducto del OCP con una viscosidad mínima de 114, 25 cp.

El punto de fluidez se observa a partir de la ilustración 16, teniendo en cuenta el punto donde se tiene un cambio drástico en la viscosidad durante la reducción de la temperatura de 80°C a 30°C. Este punto se encuentra a una temperatura de 50°C, a una viscosidad de 971,5 cp. En este punto, el crudo comienza a perder fluidez volviéndose viscoso o sólido.

*Tabla 7 Viscosidad promedio*

Temperatura	Viscosidades
30	8458
40	3409,5
50	971,5
60	343,25
70	161
80	114,25



*Ilustración 16 Comportamiento de viscosidades*

*Fuente: Elaboración propia*

### **4.3.1 Resultados con adición de n-heptano**

Los resultados de la prueba de viscosidad, realizados en las muestras a diferentes concentraciones n heptano, se muestran a continuación.

Estos resultados demuestran que la adición de 5 gotas de heptano en una muestra de crudo de 300 ml va a tener una reducción de la viscosidad en un 55.48% a una temperatura de 30° C , mientras que a una temperatura de 40° C se va a obtener una reducción de la viscosidad en un 33.21%. También se puede observar que a medida que aumenta la concentración del aditivo, la viscosidad mostrará una reacción adversa, en la cual la viscosidad tenderá a aumentar.

La máxima viscosidad registrada es de 11568, 5 cp a una temperatura de 30°C, y se obtiene al aumentar la dosificación a 2 ml de heptano, esto sucede porque al aumentar la concentración, también aumentará la precipitación de los asfaltenos.

*Tabla 8 Variación de las viscosidades con adición de heptano*

*Fuente: Elaboración propia*

<b>Temperatura</b>	<b>Viscosidad sin aditivo</b>	<b>5 gotas heptano</b>	<b>1 ml heptano</b>	<b>1.5 ml heptano</b>	<b>2 ml de heptano</b>
<b>30</b>	8458	3766,25	7574,25	9631,25	11568,5
<b>40</b>	3409,5	2277,25	4064,75	4699,75	7171,25
<b>50</b>	971,5	1085,25	1523,75	2112,25	3194,5
<b>60</b>	343,25	579,25	649	867,25	1216,5
<b>70</b>	161	243,5	321,5	343,25	436,5
<b>80</b>	114,25	137	164,75	224	261

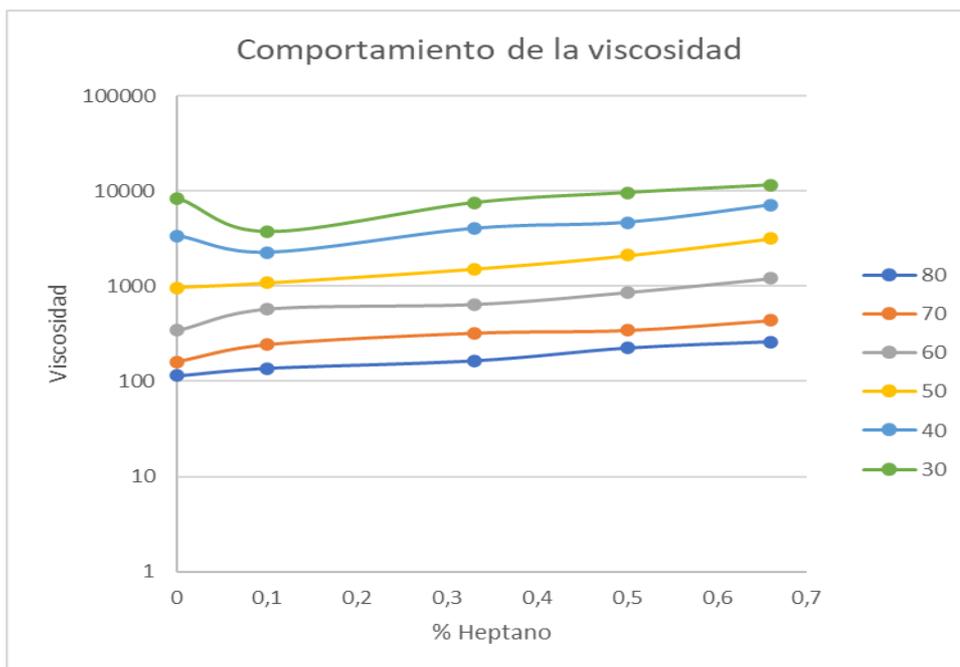


Ilustración 17 Crudo con Heptano

Fuente:Elaboración propia

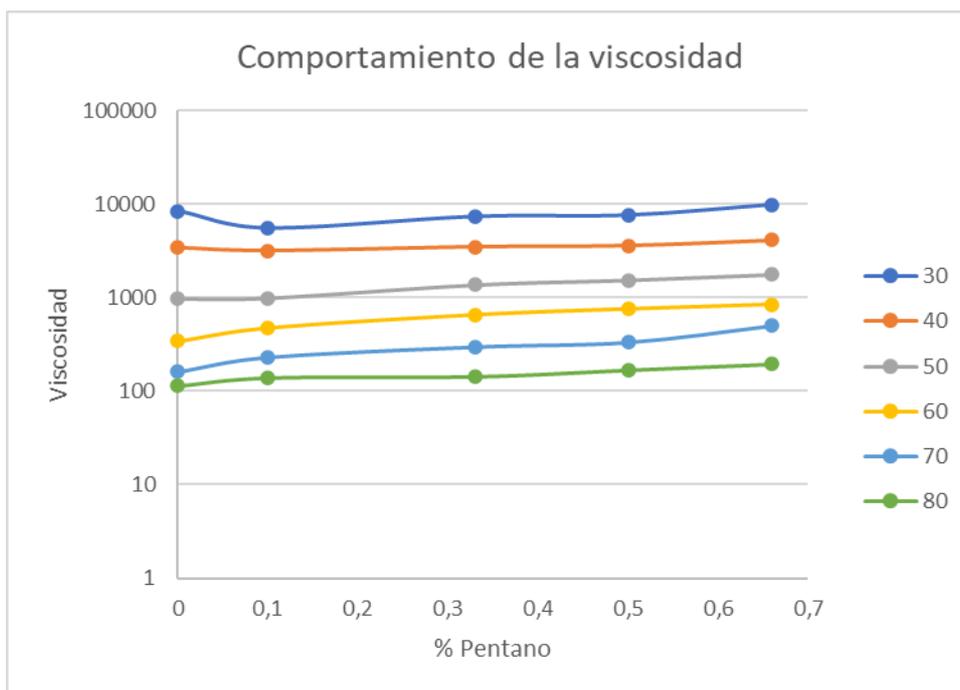
### 4.3.2 Resultados con adición de n-pentano

En la ilustración 18, se puede observar que al igual que el heptano, la adición de pentano reduce la viscosidad a temperaturas de 30°C y 40° C solo que en menor proporción. La mayor reducción es de una viscosidad del 34.34% a una temperatura de 30° C con una concentración de 5 gotas de pentano, seguido de una reducción de 7.1% a una temperatura de 40°C a la misma concentración.

Tabla 9Variación de las viscosidades con adición de pentano

Fuente: Elaboración propia

Temperatura	Viscosidad sin aditivo	5 gotas pentano	1 ml pentano	1.5 ml pentano	2 ml de pentano
30	8458	5554	7373,25	7618	9870,75
40	3409,5	3167,5	3486	3595,5	4112
50	971,5	989	1368,25	1539,25	1765,75
60	343,25	475,25	656,5	757,75	846,25
70	161	230,25	297,25	333,25	499,75
80	114,25	139,5	143,75	168,75	195,75



*Ilustración 18 Crudo con Pentano*

*Fuente: Elaboración propia*

### 4.3.3 Resultados con alcohol isopropílico

Los resultados demostraron que hubo dos casos favorables, el primero fue a una temperatura de 30 °C con una concentración de 5 gotas de IPA y que presentó una disminución de la viscosidad en un 55.36 %.

El segundo caso fue a una temperatura de 40°C a la misma concentración y se obtuvo una reducción de la viscosidad de 50,74%.

Para este caso, la máxima viscosidad alcanzada fue a una temperatura de 30°C con una concentración de 2 ml de IPA y se obtuvo una viscosidad de 16515,25 cp.

A medida que se le aumentaba el porcentaje de aditivo y a medida que aumentaba la temperatura, se notó un incremento en la viscosidad, como se observa en la tabla.

Tabla 10 Variación de viscosidad con adición de IPA

Fuente: Elaboración propia

Temperatura	Viscosidad sin aditivo	5 gotas IPA	1 ml IPA	1.5 ml IPA	2 ml de IPA
30	8458	4682,5	9227,25	12754,25	16515,25
40	3409,5	1730	2934,75	3808,25	7853,5
50	971,5	1064,75	1278	1731,25	2811,25
60	343,25	512,75	629,5	1148	1194
70	161	271,75	418	371	504,25
80	114,25	192	243,25	227	345

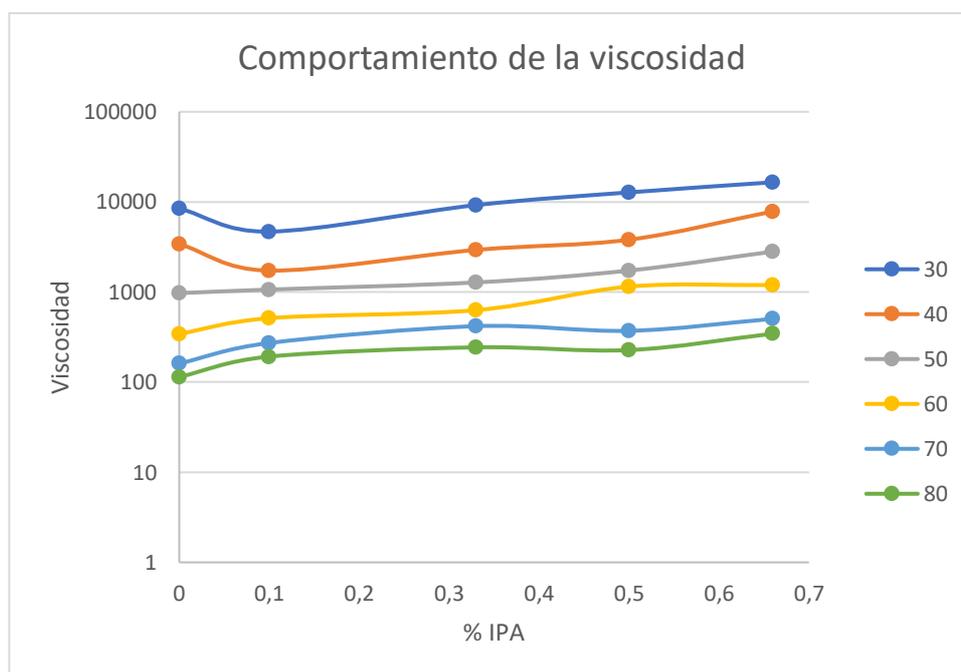


Ilustración 19 Crudo con IPA

Fuente: Elaboración propia

#### 4.3.4 RESULTADOS GENERALES

En la tabla 11 se observan la comparación de valores de viscosidad obtenidos a una concentración de 5 gotas, como se pudo analizar anteriormente, con esta dosificación se ha obtenido resultados favorables para algunos de los casos.

*Tabla 11 Comparación de la concentración más efectiva*

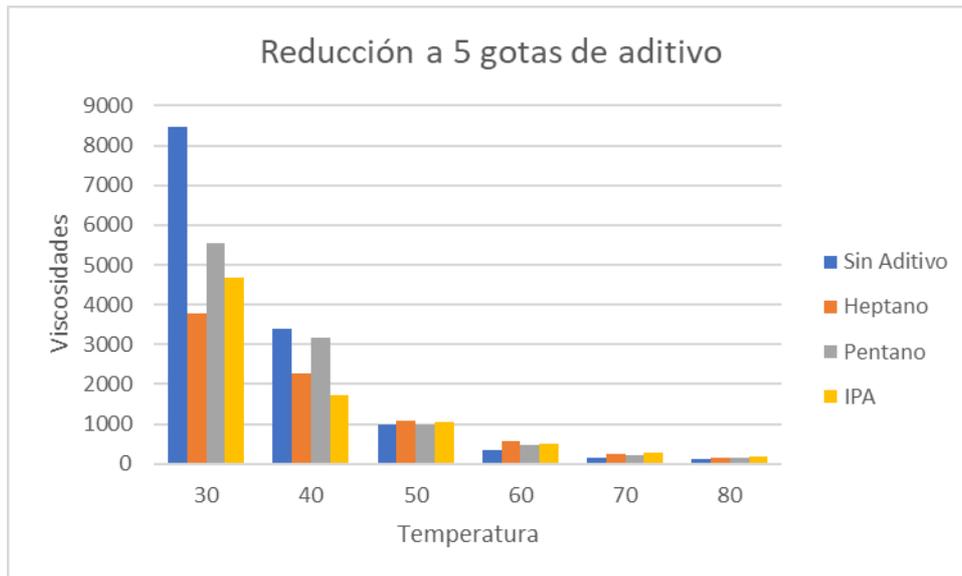
*Fuente: Elaboración propia*

	<b>Sin Aditivo</b>	<b>Heptano</b>	<b>Pentano</b>	<b>IPA</b>
<b>T°</b>	0	5 gotas	5 gotas	5 gotas
<b>30</b>	8458	3766,25	5554	4682,5
<b>40</b>	3409,5	2277,25	3167,5	1730
<b>50</b>	971,5	1085,25	989	1064,75
<b>60</b>	343,25	579,25	475,25	512,75
<b>70</b>	161	243,5	230,25	271,75
<b>80</b>	114,25	137	139,5	192

Como se puede observar en la ilustración 20, se tiene un resultado más efectivo con la adición de heptano cuya viscosidad dio como resultado 3766,25 cp a una temperatura de 30° C, obteniendo una reducción del 55.47%.

Mientras que, a una temperatura de 40°C, se obtuvo una viscosidad menor de 2277,25 cp, lo que conlleva a una reducción del 33.2%

Caso contrario la adición de aditivos a temperaturas mayores de 50°C, va a tener como consecuencia un aumento en la viscosidad.



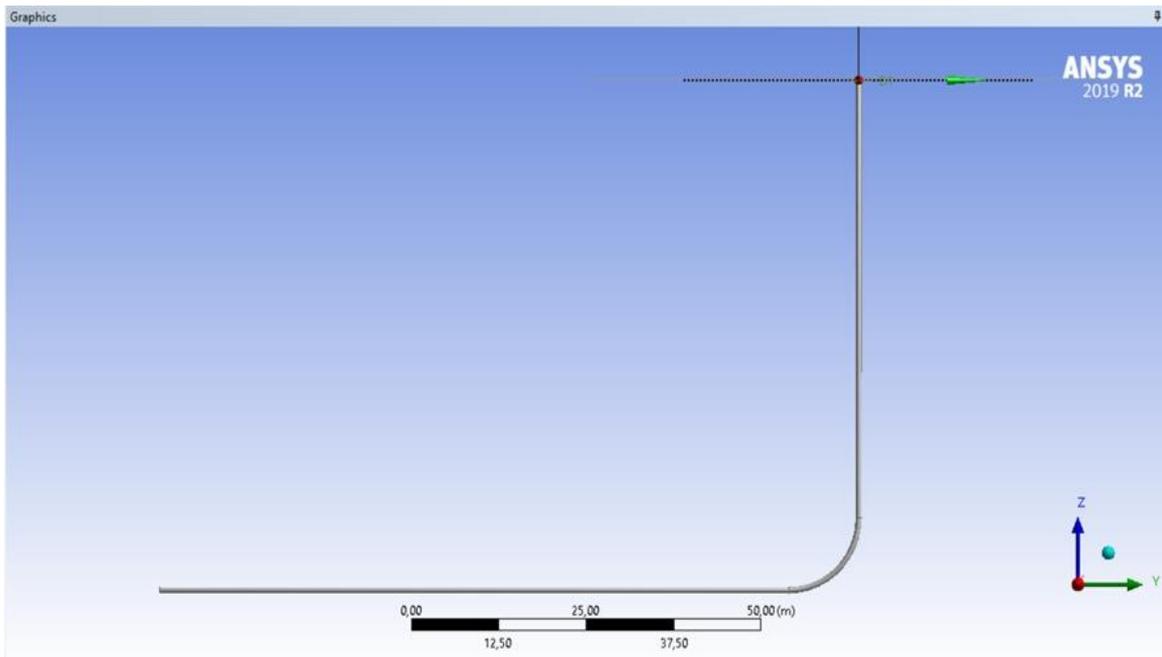
*Ilustración 20 Comparación concentración aditivos*

*Fuente: Elaboración propia*

## 4.4 MODELADO EN ANSYS

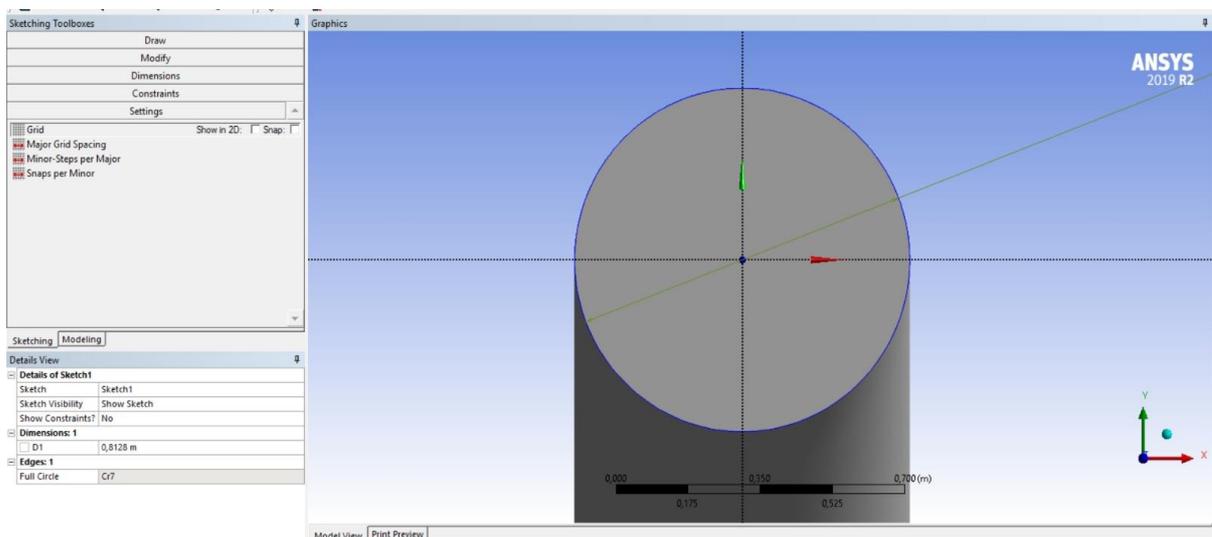
### 4.4.1 Geometría

El modelador de diseño de Ansys cuenta con una serie de geometrías básicas que pueden combinarse para crear rápidamente geometrías con las que se va a trabajar. Para este caso se selecciona un tramo representativo para poder observar el gradiente de presión a la salida, este es un tramo de 170 m, (100 m de largo, 70 de alto), basado en el diámetro del oleoducto de 32”.



*Ilustración 21 Geometría de un tramo de tubería*

*Fuente: Ansys*



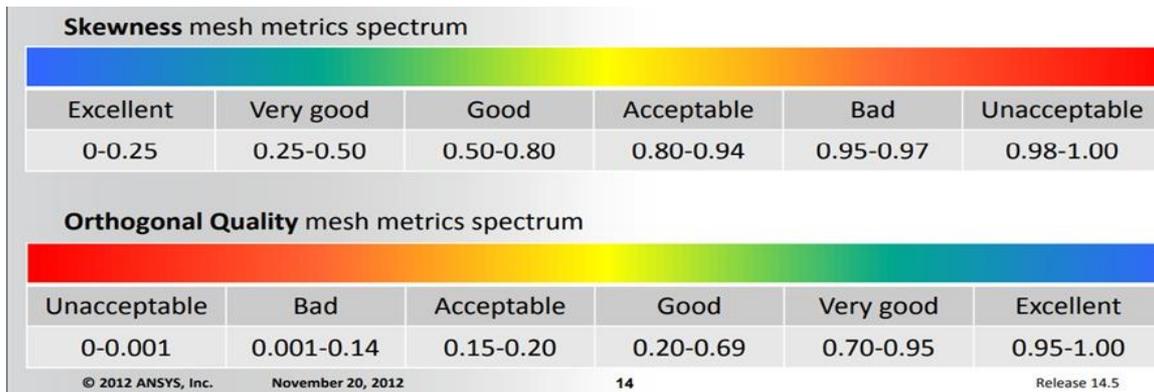
*Ilustración 22 Diámetro de tubería*

## 4.4.2 Mallado

La calidad de mallado en el análisis CFD tiene una importancia significativa en el tiempo, la precisión de la solución y la tasa de convergencia. Por ende, se debe realizar el estudio de independencia de malla con el fin de encontrar el tamaño adecuado de las celdas que conformará la malla, teniendo en cuenta que debe cumplir con ciertos criterios de calidad, como son: La Orthogonal Quality y el Skewness.

El estudio de independencia de malla consiste en comparar las predicciones de modelo computacional para diferentes mallas con un mayor número de celdas hasta encontrar el tamaño límite (Guerrero-Asmad Piura & de, 2014)

Para indicar que una simulación es adecuada o está bien numéricamente, se debe tener en cuenta los rangos establecidos como se define a continuación.



*Ilustración 23 Rangos criterios de calidad*

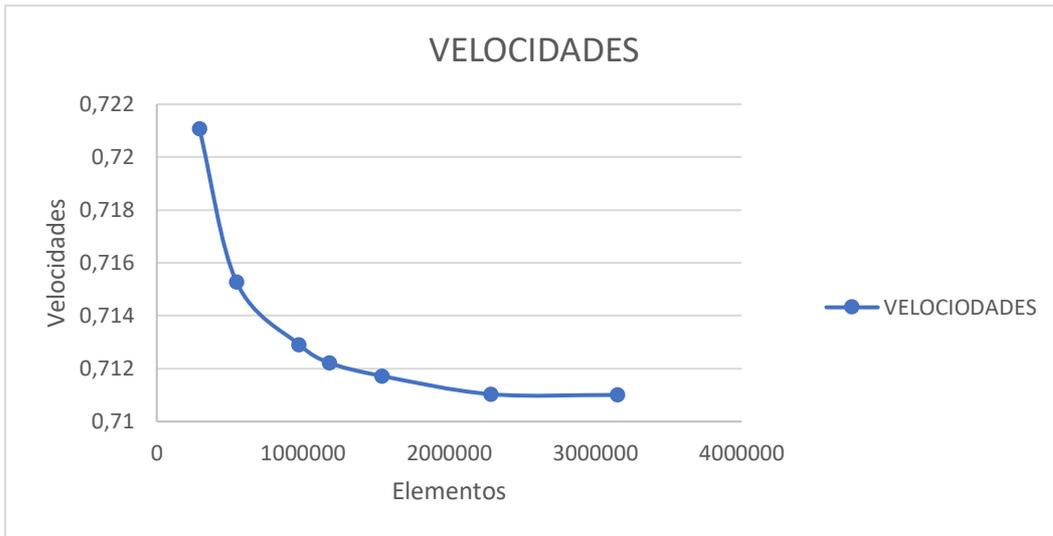
Fuente:(ANSYS, 2012)

En esta parte la geometría se malla con un total de 3150.680 elementos, un tamaño de elemento de 50, con una capa de 15 ya que en este punto se da la convergencia de las velocidades como se muestra en la tabla 12.

*Tabla 12 Independencia de malla*

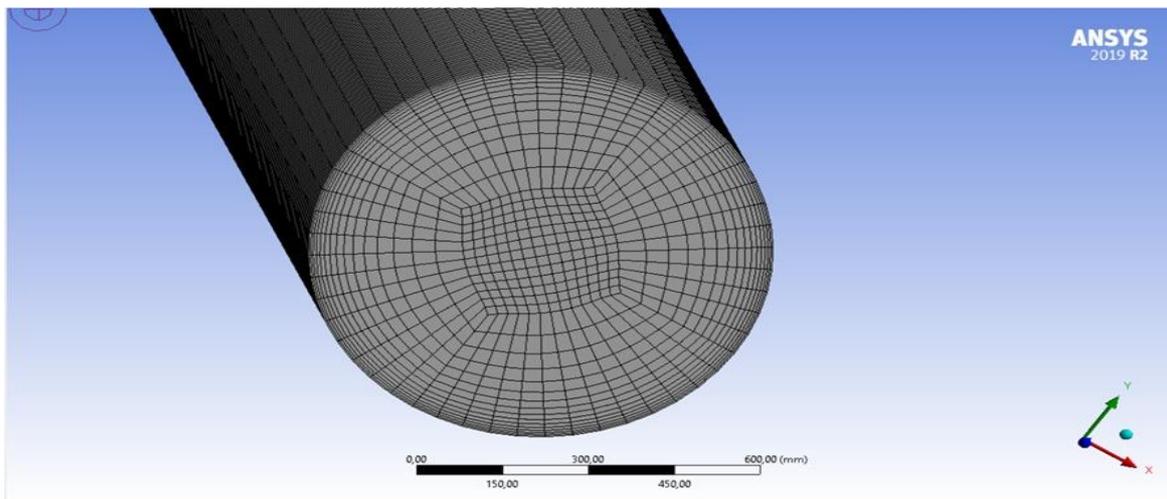
*Fuente: Elaboración propia*

N	ELEMENTOS	VELOCIDADES	PRESION
150	292050	0,72106506	1.388,6137
100	546469	0,71526804	1388,7767
75	974169	0,71290988	1.388,8423
70	1182000	0,71221981	1388,8615
60	1542750	0,71172148	1388,8744
50	2287480	0,71103395	1.388,8906
50 a cap15	3150680	0,71100613	1389,4693



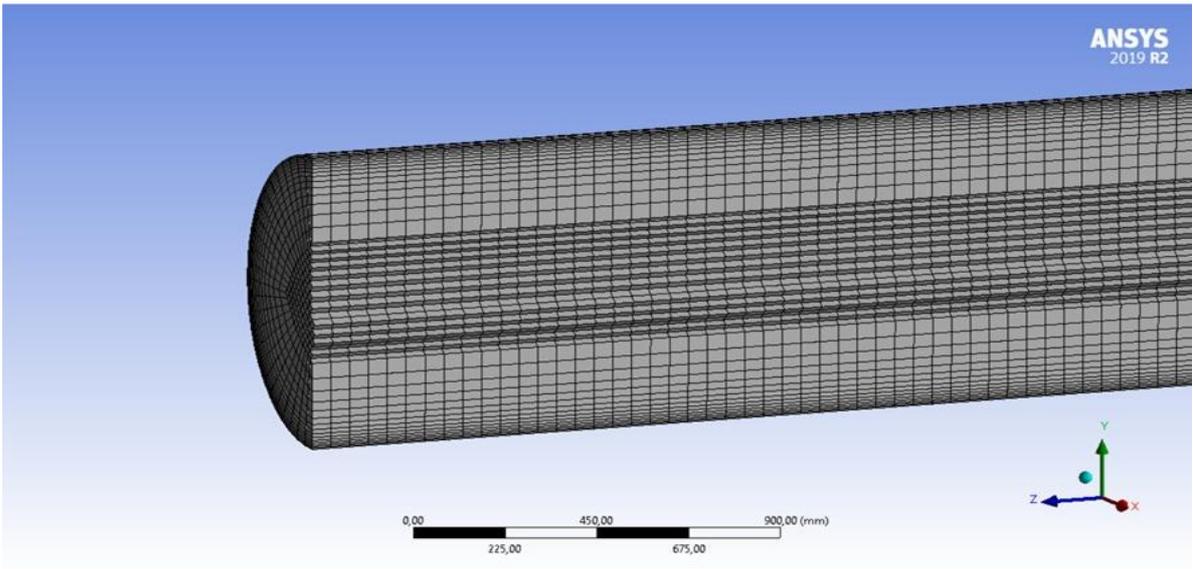
*Ilustración 24 Convergencia de velocidad*

*Fuente: Elaboración propia*



*Ilustración 25 Mallado*

*Fuente: Elaboración propia*

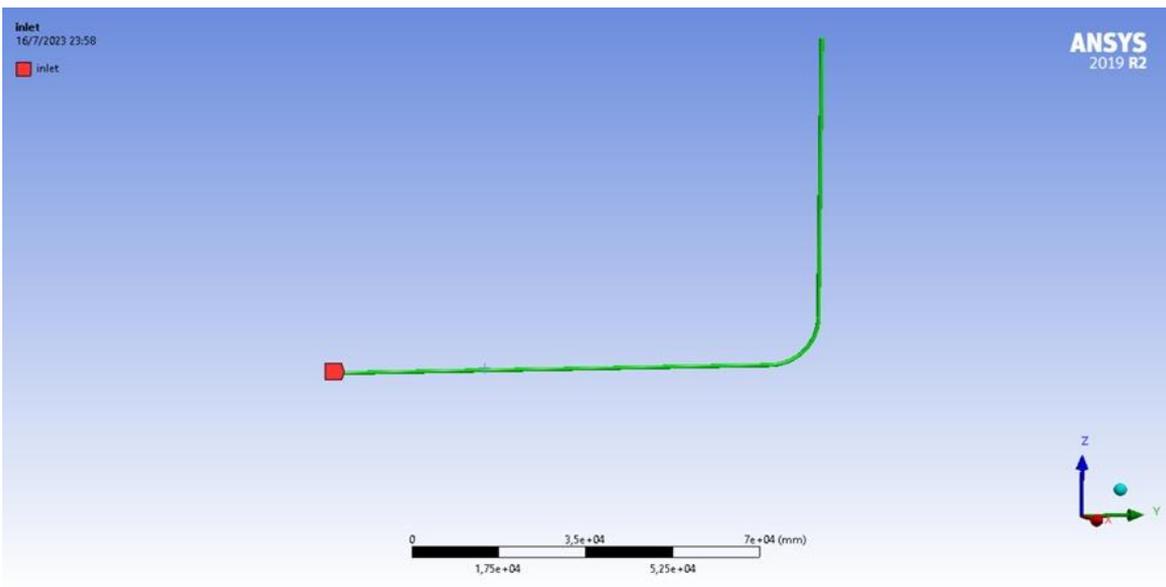


*Ilustración 26 Corte transversal de la tubería*

*Fuente: Elaboración propia*

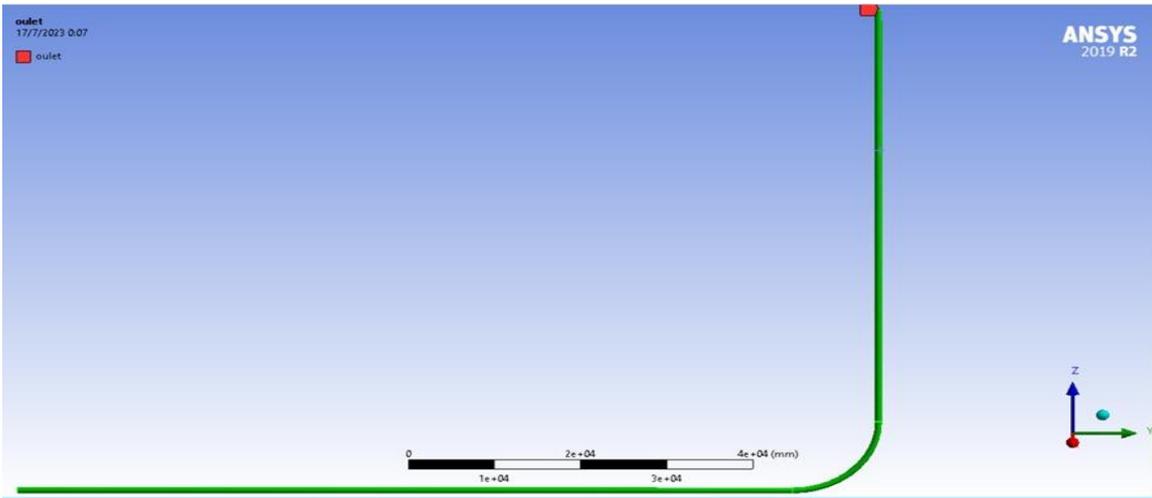
#### 4.4.3 Condiciones de Contorno

Se requieren condiciones de contorno apropiadas para indicar la entrada (esta condición se usa para los límites de flujo donde ingresa el dominio), salida al flujo (es por donde el flujo sale del dominio), y también una condición de pared que va a representar un límite sólido del modelo de flujo.

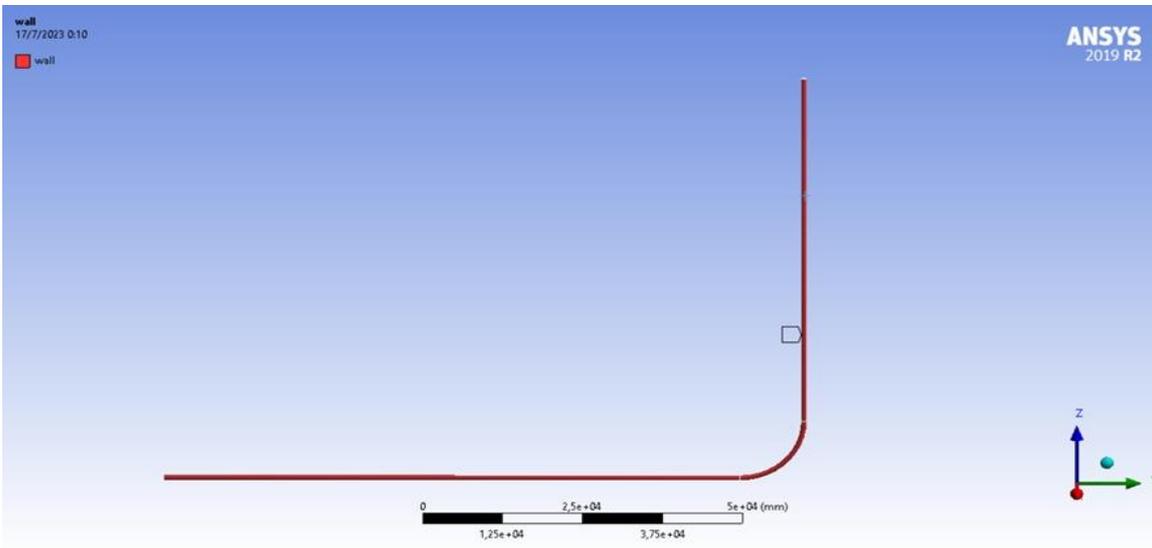


*Ilustración 27 Inlet*

*Fuente: Elaboración propia*



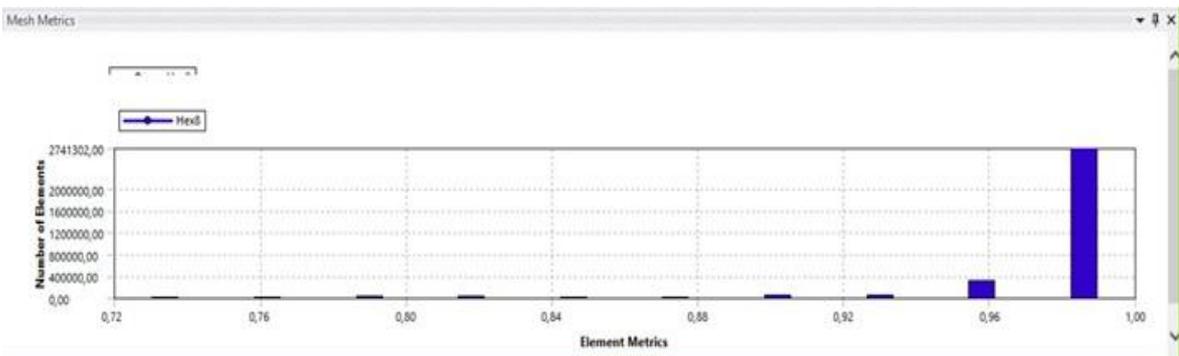
*Ilustración 28 Outlet*



*Ilustración 29 Wall*

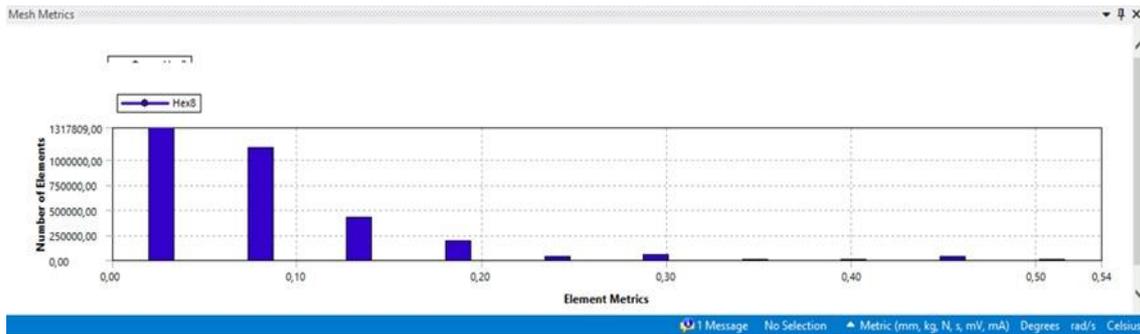
*Fuente: Elaboración propia*

Se ha podido indicar que la malla es la adecuada, ya que cumple con los criterios de calidad, como se puede ver en la ilustración 30.



*Ilustración 30 Orthogonal Quality*

*Fuente: Elaboración propia*



*Ilustración 31 Skewness.*

*Fuente: Elaboración propia*

#### 4.4.4 Set Up

Se establece las unidades con las que se va a trabajar: la gravedad, el modelo del fluido, que en este caso es viscoso; se crea el material con el que se va a laborar, que es el crudo. Se elige las condiciones de zona celular, se definen las condiciones de frontera, el sistema de acoplamiento de presión y velocidad. Se escoge el esquema simple, ya que se trabaja en condiciones estables, y en el segundo orden ya que se obtienen respuestas más aproximadas a la realidad. Se elige inicialización estándar para definir los valores y un marco de referencia relativo y se inicia el proceso. Una vez configurado el dominio fluido del mallado y las condiciones de contorno, se envía al Solver para calcular una solución. (Ver Anexo A)

*Tabla 13 Configuración del caso de estudio en ANSYS Fluent*

*Fuente: Elaboración propia*

<b>Set Up</b>	<b>General</b>	Solver Type	Pressure-Based
		Velocity Formulation	Absolute
		Time	Estable
		Gravity	$-9.81 \frac{m}{s}$
	<b>Models</b>	Viscous Model	$\kappa - \varepsilon$ Estándar
<b>Materials</b>	Fluid 1	Oil a 30°	

	<b>Cell Zone Conditions</b>	Oil	
<b>Solutions</b>	<b>Boundary Conditions</b>	Inlet	Pump Pressure
		Outlet	Mass Flow
		Wall	
	<b>Methods</b>	Escheme	SIMPLE
		Momentum	Second Order
		Turbulent Energy	Second Order
		Turbulent Rate	Second Order
	<b>Monitors</b>	Residual	All $1e^{-4}$
<b>Inicialitation</b>	Standar from Inlet		
<b>Results</b>	<b>Run Calculation</b>	Number of time Step	2000

Para determinar los objetivos propuestos se ha tomado en consideración 2 casos:

El caso A para determinar velocidades y presiones a la salida, a una temperatura inicial de 30° C, para obtener la independencia de malla (Tabla 12), este es el caso original en el cual actualmente está funcionando el sistema de bombeo. (Ver Anexo B)

Y el caso B para calcular la presión de bombeo necesaria a la entrada para que el fluido pueda moverse y alcanzar en la salida la presión que se determinó en el caso A. (Ver Anexo B)

Se tomó de referencia la presión del caso B y la presión de bombeo inicial del caso A, para determinar el porcentaje de error con el que se va a trabajar, que es el error que va a arrastrar la simulación para los demás casos al momento de variar las propiedades del fluido.

#### 4.4.5 Resultados De La Simulación

Para el cálculo con los aditivos se escogieron 3 casos diferentes (uno óptimo, uno intermedio, y uno desfavorable), que según los análisis realizados en el laboratorio, sus resultados se expresan de la siguiente manera:

*Tabla 14 Casos con Aditivos*

*Fuente: Elaboración propia*

Caso	Temperatura	IPA	PENTANO	HEPTANO
<b>Optimo</b>	30°	4682,5	5554	3766,25
<b>Intermedio</b>	50°	1064,75	989	1085,25
<b>Desfavorable</b>	80°	192	139,5	137

#### Presiones

Después de realizar la simulación en el caso B (Anexo C), obtenemos los datos de presión a la entrada de la bomba cuando se le añaden aditivos al crudo, como se muestran a continuación en la tabla 15:

*Tabla 15 Presiones obtenidas en la simulación*

*Fuente: Elaboración propia*

Temperatura	presión de bombeo sin aditivos (Psi)	presión de bombeo con isopropílico (Psi)	presión de bombeo con pentano (Psi)	Presión de bombeo con heptano (Psi)
<b>30</b>	<b>1.396,9803</b>	1.393,956	1.394,6433	1.393,2439
<b>50</b>	1.391,0833	1.391,1584	1.391,0975	1.391,1773
<b>80</b>	1.390,1318	1.390,2824	1.390,1865	1.390,1822

Tomando de referencia el caso base, a la temperatura de 30°C (Anexo), a una presión de 1396,9803 Psi. Podemos llegar a las siguientes conclusiones:

Con respecto a la temperatura sin aditivos, podemos observar a medida que aumenta la temperatura a 80°C, se va a requerir una menor presión de bombeo siendo esta 1390.1318 Psi

Con referencia a los aditivos, con el aditivo heptano podemos analizar que a una temperatura de 80°C se tiene una disminución de la presión de bombeo la cual corresponde a 1.390,1822 Psi. (Tabla 15)

### **Potencia**

La potencia se refiere a la cantidad de energía por unidad de tiempo, que puede ser suministrada para hacer funcionar una bomba. Existe varios conceptos para determinar la potencia requerida para mover un determinado volumen de líquido en unas condiciones establecidas. (Predictiva, s.f.)

Para el cálculo de la potencia se utilizó la siguiente ecuación, teniendo en cuenta los datos de simulación.

$$P_o = \frac{P_{@cfd} \dot{m}}{\rho \eta} [W]$$

Donde:

$P_{@cfd}$  = Presión de bombeo a la entrada de la bomba en Pa.

$\dot{m}$  = Flujo másico en kg/s

$\rho$  = Densidad en kg/m<sup>3</sup>

$\eta$  = Eficiencia de la bomba

Tabla 16: Potencia requerida a la entrada de la bomba

Fuente: Elaboración propia

	TEMPERATURA	ISOPROPILICO	PENTANO	HEPTANO	unidades
<b>Po30</b>	4027,71	4018,99	4020,97	4016,94	KW
<b>Po50</b>	4010,71	4010,92	4010,75	4010,98	KW
<b>Po80</b>	4007,96	4008,40	4008,12	4008,11	KW

En la tabla 16, se han calculado los datos de la potencia requerida en el caso base que son **4027,71 KW** a una temperatura de 30°C y en el caso experimental a la entrada de la bomba a temperaturas de 30° C y 80° C con los diferentes aditivos.

### Energía

Para el cálculo de la energía de la bomba se utilizó la siguiente ecuación.

$$E = \frac{P_{@cfd} \dot{m}}{\rho \eta} * Horas_{trabajo} * F_{disponibilidad}$$

Donde:

$P_{@cfd}$  = Presión de bombeo a la entrada de la bomba en Pa.

$\dot{m}$  = Flujo másico kg/s

$\rho$  = Densidad kg/m<sup>3</sup>

$\eta$  = Eficiencia de la bomba

$Horas_{trabajo}$  = Horas que trabaja la bomba en el año

$F_{disponibilidad}$  = Tiempo de disponibilidad de la bomba al año

Tabla 17 Energía requerida por la bomba

Fuente: Elaboración propia

Energía	TEMPERATURA	ISOPROPILICO	PENTANO	HEPTANO	unidades
E a 30	31754465,33	31685720,61	31701343,48	31669534,01	KWh
E a 50	31620421,87	31622128,95	31620744,65	31622558,56	KWh
E a 80	31598793,52	31602216,78	31600036,9	31599939,15	KWh

Como podemos observar en el consumo de energía obtenida a partir de los datos de simulación se puede llegar a una conclusión que a una temperatura de 80°C se tiene un menor consumo de energía comparado al consumo de caso base a 30°C, siendo esta 31598793.52 KWh a 80°C.

Para ver el menor consumo de energía con los aditivos, obtenemos que con heptano a 80°C el consumo de energía va ser 31599939,15 KWh.

### Ahorro de energía

Cuantificar el consumo de energía en los sistemas de bombeo del OCP es un paso indispensable para realizar una evaluación económica de las alternativas que se plantean como solución al caso de estudio.(Carmen Amelia Ávila Proaño, n.d.)

Para calcular el ahorro de energía, se tiene la siguiente ecuación.

$$E = \left( \frac{P_{@ref}\dot{m}}{\rho\eta} - \frac{P_{@cfd}\dot{m}}{\rho\eta} \right) * \frac{Horas\ trabajo * F_{dispo}}{1000} [KWh]$$

Tabla 18: Ahorro de energía

Fuente: Elaboración propia

Ahorro	TEMPERATURA	ISOPROPILICO	PENTANO	HEPTANO	unidades
delta E a 30°	0	68744,72712	53121,8554	84931,32242	KWh
delta E a 50°	134043,4665	132336,3842	133720,6893	131906,7723	KWh
delta E a 80°	155671,8129	152248,5559	154428,4387	154526,1811	KWh

Los resultados mostrados en la tabla 16 muestran que se tiene un mayor ahorro de energía a una temperatura de 80°C , con un ahorro de 155671,81 KWh frente a la energía requerida en 30°C que es de 31754465,33 KWh

#### Ahorro Económico

$$E = \left( \frac{P_{@ref} \dot{m}}{\rho \eta} - \frac{P_{@cfd} \dot{m}}{\rho \eta} \right) * \frac{Horas \text{ trabajo} * F_{dispo}}{1000} * 0.1047 [\$]$$

Tabla 19: Ahorro Económico

Fuente: Elaboración propia

Ahorro	TEMPERATURA	ISOPROPILICO	PENTANO	HEPTANO	unidades
Ahorro a 30°	0	7197,572929	5561,85826	8892,309458	\$
Ahorro a 50°	14034,35095	13855,61943	14000,55617	13810,63906	\$
Ahorro a 80°	16298,83881	15940,42381	16168,65753	16178,89116	\$

La tabla 17 muestra que el mayor ahorro económico se da, si se calienta el crudo a 80° C, teniendo como ahorro de 16298,83 \$ al año, mientras que se obtiene un menor ahorro si se transporta el crudo a una temperatura de 30° C con adición de una cantidad limitada de alcohol isopropílico cuyo ahorro es de 7197,57 \$ al año.

# CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 5.1 CONCLUSIONES

- El objetivo de este estudio fue comparar el tipo de aditivo y la concentración más favorable que al momento de realizar la simulación conlleve a una optimización de energía y potencia del sistema de bombeo.
- El aditivo más eficiente en cuanto a reducción de viscosidad fue el heptano a una temperatura de 30° C ya que dio como resultado una reducción del 55.47% a una concentración del aditivo limitada, en este caso la dosis que resultó favorable es 5 gotas por cada 300 ml.
- El heptano dosificado en pequeñas cantidades puede actuar como un disolvente, reduciendo la viscosidad del petróleo pesado. Dio mejores resultados a bajas temperaturas, donde el fluido tiene poca movilidad y fuerzas intermoleculares más fuertes, y al añadirle heptano rompe estas fuerzas y facilita el flujo.
- A medida que se incrementa la concentración de los aditivos y al aumentar la temperatura, provocan una mayor interacción entre las moléculas del disolvente y las moléculas del crudo, superando el efecto diluyente inicial, dando como resultado un aumento en la viscosidad.
- Al bombear el crudo a 30°C es necesaria la adición de heptano para que la mezcla tenga una mejor fluidez y por lo tanto, se requiera una presión 1.393,2439 Psi y una potencia de 4016,94 KW, que son valores menores si se bombeara sin el aditivo, lo que conllevaría a un ahorro de \$ 8892,31 por año.
- De manera general, el mayor ahorro se observa si se calienta el crudo a una temperatura de 80°C sin aditivos ya que en este punto, añadirle aditivos nos generaría una mayor viscosidad. A esta temperatura se requiere bombear a una presión de 1.390,1318 Psi, una potencia de 4007964,678 W y un ahorro anual de \$16298,83881.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

Para determinar el comportamiento del fluido, se debe tener en cuenta utilizar un viscosímetro que tengan rangos de velocidades más altas y que puedan determinar el esfuerzo de gel, que se miden a velocidades muy bajas, para obtener una curva a altas y bajas tasas de corte.

Realizar nuevos estudios del comportamiento de los crudos bombeados por el OCP para comprobar la eficacia del aditivo a una baja concentración. (5 gotas)

Al momento de realizar una simulación por Ansys se tiene que hacer una evaluación del mallado para poder obtener mejores resultados.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Afanasjeva, N. (n.d.). *Conversión pirolítica de los concentrados resino-asfálticos de los crudos pesados Pyrolytic conversion of resin-asphaltene concentrates from heavy oils Conversão pirolíticos dos concentrados resino-asfaltenicos de os crudes pesados.*
- Alianza Fiidem AC. (2011). *Informe de alternativas tecnológicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extrapesado.*
- Ana Paula Yagual Agurto, & Irina Chantal Loor Mosquera. (2021). *Análisis de Propuestas para Mitigación del Riesgo a la Rotura del Sistema de Oleoductos Transecuatoriano y Oleoductos de Crudos Pesados.*
- Ancheyta, J., Fernando, J., & Zarraga, T. (2017). *INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIA APLICADA Y TECNOLOGÍA AVANZADA UNIDAD LEGARIA.*
- ANSYS. (2012). *Introduction to ANSYS Meshing.*
- Blanca Sánchez, Arturo Rangel Merino, & Dr Roberto Linares. (2008). *VISCOSÍMETRO DE BOLA.*
- Carlos Mejía. (2014). *GRÁFICAS CAUDAL Y VELOCIDADES DEL OCP.*
- Carmen Amelia Ávila Proaño. (n.d.). *Estudio técnico-económico para el suministro de energía eléctrica desde el SNI a las estaciones de Bombeo del Oleoducto Trans-Ecuador.*
- Cristian Fernando Cortés Llerena. (2017). *tecnicas para mejorar el transporte de crudos pesado por oleoductos. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.*
- Dehaghani, A. H. S., & Badizad, M. H. (2016). Experimental study of Iranian heavy crude oil viscosity reduction by diluting with heptane, methanol, toluene, gas condensate and naphtha. *Petroleum*, 2(4), 415–424. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.08.012>
- Delgado, J. G. (2006). *ASFALTENOS COMPOSICIÓN, AGREGACIÓN, PRECIPITACION.*

- Domingo, A. M. (1997). *Apuntes de Mecánica de Fluidos*.
- Farid, M., & Zolkifli, A. Bin. (2014). *CRUDE OIL POUR POINT MEASUREMENT BY USING ROTATIONAL METHOD*.
- García, C. A., Cáceres Rodríguez, O., Enrique Hernández, F., Afanador, L. E., Rodríguez, L., Casallas, P. A., & Cruz, G. (2010). OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CRUDO PESADO CASTILLA. In *Revista Fuentes: El Reventón Energético* (Vol. 8).
- Guerrero-Asmad Piura, C., & de, marzo. (2014). *MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL TRANSPORTE SEGREGADO DE PETRÓLEO A TRAVÉS DE DUCTOS*.
- Hèctor Zamora López, Luis, A., & Galicia, L. (2013). *Determinación de densidad y viscosidad de mezclas que contienen etanol, heptano y decano hasta 363 K y 20 MPa*.
- Jacinto Soto, H. (2006). *Potencial contaminación por cromo en el proceso de refinación del petróleo*.
- Jose Anibal Oñate Morales, R. F. R. N. (2012). *Evaluación de las alternativas de transporte de crudo pesado por*.
- Laurencio Alfonso, H., & Delgado Drubey, Y. (2008). *Influencia de la temperatura en las propiedades reológicas de la emulsión de petróleo pesado*.
- Laurencio Alfonso, H., Gilbert Hernández, A., Rodríguez, S., & El Ejido Sector San Felipe Latacunga -Ecuador, B. (2017). Modelado de la viscosidad aparente de un petróleo crudo de 11°API con comportamiento no newtoniano Modeling of apparent viscosity of a 11° API crude oil with non-Newtonian behavior. In *Revista chilena de ingeniería* (Vol. 25, Issue 4).
- León, E. A. (2011a). DE LA CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS QUÉ ES CLAVE PARA DIAGNOSTICAR LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS. In *Revista Fuentes: El Reventón Energético* (Vol. 9).
- León, E. A. (2011b). DE LA CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS QUÉ ES CLAVE PARA DIAGNOSTICAR LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS. In *Revista Fuentes: El Reventón Energético* (Vol. 9).

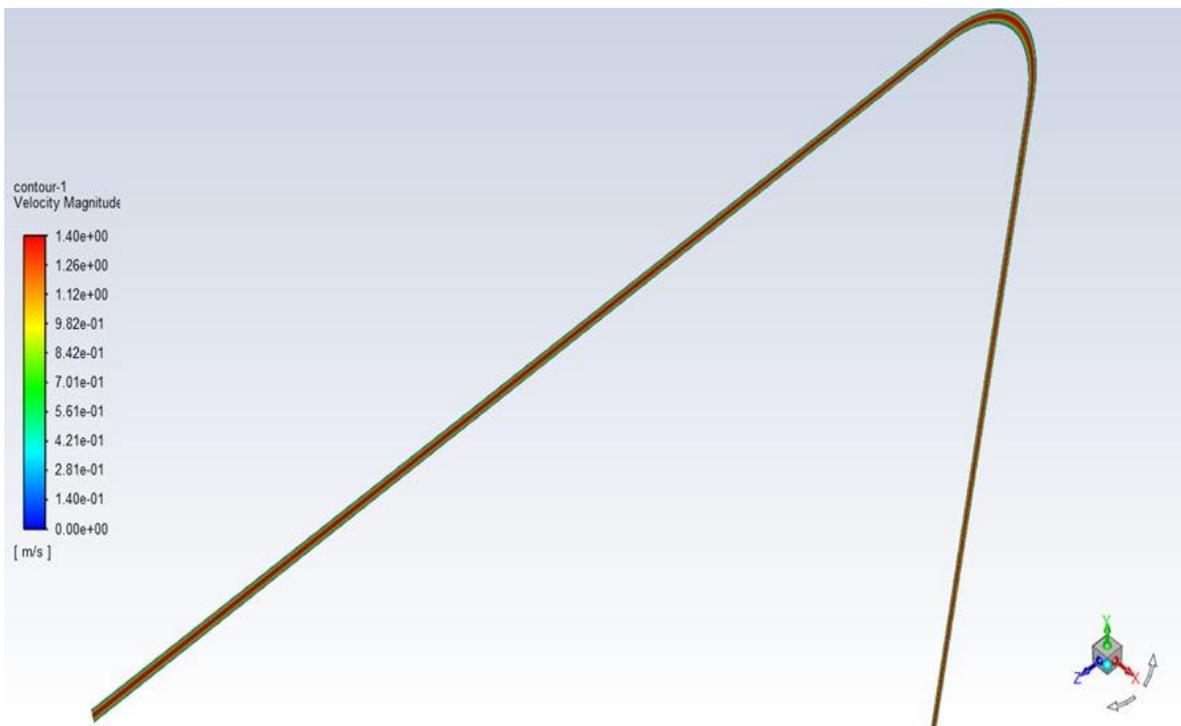
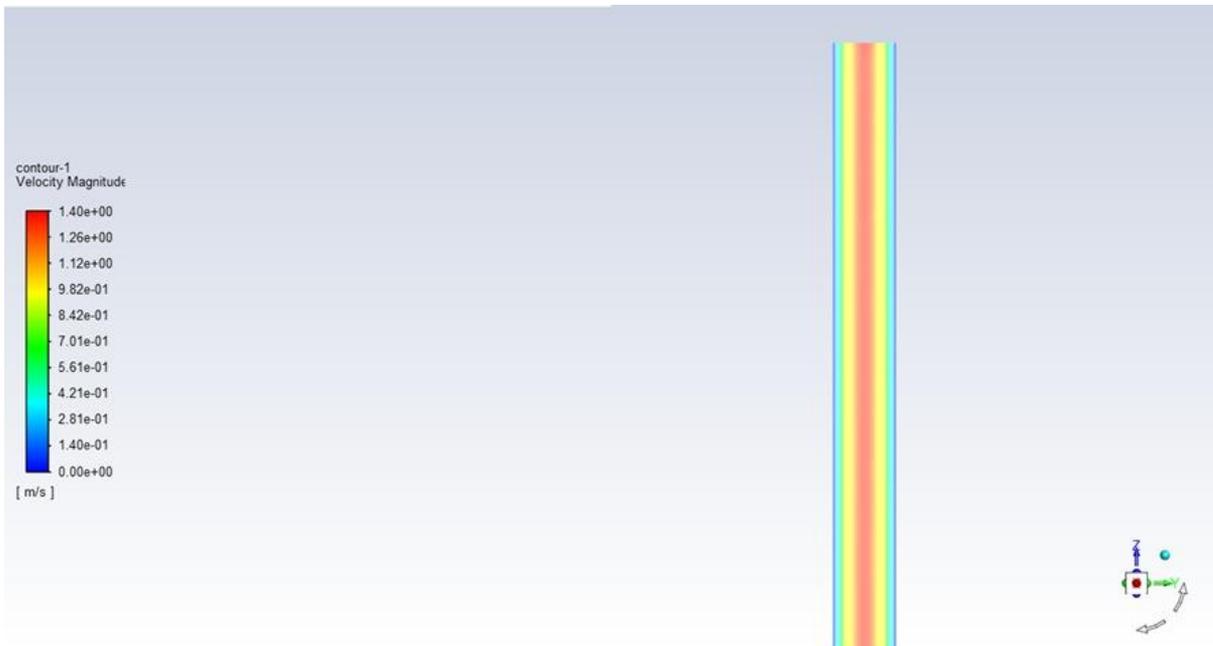
- Lisette Estefanía López Santillán. (2018). *REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA EN EMULSIONES DE CRUDOS PESADOS*.
- Martínez-Palou, R., Mosqueira, M. de L., Zapata-Rendón, B., Mar-Juárez, E., Bernal-Huicochea, C., de la Cruz Clavel-López, J., & Aburto, J. (2011). Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 75(3–4), 274–282. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.11.020>
- MathPro. (2011). *INTRODUCCIÓN A LA REFINACIÓN DEL PETRÓLEO Y PRODUCCIÓN DE GASOLINA Y DIÉSEL CON CONTENIDO ULTRA BAJO DE AZUFRE*. [www.mathproinc.com](http://www.mathproinc.com)
- Pablo Rosero Reyes. (2012). *DESARROLLO DE UN ALGORITMO Y PROGRAMA EN MATLAB PARA SISTEMATIZAR Y AUTOMATIZAR UN MODELO DIGITAL HIDRODINÁMICO EN ESTADO ESTABLE DE UN OLEODUCTO PARA TRANSPORTE DE CRUDO LIVIANO*”.
- Pfeiffer, J. Ph., & Saal, R. N. J. (1940). Asphaltic Bitumen as Colloid System. *The Journal of Physical Chemistry*, 44(2), 139–149. <https://doi.org/10.1021/j150398a001>
- Piedra, V., Salvador, M., Guzmán, L., Santos, R., & Chango, J. I. (2020a). Estudio de la Viscosidad en un Crudo Aditivado con Dispersantes y Disolventes Asfálticos. *Revista Politécnica*, 46(2), 7–20. <https://doi.org/10.33333/rp.vol46n2.01>
- Piedra, V., Salvador, M., Guzmán, L., Santos, R., & Chango, J. I. (2020b). Estudio de la Viscosidad en un Crudo Aditivado con Dispersantes y Disolventes Asfálticos. *Revista Politécnica*, 46(2), 7–20. <https://doi.org/10.33333/rp.vol46n2.01>
- Praveen Kumar, Satish Kumar, & Jashanpreet Singh. (2017). Rheological and Computational Analysis of Crude Oil Transportation. *International Journal of Mechanical, Industrial and Aerospace Sciences*, 11(2517–9950).
- Rica, C., Samaniego, B., Augusto, C., Rojas, C., Miguelina, A., Ramos De Leone, ;, Rodulfo, C., & Luis, A. (n.d.). *Ingeniería. Revista de la Universidad de*. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=44170539001>

- Roberto Arguelles. (2013). *METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD DE ACEITES MEDIANTE UN ARREGLO ÓPTICO.*
- Rodríguez J, Ortiz A, Figuera R, Orfila L, Molina J.W, & Molina F. (2020). CARACTERIZACIÓN DE LA VISCOSIDAD Y SU COMPORTAMIENTO EN LOS PROCESOS TERMICOS APLICADOS EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS. *Thermal Oil Recovery. Nakasawa Mining & Energy LTD.*  
<https://www.nakasawaresources.com/wp-content/uploads/2020/07/2020-012-VISCOSIDAD-THERMAL-RECOVERY.pdf>
- Rodriguez J, Ortiz A, Figuera R, Orfila L, Molina J.W, Molina JD, & Molina F. (2020). *VISCOSIDAD-THERMAL-RECOVERY.*
- Rosa Muñoz Pinto. (2020). *SIMULACIÓN APLICADA PARA EL ANÁLISIS PREVIO DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO, DURANTE SU TRANSPORTE EN LÍNEAS DE TUBERIA.*
- Xialin Chen, & Yijun Liu. (2015). *Finite Element Modeling and Simulation with ANSYS Workbench.*
- Y. Nakasone, S. Yoshimoto, & T.A. Srolarski. (2006). *Engineering Analysis With ANSYS Software.*

# ANEXOS

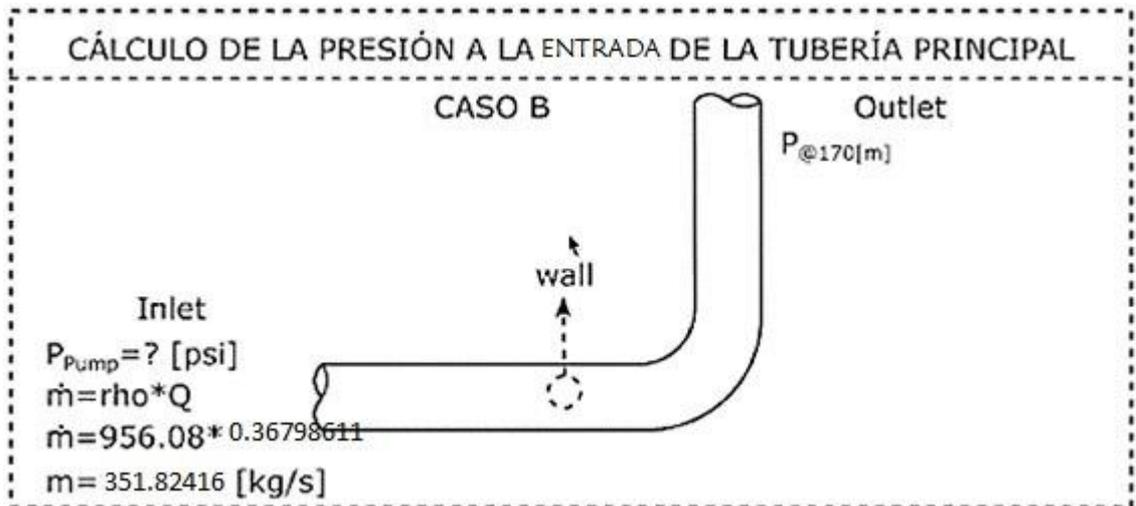
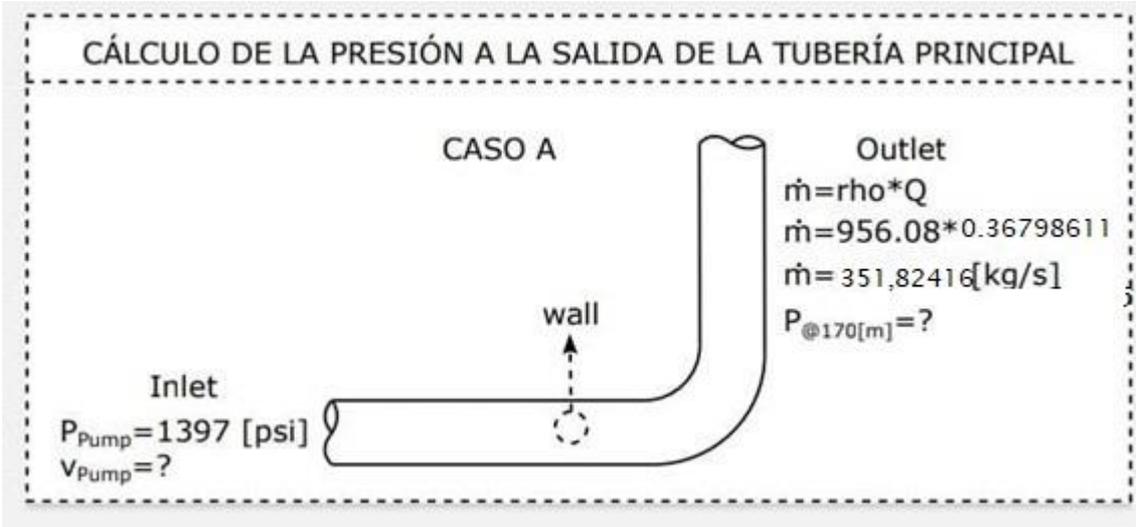
# ANEXO A

## Solución de las velocidades calculadas en el Caso A



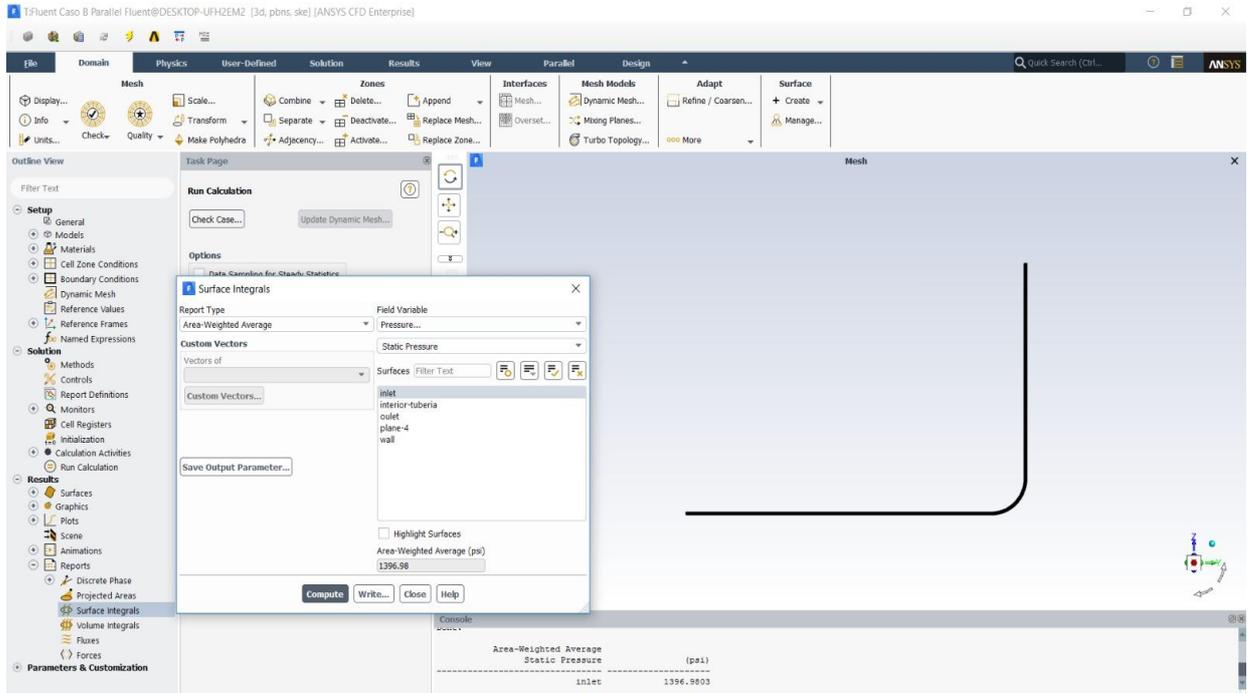
# ANEXO B

## Casos usados en la simulación en Ansys



# ANEXO C

## CALCULO DE LA PRESION EN LA ENTRADA EN EL CASO B



# ANEXO D

## MUESTRA DE CRUDO DEL OCP



## ANEXO E

### ADITIVOS USADOS DURANTE LOS ENSAYOS



## ANEXO F

### PRUEBA DEL HIDROMETRO



## ANEXO G

### PRUEBA DE VISCOSIDAD



## ANEXO H

### DESTILACION DEL CRUDO



### RESULTADO DE LA DESTILACION

