



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

**TEMA:** "DISEÑO DE FACILIDAD DE SUPERFICIE PARA EL  
TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS DESDE LA ESTACIÓN  
TIPISHCA HASTA LA ESTACIÓN CENTRAL CUYABENO, BLOQUE  
58"

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR (ES):**

**JOEL FABRICIO RODRIGUEZ GRANADO**

**TUTOR:**

**ING. EDISON BRITO ÁVILA, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2025**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

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

**TEMA:**

“DISEÑO DE FACILIDAD DE SUPERFICIE PARA EL  
TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS DESDE LA ESTACIÓN  
TIPISHCA HASTA LA ESTACIÓN CENTRAL CUYABENO,  
BLOQUE 58”

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

JOEL FABRICIO RODRIGUEZ GRANADO

**TUTOR:**

ING. EDISON BRITO ÁVILA, MSc.

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2025**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



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



**ING EDISON BRITO ÁVILA,**  
**MS.c.**  
DOCENTE TUTOR



**ING. SADI ITURRALDE, MS.c.**  
DOCENTE ESPECIALISTA



**ING. CARLOS MALAVÉ, MS.c.**  
DOCENTE DE LA GUÍA UIC



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

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo en primer lugar a mi Dios en quién tengo puesto mi confianza y fe inquebrantable, quien me ha dado lo más importante en mi vida y en quien confié ciegamente.

A mi amada esposa Dagmar Borbor por brindarme todo su apoyo, por ser mi fortaleza, mi apoyo, mi consuelo, por ser mi ejemplo por seguir y mi motivo para mejorar y superarme cada día.

A mis hijos quienes son el motivo de superación por quienes haría hasta lo imposible con el fin de ser testigo de su felicidad.

A mi madre quien fue durante todos los años de formación académica la persona más influyente en mi vida la persona que más ayuda me brindo y quien no está presente físicamente pero seguramente estará observando desde el cielo.

A mi padre quien me inculco los valores y principios que me han ayudado a superar cada obstáculo de mi vida y me ha motivado a dar lo mejor de mí.

A mis hermanos quien siempre me han aconsejado en pro de mejorar.

A mis cuñados y cuñadas que de una u otra manera han sido un pilar de fortaleza y ayuda durante todos estos años.

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**Diseño de facilidad de superficie para el transporte de crudos pesados desde la estación Tipishca hasta la estación central cuyabeno, bloque 58**” elaborado por el estudiante Joel Fabricio Rodriguez Granado, egresado de la carrera de Ingeniería En Petróleo, 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 2% de la valoración permitida.



## Tesis Joel Fabricio Rodriguez Granado

3%  
Textos  
sospechosos

2% Similitudes  
0% similitudes entre comillas  
0% entre las fuentes mencionadas  
< 1% Idiomas no reconocidos  
0% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: Tesis Joel Fabricio Rodriguez Granado.docx  
ID del documento: 1b9e4b9fc24c86bd9cda3957a5476cce95489f66  
Tamaño del documento original: 68,64 kB  
Autores: []

Depositante: EDISON ANDRÉS BRITO AVILA  
Fecha de depósito: 3/12/2024  
Tipo de carga: interface  
fecha de fin de análisis: 3/12/2024

Número de palabras: 10.410  
Número de caracteres: 66.333



Firmado electrónicamente por:  
EDISON ANDRES BRITO  
AVILA

Ing. Edison Brito Ávila, (MS.c)

# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

**Lcda. Gina Parrales Loor, Mg.**

**N° de Registro Lic. Ciencias de la Educación: 1030-02-11779**

**N° de Registro Psicopedagogo: 1030-02-11841**

**Contacto: 0981579451**

**Correo Electrónico: ginaparralesloor@gmail.com**

## CERTIFICACIÓN REVISIÓN ORTOGRÁFICA

Licenciada GINA BRENDA PARRALES LOOR, Magister y Docente en los niveles de Educación Básica, Bachillerato y Educación Superior, tengo a bien **CERTIFICAR**; la revisión de la redacción, estilo y ortografía del Trabajo de Integración Curricular elaborado por JOEL FABRICIO RODRIGUEZ GRANADO, previo a la obtención del título de **Ingeniero en Petróleo**

TEMA: "DISEÑO DE FACILIDAD DE SUPERFICIE PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS DESDE LA ESTACIÓN TIPISHCA HASTA LA ESTACIÓN CENTRAL CUYABENO, BLOQUE 58"

Trabajo de investigación que ha sido escrito de acuerdo con las normas ortográficas y de sintaxis vigentes.

La Libertad, 17 de enero de 2025

**GINA BRENDA  
PARRALES  
LOOR**

Firmado digitalmente por GINA BRENDA  
PARRALES LOOR  
DN: cn=GINA BRENDA PARRALES  
LOOR o=CC P=QUITO e=GINA  
CENTRAL DEL ECUADOR  
o=ENTIDAD DE CERTIFICACION DE  
INFORMACIONES CBCE  
Motivo: Soy el autor de este documento  
Ubicación:  
Fecha: 2025-01-17 17:45:05:00

**Lcda. Gina Parrales Loor, Mgtr..  
C.I. 0909135352**

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Joel Fabricio Rodriguez Granado-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Diseño de facilidad de superficie para el transporte de crudos pesados desde la estación Tipishca hasta la estación central cuyabeno, bloque 58”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo 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,

A handwritten signature in blue ink, reading "Joel Rodriguez", is written over a horizontal line.

Joel Fabricio Rodriguez Granado

C.I. 0926054289

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. MS.c.

Edison Brito Ávila

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**Diseño de facilidad de superficie para el transporte de crudos pesados desde la estación Tipishca hasta la estación central cuyabeno, bloque 58**” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo elaborado por el Sr/a. Joel Fabricio Rodriguez Granado-, egresado de la carrera de Petróleo, 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.



firmado electrónicamente por:  
EDISON ANDRES BRITO  
AVILA

---

Ing. Edison Brito Ávila M.S.C

TUTOR

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por ser mi guía y fortaleza en cada momento de mi vida, por iluminar mi mente y entendimiento y darme la fortaleza en cada etapa de este tortuoso camino.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias De La Ingeniería por darme la oportunidad de formarme académicamente en esta prestigiosa Institución.

A mi amada esposa Dagmar Borbor por brindarme el apoyo, el amor y la paciencia durante el proceso de formación académico a lo largo de estos maravillosos años, a mis hijos por ser mi motivación y fortaleza este logro es de todos nosotros.

A mi madre que seguramente está cuidando de nosotros desde el cielo y guiándonos en cada decisión, a mi padre por tantos años de apoyo, por los valores inculcados, por los hábitos impuestos y por guiarme por el camino del bien.

A cada uno de los miembros de mi familia, hermanos, cuñados, cuñadas, suegros que de una u otra manera nos han ayudado a superar dificultades y brindado su apoyo en momentos de penumbra.

Al Ingeniero Fidel Chuchuca por la guía y sabiduría prestada no solo durante los años en los que me impartió clases, sino también por su ayuda durante este proceso de elaboración del presente trabajo.

A todos y cada uno de ustedes porque ayudaron a que esta meta pueda ser cumplida a pesar de los años transcurridos gracias por todo.

# CONTENIDO

## CONTENIDO

DEDICATORIA .....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	iv
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA .....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR .....	vii
AGRADECIMIENTOS.....	viii
LISTA DE FIGURAS.....	xiv
LISTA DE TABLAS .....	xvi
LISTA DE ECUACIONES .....	xviii
LISTA DE ANEXOS .....	xx
CAPITULO I:.....	1
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	2
1.2. ANTEDECENTES.....	3
1.3. HIPÓTESIS.....	4
1.4. OBJETIVOS .....	4
1.4.1. Objetivo general.....	4
1.4.2. Objetivos Específicos .....	4
1.5. ALCANCE .....	5
1.6. VARIABLES .....	5

1.6.1.	<b>Variables Dependientes:</b> .....	5
1.6.2.	<b>Variables Independientes</b> .....	5
<b>CAPITULO II:</b> .....		6
<b>2.</b>	<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	6
2.1.	<b>GENERALIDADES DEL CAMPO</b> .....	6
2.1.1.	<b>Ubicación geográfica</b> .....	7
2.1.2.	<b>Facilidades de superficie existentes</b> .....	8
2.2.	<b>DEFINICIÓN DEL PETRÓLEO</b> .....	12
2.3.	<b>CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO</b> .....	13
2.3.1.	<b>De acuerdo con el tipo de hidrocarburo</b> .....	13
2.3.2.	<b>De acuerdo con su contenido de azufre</b> .....	14
2.3.3.	<b>De acuerdo con su gravedad api</b> .....	14
2.3.4.	<b>De acuerdo con el lugar de origen o crudos de referencia.</b> .....	15
2.4.	<b>DEFINICIÓN DE CRUDOS PESADOS</b> .....	16
2.5.	<b>PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS CRUDOS PESADOS</b> .....	16
2.5.1.	<b>Color</b> .....	16
2.5.2.	<b>Gravedad específica y densidad</b> .....	17
2.5.3.	<b>Viscosidad o resistencia al flujo</b> .....	17
2.5.4.	<b>Peso específico</b> .....	18
2.5.5.	<b>Punto De Inflamación</b> .....	18
2.5.6.	<b>Punto de fluidez</b> .....	18
2.6.	<b>MÉTODO DE MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD.</b> .....	19

2.6.1.	Viscosímetro rotacional.....	19
2.6.2.	Viscosímetro capilar .....	20
2.6.3.	Viscosímetros de pistón o de extrusión.....	21
2.6.4.	Viscosímetros de cuerpo móvil .....	21
2.7.	PARÁMETROS QUE AFECTAN LA VISCOSIDAD.....	22
2.8.	PRECIPITADOS DE LOS HIDROCARBUROS .....	23
2.8.1.	Asfaltenos .....	23
2.8.2.	Parafinas .....	24
2.9.	TRANSPORTE POR OLEODUCTOS .....	25
2.10.	PROBLEMAS OCASIONADOS EN LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES. ....	26
2.11.	TÉCNICAS PARA MITIGAR LAS PROBLEMÁTICAS .....	26
2.11.1.	Dilución .....	27
2.11.2.	Calentamiento .....	28
2.11.3.	Emulsiones .....	28
2.11.4.	Flujo núcleo-anular.....	29
2.11.5.	Reductores de arrastre.....	30
2.12.	FACILIDADES DE SUPERFICIE HA IMPLEMENTAR.....	31
2.12.1.	Calentador de interfase del tanque de lavado (Interfase Heater) ...	31
2.12.2.	Calentadores de crudo (Oil Heaters) .....	32
2.12.3.	Tratadores electroestáticos (Oil Treaters).....	33
2.12.4.	Tanque de almacenamiento de aceite térmico (Therminol Tank) ..	35

2.12.5. Bombas de transferencia de aceite térmico (Head Medium Circulation Pumps) .....	36
2.12.6. Calentadores eléctricos de ajuste (Electric Trim Heaters) .....	36
<b>CAPITULO III:</b> .....	<b>38</b>
<b>3. METODOLOGÍA</b> .....	<b>38</b>
<b>3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	<b>38</b>
3.1.1. Tipo de investigación .....	38
3.1.2. Recopilación de la información .....	38
<b>3.2. SELECCIÓN DE LA RUTA</b> .....	<b>39</b>
3.2.1. Evaluación inicial .....	40
3.2.2. Diseño conceptual del sistema a implementar. ....	40
3.2.3. Dimensionamiento de las facilidades de superficie. ....	40
<b>3.3. Caracterización reológica del crudo</b> .....	<b>40</b>
<b>3.4. PROCESO SELECCIONADO PARA MEJORAR EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE TUBERIAS.</b> .....	<b>41</b>
3.4.1. Dilución .....	42
3.4.2. Calentamiento .....	42
3.4.3. Emulsiones .....	42
3.4.4. Flujo núcleo-anular.....	43
3.4.5. Reductores de arrastre.....	43
<b>3.5. DIMENSIONAMIENTO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE HA IMPLEMENTAR</b> .....	<b>45</b>

3.5.1.	DIMENSIONAMIENTO DEL TRATADOR ELECTROESTATICO. ....	45
3.5.2.	DIMENSIONAMIENTO DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR DE DOBLE TUBO.....	48
4.	CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	56
4.1.	UBICACIÓN ESTRATÉGICA DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE .....	56
4.2.	DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE REQUERIDAS .	57
4.2.1.	Descripción del diseño de facilidades recomendado .....	57
4.2.2.	Presentación del diagrama de facilidades de superficie .....	58
4.3.	PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL DIMENSIONAMIENTO .....	60
4.3.1.	Dimensionamiento del tratador electroestático .....	60
4.3.2.	DIMENSIONAMIENTO DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR DE DOBLE TUBO.....	62
4.4.	ANÁLISIS ECONÓMICO .....	69
5.	CAPITULO V:.....	71
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	71
5.1.	CONCLUSIONES .....	71
5.2.	RECOMENDACIONES .....	72
	BIBLIOGRAFÍA .....	73

## LISTA DE FIGURAS

<b>Ilustración 1</b> Mapa de ubicación del Campo Tipishca, fuente Petroecuador.....	8
<b>Ilustración 2</b> Esquema del tanque de lavado, autor: elaboración propia .....	10
<b>Ilustración 3</b> Esquema de tanque de almacenamiento autor: elaboración propia. ....	11
<b>Ilustración 4</b> Viscosímetro rotacional fuente: <a href="https://grupo-selecta.com/wp-content/uploads/M.80239.00-D.pdf">https://grupo-selecta.com/wp-content/uploads/M.80239.00-D.pdf</a> .....	19
<b>Ilustración 5:</b> Tipos de viscosímetros de vidrio: a) Ostwald, b) Cannon-Fenske, c) Ubbelohde. Fuente: Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, John Wiley & Sons, 2001 .....	20
<b>Ilustración 6</b> Viscosímetro de pistón, fuente: Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, John Wiley & Sons, 2001.....	21
<b>Ilustración 7</b> Representación de la precipitación, floculación y deposición de los asfáltenos. Fuente: “Asfáltenos, un daño severo en yacimientos altamente subsaturados de aceite volátil, El reventón energético, 2011.....	24
<b>Ilustración 8</b> Medios de ayuda al transporte de crudo pesado por oleoducto. Fuente A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines, 2014, Abarasi Hart. ....	27
<b>Ilustración 9</b> Uso de tensioactivo para estabilizar una emulsión. Fuente: Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos. Cristian Cortés, 2017. ....	29
<b>Ilustración 10</b> Configuración del inyector de flujo núcleo-anular. Fuente: A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines, 2014, Abarasi Hart. ....	30
<b>Ilustración 11</b> Clasificación de tipos de reductores de arrastre. Fuente: Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos. Cristian Cortés, 2017. ....	31
<b>Ilustración 12</b> Fuentes de energía implementadas. Fuente: propia.....	32

<b>Ilustración 13</b> Configuración de un calentador de crudo. Fuente: Diseño de intercambiadores de calor, Autor: Ernesto J. Acevedo.....	33
<b>Ilustración 14</b> Esquema de un tratador electroestático. Fuente: Surface Production Operation, Autor: Ken Arnold Stewart, 2008 .....	34
<b>Ilustración 15</b> Componentes del tanque de aceite térmico. Fuente: <a href="http://www.provedoratermica.com">http://www.provedoratermica.com</a> .....	35
<b>Ilustración 17</b> Diagramas de flujo en contracorriente y flujo en paralelo. Fuente: Diseño de equipos de transferencia de calor. Autor, MSC. Pedro Ángeles Chero .....	49
<b>Ilustración 18</b> Esquema de un tubo IPS. Fuente: Diseño de equipos de transferencia de calor. Autor MSC Pedro Ángeles Chero: .....	50

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> Estados de los pozos pertenecientes al campo Tipishca, fuente Petroecuador ..	6
<b>Tabla 2</b> Características de la bota desgasificadora .....	9
<b>Tabla 3</b> Características operacionales del tanque de lavado .....	10
<b>Tabla 4</b> Características de la bomba booster .....	11
<b>Tabla 5</b> Características de las bombas horizontales .....	12
<b>Tabla 6</b> Elementos de composición general del petróleo Fuente “Strahler. Geología física, 1992” .....	12
<b>Tabla 7</b> Clasificación del petróleo de acuerdo con su gravedad °API. ....	15
<b>Tabla 8</b> Caracterización reológica de un crudo pesado del oriente ecuatoriano. Fuente: Petroecuador EP .....	41
<b>Tabla 9</b> Ventajas y desventajas del proceso de dilución. Fuente: Elaboración propia. ....	42
<b>Tabla 10</b> Ventajas y desventajas del proceso de calentamiento. Fuente: Elaboración propia. ....	42
<b>Tabla 11</b> Ventajas y desventajas del proceso de formación de emulsiones. Fuente: Elaboración propia. ....	43
<b>Tabla 12</b> ventajas y desventajas del proceso de implementación de flujo núcleo-anular. Fuente: Elaboración propia .....	43
<b>Tabla 13</b> ventajas y desventajas del proceso de implementación de reductores de arrastre. Fuente: Elaboración propia .....	43
<b>Tabla 14</b> Constante "C" para tipos de corrientes, fuente: Parámetros de comparación y dimensionamiento de tratadores térmicos y electrostáticos. Autor. Yury Collazos.....	48
<b>Tabla 15</b> Datos iniciales para el dimensionamiento del tratador electroestático, Fuente: Petroecuador EP .....	60

<b>Tabla 16</b> Constante "C" para tipos de corrientes, fuente: Parámetros de comparación y dimensionamiento de tratadores térmicos y electrostáticos. Autor: Yury Collazos.....	62
<b>Tabla 17</b> Datos iniciales para el diseño del intercambiador de calor. Fuente: Petroecuador EP .....	62
<b>Tabla 18</b> Propiedades físicas de los fluidos involucrados en el proceso. Fuente: elaboración propia.....	64
<b>Tabla 19</b> Dimensiones de las tuberías empleadas. Fuente: Manual de tablas y gráficos para diseño de intercambiadores de calor. Autor: MSC Pedro Ángeles Chero. ....	64

## LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1.....	17
Ecuación 2.....	20
Ecuación 3.....	22
Ecuación 4.....	45
Ecuación 5.....	46
Ecuación 6.....	46
Ecuación 7.....	46
Ecuación 8.....	46
Ecuación 9.....	46
Ecuación 10.....	47
Ecuación 11.....	47
Ecuación 12.....	48
Ecuación 13.....	49
Ecuación 14.....	49
Ecuación 15.....	49
Ecuación 16.....	51
Ecuación 17.....	51
Ecuación 18.....	51
Ecuación 19.....	51
Ecuación 20.....	51
Ecuación 21.....	51

Ecuación 22.....	52
Ecuación 23.....	52
Ecuación 24.....	52
Ecuación 25.....	52
Ecuación 26.....	52
Ecuación 27.....	53
Ecuación 28.....	53
Ecuación 29.....	53
Ecuación 30.....	53
Ecuación 31.....	53
Ecuación 32.....	54
Ecuación 33.....	54
Ecuación 34.....	54
Ecuación 35.....	54
Ecuación 36.....	54
Ecuación 37.....	54
Ecuación 38.....	54

## LISTA DE ANEXOS

<b>Anexo 1</b> Capacidad de los tratadores electrostáticos .....	78
<b>Anexo 2:</b> Calores específicos de hidrocarburos líquidos de acuerdo con su temperatura. .....	79
<b>Anexo 3:</b> Conductividades térmicas de hidrocarburos líquidos .....	80
<b>Anexo 4:</b> Curva de transferencia de calor lado de tubos. ....	81
<b>Anexo 5:</b> Diagrama de flujo donde el fluido frío circula por el interior del tubo de dos intercambiadores de calor dispuestos en serie.....	82
<b>Anexo 6</b> Dimensiones de tuberías de acero IPS .....	83
<b>Anexo 7:</b> Propiedades típicas del Therminol VP-1 .....	84
<b>Anexo 8:</b> Propiedades del líquido del fluido de transferencia de calor Therminol VP-1 según la temperatura .....	85
<b>Anexo 9:</b> Hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el dimensionamiento del tratador electrostático. ....	86
<b>Anexo 10:</b> hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el dimensionamiento del tratador electrostático. ....	87
<b>Anexo 11:</b> hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el diseño del intercambiador de calor.....	88
<b>Anexo 12:</b> hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el diseño del intercambiador de calor.....	89
<b>Anexo 13:</b> hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el diseño del intercambiador de calor.....	90
<b>Anexo 14:</b> hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el diseño del intercambiador de calor.....	91
<b>Anexo 15:</b> Tabla de amortización del tratador electrostático .....	92

<b>Anexo 16:</b> Tabla de amortización del intercambiador de calor de doble tubo.....	93
<b>Anexo 17:</b> Tabla de amortización de los calentadores eléctricos.....	94
<b>Anexo 18:</b> Tabla de amortización del tanque de recolección de aceite térmico.....	95

**“DISEÑO DE FACILIDAD DE SUPERFICIE PARA EL  
TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS DESDE LA ESTACION  
TIPIHCA HASTA LA ESTACION CENTRAL CUYABENO,  
BLOQUE 58”**

**Autor:** Joel Fabricio Rodriguez Granado

**Tutor:** Edison Andrés Brito Ávila

## **RESUMEN**

En el siguiente trabajo de titulación, se realizó un diseño de facilidades de superficie para optimizar el proceso de transporte de crudos pesados en la estación Tipishca, se realizó un estudio de las generalidades del campo con el objetivo de conocer cada una de sus características además se procuró la obtención de datos correspondientes al crudo promedio procesado, con el objetivo de seleccionar el método más idóneo a implementar para mitigar las problemáticas ocasionadas por el traslado de crudo pesado mediante tuberías.

La comercialización del crudo tiene como destino final la destilación en refinerías. Con el objetivo de poder efectuar el mencionado proceso, exige determinadas condiciones en calidad del petróleo, tales como a fin de cumplir estas exigencias se hace necesaria la implementación de equipos especializados tales como intercambiadores de calor, tratadores electrostáticos, calentadores.

Para comprobar que el diseño sea viable y óptimo se realizó el dimensionamiento de las facilidades de superficie añadidas al proceso ya existentes para de esta manera garantizar el éxito de la propuesta.

Se llegó a la conclusión dado los incisos estudiados que el proceso de calentamiento es el método indicado dadas las condiciones tanto del campo como propias del crudo.

**PALABRAS CLAVE:** Facilidades de superficie, intercambiador de calor, tratador electrostático, dimensionamiento.

# "DESIGN OF SURFACE FACILITIES FOR HEAVY CRUDE TRANSPORTATION FROM TIPISHCA STATION TO CENTRAL CUYABENO STATION, BLOCK 58"

**Author:** Joel Fabricio Rodriguez Granado

**Tutor:** Edison Andrés Brito Ávila

## **ABSTRACT**

In this thesis, a design of surface facilities was developed to optimize the transportation process of heavy crude oil at Tipishca station. A study of the general characteristics of the field was conducted to understand its specific features. Additionally, data regarding the average processed crude were obtained to select the most suitable method to mitigate the challenges posed by the transportation of heavy crude through pipelines.

The ultimate goal of crude oil commercialization is distillation at refineries. To enable this process, certain quality conditions of the oil must be met. To meet these requirements, the implementation of specialized equipment, such as heat exchangers, electrostatic treaters, and heaters, is necessary.

To ensure the proposed design is viable and efficient, the new surface facilities were sized and integrated with the existing process infrastructure. This approach guarantees the success of the proposal.

It was concluded that, based on the studied parameters, the heating process is the most suitable method given both the field conditions and the crude's characteristics.

**KEYWORDS:** Surface facilities, heat exchanger, electrostatic treater, sizing.

# **CAPITULO I:**

## **1. INTRODUCCIÓN**

Al principio de la industria petrolífera, el petróleo generalmente se refinaba cerca del lugar de producción. A medida que la demanda fue en aumento, se consideró más conveniente transportar el crudo a las refinerías situadas en los países consumidores.

Las tuberías de petróleo crudo comunican los depósitos de almacenamiento de los campos de extracción con los depósitos costeros o, directamente, con los depósitos de las refinerías. (Novillo, 2015)

Es bien conocido que la producción de hidrocarburos pesados tiene que ir de la mano con la innovación o mejoras de herramientas existentes a fin de optimizar su transporte, es necesario implementar un incremento en la movilidad a fin de que el crudo llegue a su destino (los centros de procesos) de forma eficaz.

El transporte de hidrocarburos de alta viscosidad en una red de tuberías representa un gran reto técnico para la industria, ya que la movilización de crudos pesados por tuberías conlleva los siguientes problemas (Palacio Rodriguez & Guzman R. &, 2017):

- Incremento de las operaciones y de la capacidad de bombeo requeridas
- Incremento de los costos energéticos, ambientales y económicos
- Incremento de los riesgos de rupturas y fallos a causa de las sobrepresiones.

(Palacio Rodriguez & Guzman R. , 2017)

La manera conveniente de llevar a cabo el transporte de los hidrocarburos es a través de las tuberías. Sin embargo, para transportar crudos pesados y extrapesados, la caída de presión en la tubería debe ser mínima, con el fin de disminuir la energía requerida para impulsar el crudo a lo largo de toda la línea. No obstante, es una tarea complicada porque la tecnología de transporte por tubería está aplicada generalmente para crudos livianos e intermedios. (Camacho, 2014)

Por tales motivos en el presente trabajo se pretende implementar un diseño de facilidad de superficie que nos permita optimizar y agilizar el transporte de crudo pesado tomando en cuenta todos los parámetros, variables y requerimientos estipulados a fin de encontrar el mejor escenario tanto en rendimiento operacional y viabilidad económica.

En el presente proyecto se analizará cada uno de los métodos aplicados para mitigar las principales problemáticas ocasionadas por el transporte de hidrocarburos pesados mediante tuberías, con el fin de elegir el método más viable tomando en cuenta las características del terreno, las propiedades del crudo, y los equipos disponibles.

## **1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

El problema por resolver corresponde a diseñar un trazado de un sistema de transporte que conecte desde la estación Tipishca hasta la estación central Cuyabeno ubicado en el bloque 58, donde se deben analizar variables y procesos inherentes al transporte de crudo pesado, entre estos tenemos: características del crudo, equipos para impulsión, válvula de control de presión, válvulas de regulación, válvulas de seguridad, etc. cuyas especificaciones sean las idóneas para garantizar la efectividad y eficacia del transporte del crudo pesado.

Es bien conocido que el crudo pesado constituye una parte importante tanto en las reservas como en la producción de hidrocarburos en el Ecuador, es de vital interés conocer cada una de las propiedades reológicas de dicho crudo a fin de obtener las condiciones óptimas de traslado, de esta forma evitando pérdidas innecesarias de esfuerzo por ende optimizar los recursos.

Se busca tomar en consideración cada uno de los métodos existentes para facilitar el transporte del crudo pesados tales como los métodos químicos, físicos y mecánicos teniendo en cuenta cada una de las herramientas y equipos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y la viabilidad del proyecto.

Es fundamental conocer el comportamiento que los accesorios tienen ante el del método escogido, tales como la potencia necesaria de las bombas para optimizar el transporte, las especificaciones de las válvulas reductoras, las estipulaciones de diámetro de tubería a fin de garantizar el correcto funcionamiento del diseño.

Se debe tomar en cuenta los desafíos logísticos operativos y conceptuales que el uso del método escogido puede ocasionar al ser implementados, no solo en la obtención de las facilidades de superficie sino también en el correcto uso de estos, por ende, se necesita un estudio minucioso para determinar la compatibilidad de los equipos con las características del crudo a las condiciones específicas presentes en el campo escogido.

## **1.2. ANTEDECENTES**

EP PETROECUADOR es la empresa pública petrolera del Ecuador, la cual es la responsable de la exploración, transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización de los hidrocarburos en el país, dicha empresa gestiona una amplia red de operaciones que incluye campos petroleros, refinerías, oleoductos y gaseoductos, PETROECUADOR tiene a cargo 25 bloques petroleros entre los cual se encuentra contemplado el bloque 58 conocido como Cuyabeno.

La estación Tipishca se encuentra ubicada en la región Amazónica, para ser más específico al Noreste de la cuenca Amazónica en la provincia de Sucumbíos y al sur de la frontera con Colombia, esta estación esta encargada de recopilar, registrar y monitorear la producción de los campos, Tipishca, Blanca y Vinita. (Espin L. F., 2013)

Debido al aumento en la producción de crudos pesados y la falta de facilidades de superficie y equipo óptimo para el correcto traslado del crudo se convierte en una necesidad imperiosa realizar el estudio pertinente a fin de determinar el método adecuado a fin de mitigar las principales problemáticas causadas por el transporte de crudo pesados por tuberías.

Se debe tomar en cuenta la distancia que existe entre la estación Tipishca hasta la estación central Cuyabeno ubicado en el bloque 58, además de las características propias del terreno.

Se busca la optimización del transporte a través de una serie de procesos y acciones que permiten evaluar un escenario hipotético tomando en cuenta un tramo definido, mediante el uso de los implementos, procesos y herramientas pertinentes los cuales nos permiten:

- Prevenir el colapso de los ductos debido a la sobrepresión.
- Mitigar la pérdida de energía ocasionadas por la fricción.
- Hallar las especificaciones y estipulaciones ideales para cada una de las secciones e instrumentación inmiscuidas en todo el recorrido del producto (Alfredo, 2018)

### **1.3. HIPÓTESIS**

Determinar la factibilidad del diseño de un sistema de transporte de crudo pesado mediante tuberías y que permita el bombeo en condiciones económicas conociendo las propiedades del crudo y el uso de los equipos adecuados aplicables en el campo de estudio con la muestra de crudo obtenido.

### **1.4. OBJETIVOS**

#### **1.4.1. Objetivo general**

Diseñar un esquema de facilidades de superficie eficiente que permita la optimización del transporte de crudo pesado ecuatoriano que abarca desde la estación Tipishca a la estación central Cuyabeno, bloque 58

#### **1.4.2. Objetivos Específicos**

- Identificar las características principales de un crudo pesado promedio del oriente ecuatoriano.

- Diseñar un esquema de tuberías con sus equipos de bombeo y control de flujo.
- Dimensionar cada una de las facilidades implementadas con el fin de optimizar el diseño.
- Evaluar económicamente los escenarios del diseño.

## **1.5. ALCANCE**

El alcance de la investigación pretende:

- Establecer los modelos y ecuaciones utilizadas para el diseño de un sistema de transporte para crudo pesado que abarca desde la estación Tipishca a la estación central Cuyabeno, bloque 58.
- Encontrar la mínima cantidad y ubicación de equipos para optimizar el transporte de crudo pesado por un oleoducto secundario.

## **1.6. VARIABLES**

### **1.6.1. Variables Dependientes:**

- Diámetro del ducto
- Presión de bombeo
- Tipo y ubicación de válvulas
- Presión de arribo
- Ubicación de marcos H
- Ángulos de curvatura

### **1.6.2. Variables Independientes**

- Viscosidad del crudo.
- Punto de fluidez.
- Cotas de elevación.

## CAPITULO II:

### 2. MARCO TEÓRICO

#### 2.1.GENERALIDADES DEL CAMPO

El campo Tipishca pertenece al bloque 58, se descubrió por la compañía City Oriente Limited en el año 1998, siendo el primer pozo perforado el Tipishca-01.

En los primeros 3 años se perforaron alrededor de 6 pozos de desarrollo en este campo, delimitando sus fronteras. (Espin L. F., 2013)

Actualmente la estación Tipishca cuenta con 40 pozos perforados entre los cuales 19 pertenecen al campo Tipishca propiamente.

El petróleo que se produce en la estación luego de pasar por la unidad LACT y ser fiscalizado se bombea hasta interceptar con el Oleoducto Secundario proveniente de la estación Víctor Hugo Rúaless, para ser transportado hasta la Estación Cuyabeno, para posteriormente mediante el Oleoducto Secundario que conecta la estación Cuyabeno con la estación Lago Agrio, con el fin de ser trasladado por el SOTE hasta Esmeraldas. (Espin L. F., 2013)

A continuación, se muestra una tabla detallada de los pozos existentes, su estado actual.

Tabla 1. Pozos existentes en el campo Tipishca.

CAMPO	POZOS	OPERANDO	CERRADOS	ABANDONADOS	PRODUCCIÓN (BPD)
Tipishca	19	4	13	2	26.67
Vinita	15	14	1	-	4,267.14
Blanca	6	1	4	1	68.60

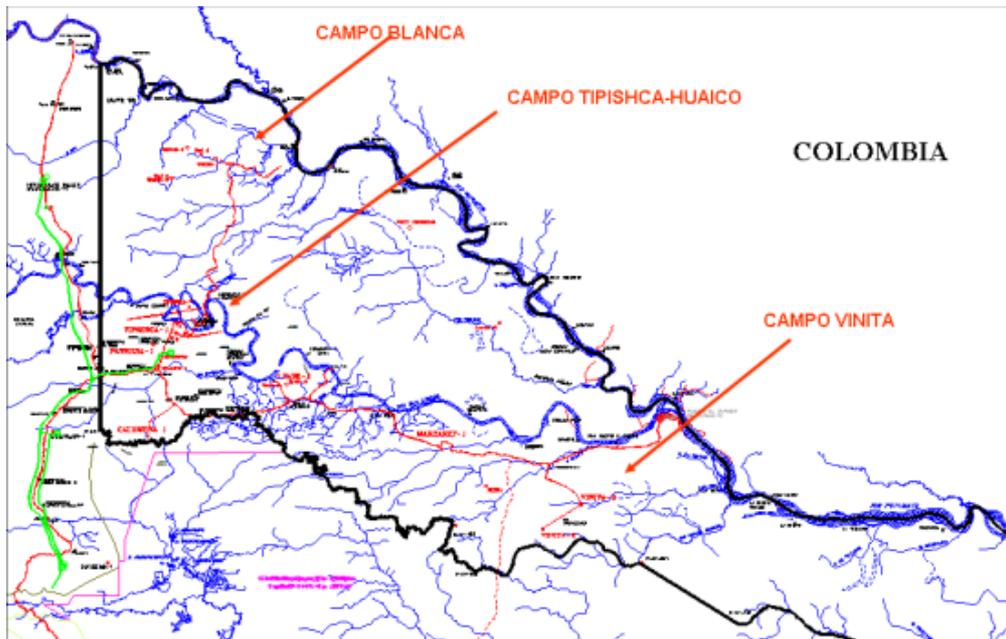
*Tabla 1 Estados de los pozos pertenecientes al campo Tipishca, fuente Petroecuador*

El petróleo que se produce en la estación luego de pasar por la unidad LACT y ser fiscalizado se bombea hasta interceptar con el Oleoducto Secundario proveniente de la estación Víctor Hugo Rúaless, para ser transportado hasta la Estación Cuyabeno, para posteriormente mediante el Oleoducto Secundario que conecta la estación Cuyabeno con la estación Lago Agrio, con el fin de ser trasladado por el SOTE hasta Esmeraldas. (Espin L. F., 2013)

El principal problema o inconveniente encontrado en este campo es el crudo que proviene del campo Vinita, dado su baja densidad API y sus elevados valores de viscosidad además de las faltas de facilidades, se ha optado como solución parcial transportar el crudo desde el campo Vinita hasta la estación Tipishca utilizando tanqueros, a fin de facilitar este transporte se realiza una mezcla con agua caliente, posterior al transporte el crudo se receipta mediante bombas de desplazamiento positivo con el fin de almacenarlas en el tanque de lavado, donde se realiza un proceso de dilución utilizando un hidrocarburo con una densidad API mayor (crudo proveniente del campo VHR el cual posee una densidad API de 32) y de esta manera crear una mezcla que permita facilitar su traslado mediante tuberías, pero debido a la falta de un agitador en el tanque de lavado que permita homogeneizar en cierto porcentaje se vuelve ineficiente el proceso.

### **2.1.1. Ubicación geográfica**

El campo Tipishca se localiza en el bloque 58, en el cantón Putumayo, Provincia de Sucumbíos que es parte de la Región Amazónica Ecuatoriana, colindando con Colombia, al este de la Cuenca Napo.



*Ilustración 1 Mapa de ubicación del Campo Tipishca, fuente Petroecuador.*

### **2.1.2. Facilidades de superficie existentes**

El transporte de crudos pesados representa un gran desafío debido a los altos valores de densidad y viscosidad, por lo tanto, su transporte por tuberías convencionales se vuelve sumamente complicado, por este motivo todas las facilidades, herramientas y equipos han ido evolucionando con el propósito de abordar estos inconvenientes de manera efectiva. Para la implementación de un proyecto viable es necesario conocer y analizar cada una de las facilidades de superficie, equipos y herramientas existentes en el campo de estudio, con el objetivo de optimizar gastos en la inversión inicial y garantizar un tiempo prolongado de ejecución de este, a continuación, se detallan los equipos disponibles.

#### **Bota desgasificadora**

Este campo cuenta con una bota desgasificadora la cual se encarga de la primera etapa de separación entre el gas y el crudo su ubicación es antes del tanque de lavado, usualmente cuenta con una forma cilíndrica el cual se instala de forma vertical, a pesar de que la cantidad de gas que coexiste con el crudo proveniente de este campo es baja se recomienda tener un margen amplio a fin de garantizar su efectividad, en caso de que

exista exceso de gas este se redirecciona para su posterior eliminación en la tea; a continuación se mencionan otras características del equipo en mención. (Soria, 2013)

Tabla 2. Características de la bota desgasificadora.

<b>BOTA DE GAS V-170</b>		
DIÁMETRO	1.828	Mm
ALTURA TOTAL	17.827	Mm
CAPACIDAD	30.000	BPD
PRESION DE DISEÑO	25	Psig
PRESION DE OPERACIÓN	20	Psig
TEMPERATURA DE DISEÑO (MAX)	200	°F
TEMPERATURA DE OPERACIÓN	89	°F

*Tabla 2 Características de la bota desgasificadora*

### **Tanque de lavado**

El tanque de lavado, el cual recibe el fluido directamente de la bota desgasificadora, la mezcla crudo-agua ingresa con el fin de atravesar por la segunda separación, en este tanque se efectúa la deshidratación del petróleo depositando el agua en la parte inferior debido a su densidad, dando lugar al colchón de agua. (Soria, 2013)

Dicho tanque cuenta con una capacidad de 11.000 bls, tiene una forma cilíndrica posee un diámetro de 15.240 mm y una altura de 9.753,6 mm, posee dos válvulas PSV las cuales brindan la protección necesaria ante el problema de sobrepresión. A continuación, se detallan características propias del equipo (Soria, 2013)

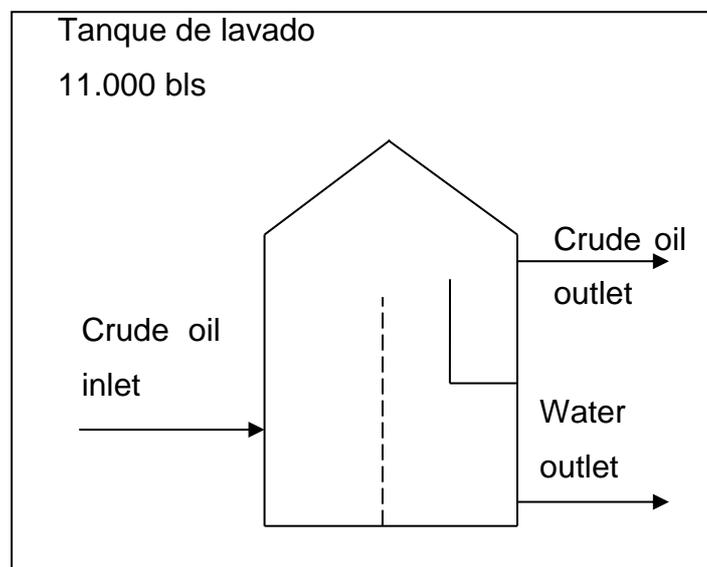
Tabla 3. Características del tanque de lavado

<b>TANQUE DE LAVADO T-780</b>		
Diámetro nominal	15.240	Mm
Capacidad nominal	10.000	Bls
Presión de diseño	8	Onz/Plg <sup>2</sup>
Presión de operación	2	Onz/Plg <sup>2</sup>
Altura nominal	9.763	Mm
Nivel del líquido de diseño	9.754	Mm
Temperatura operación (máx.)	93.3	°C

Temperatura diseño (máx.)	115.5	°C
---------------------------	-------	----

*Tabla 3 Características operacionales del tanque de lavado*

Se conoce que el correcto funcionamiento del tanque de lavado es directamente proporcional con el tiempo de residencia del crudo, del nivel del colchón de agua a fin de garantizar la separación de la mayor cantidad de agua del crudo, dicho tanque cuenta con diferentes tipos de accesorios tales como un baffle de rompimiento de emulsiones, un recipiente interior para crudo limpio, líneas de drenaje de agua, gas y línea de crudo. (Soria, 2013)

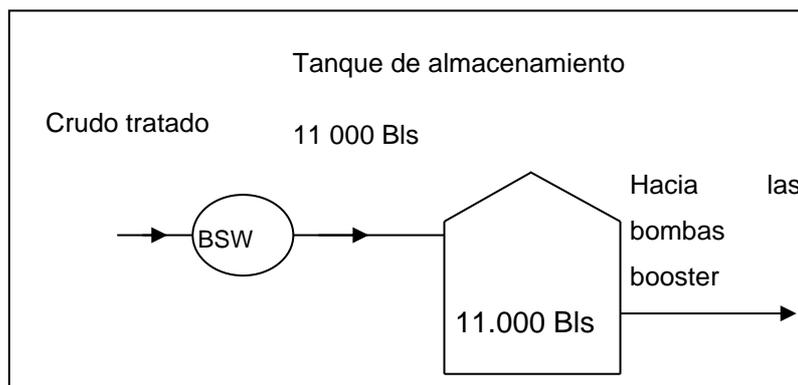


*Ilustración 2 Esquema del tanque de lavado,*

### **Tanque de almacenamiento**

El tanque de almacenamiento es de forma cilíndrica con un diámetro de 15.240 mm y una altura de 9.753,6 mm, su capacidad es de 11.000 bls, al igual que el tanque de lavado posee dos válvulas que actúan como seguridad ante la posible sobrepresión.

Su función principal es la de almacenar el crudo proveniente del tratamiento al que es sometido con el fin de deshidratarlo, para posteriormente ser bombeado a la estación central. (Soria, 2013)



*Ilustración 3 Esquema de tanque de almacenamiento. Fuente: elaboración propia.*

### Bombas booster

Este campo cuenta con dos bombas booster las cuales se encargan de enviar el crudo que se encuentra en el tanque de almacenamiento hacia la unidad “LACT” con el fin de facilitar su fiscalización. (Soria, 2013)

Tabla 4. Características de la bomba booster.

<b>CARACTERISTICAS DE LAS BOMBAS BOOSTER</b>		
Marca	Goulds 3196	
Dimensiones	3x4-13	Pulgadas
Potencia	50	HP
Voltaje	256/460	Volts
Amperaje	36,6/18,38	AMPS
Revoluciones	1750	RPM
Capacidad	438	GPM
Presión de operación	75	Psi

*Tabla 4 Características de la bomba booster*

### Bombas de desplazamiento horizontal

Son bombas centrífugas multietapas dichas bombas se encargan del transporte del crudo hacia la estación central Cuyabeno son marca BALDOR tipo JN-7500 y cuenta con 29 etapas, es accionada por un motor eléctrico que posee las siguientes características.

Tabla 5. Características de las bombas horizontales

<b>CARACTERISITICAS DE LAS BOMBAS HORIZONTALES</b>		
Potencia	600	HP
Voltaje	460	Volts
Amperaje	646	AMPS
Revoluciones	3576	RPM
Capacidad	5000	BPPD
Ciclos	60	
Presión operación	750	Psi

*Tabla 5 Características de las bombas horizontales*

## **2.2.DEFINICIÓN DEL PETRÓLEO**

Está conformado por una mezcla heterogéneas de hidrocarburos orgánicos insolubles en agua, en su composición se presentan gases disueltos en cantidades variables, así como compuestos semisólidos no volátiles. Podemos definir su composición de la siguiente manera. (Strahler, 1992)

Tabla 6. – Elementos de composición general del petróleo

<b>Elemento</b>	<b>Rango de porcentaje(peso)</b>
<b>Carbono</b>	82 - 87%
<b>Hidrógeno</b>	12 - 15%
<b>Azufre</b>	0.1 – 5.5%
<b>Nitrógeno</b>	0.1 - 1.5%
<b>Oxígeno</b>	0.1 – 4.5%

*Tabla 6 Elementos de composición general del petróleo Fuente "Strahler. Geología física, 1992"*

Es importante comprender que no se han encontrado dos yacimientos petrolíferos que posean la misma composición exacta, dado que la misma varía en función al lugar en el cual fue encontrado, debido a que la concentración de los elementos que contiene el petróleo tiende a encontrarse en diferentes proporciones.

## 2.3. CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO

### 2.3.1. De acuerdo con el tipo de hidrocarburo

Los hidrocarburos pueden ser clasificados bajo distintos criterios, entre ellos tenemos de acuerdo con sus características químicas.

- **Parafínicos.**

Están constituidos por aproximadamente un 50% de hidrocarburos saturados y 40% de hidrocarburos parafínicos, es muy fluido y su color es claro, su peso específico es bajo su densidad ronda cerca de los 0.85 gr/cc y posee una fuerte viscosidad, contienen muy poco azufre. (Arzata, 2009)

- **Nafteno-parafínicos.**

Están principalmente constituidos por más de 50% de hidrocarburos saturados y cerca de 40% de hidrocarburos parafínicos-nafténicos, en su composición podemos encontrar pocos fragmentos de azufre, entre un 5 – 15% de resinas y asfaltenos y entre 25 – 40% de hidrocarburos aromáticos. (Arzata, 2009)

- **Nafténicos.**

Están principalmente constituidos por 50% de hidrocarburos saturados y más de 40% de nafténicos, su viscosidad es alta y su coloración oscura, su contenido de parafina está por debajo del 45%. (Arzata, 2009)

- **Asfalténicos.**

Están principalmente constituidos por 50% de hidrocarburos saturados y más de 40% de hidrocarburos asfalténicos, su coloración es muy oscura, son viscosos y su densidad ronda cerca de los 0.95 gr/cc, posee una alta viscosidad y su contenido de azufre y metales son altas. (Arzata, 2009)

### 2.3.2. De acuerdo con su contenido de azufre

- **Amargo**

Se denomina petróleo amargo o agrio cuando su contenido de azufre es mayor a un 1.5%, como consecuencia su proceso de refinación sea más complicado.

- **Medio**

Este se da cuando en el petróleo su contenido de azufre varía entre el 0.5 – 1.5%

- **Dulce**

Se denomina petróleo dulce cuando su contenido de azufre es menos a 0.5%, su proceso de refinación es menor dado su composición.

Cada categoría antes mencionada tiene una fuerte repercusión al momento de determinar la calidad del petróleo, de misma forma estos parámetros influyen la determinación de los precios en los que cada uno de ellos son seteados. (Wauquier, El refino del petróleo , 2004)

### 2.3.3. De acuerdo con su gravedad api

Otra de la forma en la que el petróleo comúnmente se clasifica, es de acuerdo con su densidad relativa o gravedad especifica la cual se expresa en grados °API, los grados API son una unidad creada por el “American Petroleum Institute”. En dicha escala podemos apreciar que mientras más ligero es un petróleo, su calidad API es mayor, a diferencia que cuando más pesado es un petróleo su calidad API disminuye, dejando la clasificación de la siguiente manera. (Alfredo, 2018)Ver tabla 2.

Tabla 7. – Clasificación de acuerdo con su gravedad °API

<b>Petróleo</b>	<b>Gravedad (°API)</b>	<b>Densidad (gr/cc)</b>	<b>Características</b>
Liviano	> 30°	0.87 – 0.83	Se usa para refinar derivados y combustibles
Mediano	22 – 29.9°	0.92 – 0.87	Se usa para combustibles y derivados

Pesado	10 – 21.9°	1.00 – 0.92	Se usa para combustibles y derivados
Extrapesado	< 10°	> 1.00	Se usa para derivados

*Tabla 7 Clasificación del petróleo de acuerdo con su gravedad °API.*

#### **2.3.4. De acuerdo con el lugar de origen o crudos de referencia.**

Los crudos de referenciales se utilizan como una base para calificar a los crudos de acuerdo con su lugar de origen, entre ellos podemos distinguir los siguientes.

- **Brent**

Está catalogado como petróleo crudo ligero (38.3 °API) y dulce (0.37% de contenido de azufre), dicho crudo está compuesto por 15 crudos procedentes de campos de extracción en los sistemas Brent y Ninian de los campos del mar del norte, usualmente se usa para la producción de gasolinas y destilados intermedios. Los crudos que siguen la tendencia marcada por esta clasificación son la producción de crudo de Europa, África Y Oriente Medio. (Suarez, 2015)

- **West Texas Intermediate (WTI).**

Es la mezcla de petróleo crudo ligero (39.6 °API) y dulce (0.24% de contenido de azufre), sirve de referencia para los mercados de derivados de Norteamérica (los campos occidentales de Texas), dado su composición es ideal para la producción de gasolinas. (Suarez, 2015)

- **Dubai**

Este crudo se usa como referencia para la producción del crudo de Asia-Pacífico.

- **Tapis (de Malasia)**

Este crudo se usa como referencia para el crudo ligero del Lejano Oriente. (Suarez, 2015)

- **Minas (de Indonesia)**

Este crudo se usa como referencia para el crudo pesado del Lejano Oriente.  
(Suarez, 2015)

## **2.4.DEFINICIÓN DE CRUDOS PESADOS**

Los crudos pesados son aquellos hidrocarburos que presentan altas densidades y viscosidades, lo cual dificulta los procesos de extracción, producción, transporte y refinación, en comparación con crudos en teoría más ligeros, se puede distinguir 3 grupos importantes. (Alfredo, 2018)

- Crudos pesados
- Crudos extrapesados
- Arenas bituminosas

Los crudos pesados se caracterizan por poseer una gravedad °API que varía entre 10-20, por debajo de los 10 °API se denominan crudos extrapesados y arenas bituminosas, y dado sus propiedades su movilidad es casi nula

Generalmente este tipo de crudos tienen un contenido de azufre elevado, por ende, su potencial de corrosión y su toxicidad lo convierte en un verdadero desafío a tratar.  
(Alfredo, 2018)

## **2.5. PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS CRUDOS PESADOS**

### **2.5.1. Color**

A diferencia de lo que se piensa el petróleo tener una variedad de colores, por transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de marrón y rojo e incluso llegar a tener una coloración oscura. Los crudos livianos tienen altos contenidos de cera y usualmente son de color amarillo. Los crudos pesados y extrapesados son los que generalmente presentan una tonalidad negra, el crudo más liviano a diferencia de los demás tiende a tomar un color blanquecino. (Alfredo, 2018)

### 2.5.2. Gravedad específica y densidad.

Esta propiedad está relacionada con la gravedad específica; mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad, para obtener este parámetro se relaciona la densidad del crudo con la del agua, a través de la gravedad específica del crudo, se utiliza la siguiente ecuación para obtener el valor.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho} - 131.5 \quad \text{Ecuación 1}$$

### 2.5.3. Viscosidad o resistencia al flujo

Es una de las propiedades más importante, la cual incide de forma directa en el flujo de fluidos que se produce a través del medio poroso y en los ductos de producción y transporte, en otras palabras, se puede definir a la viscosidad como la resistencia interna que presenta un fluido al movimiento. Podemos calificar la viscosidad en dos. (Alfredo, 2018)

- **Viscosidad dinámica ( $\mu$ ).** – también denominada viscosidad relativa o absoluta, se puede definir como la resistencia interna de un fluido a dejarse cortar o en otras palabras a una deformación tangencial, la unidad más utilizada es el centipoise (cP), sus valores pueden variar entre menos de 10 cP hasta varios miles de cP. (Alfredo, 2018)
- **Viscosidad cinemática ( $\nu$ ).** – se puede definir como la oposición que presenta un fluido a dejarse cortar por la fuerza de gravedad, es una relación entre la viscosidad absoluta y la densidad del líquido, podríamos decir que entre mayor densidad tenga el líquido, tiene menor viscosidad cinemática. (Alfredo, 2018)

Una de las propiedades más importantes para determinar el comportamiento de la viscosidad de los crudos es la temperatura, dado que a mayor temperatura menor es la viscosidad. (Rodríguez J, 2020)

#### **2.5.4. Peso específico**

Esta propiedad esta influenciada por varios factores físicos además de la composición química que posea el crudo, uno de los parámetros que aumenta el peso específico es el porcentaje de asfalto presente.

#### **2.5.5. Punto De Inflamación**

Se conoce como presión de vapor, podemos definirlos como el conjunto de condiciones físicas de presión y temperatura en el que un vapor tiende a inflamarse debido a una fuente de ignición externa, un fenómeno que se presenta es que después de ser apartada la sustancia a la fuente de calor la misma siga ardiendo. (Wauquier, El refinado del petróleo , 2004)

Los crudos pesados poseen un punto de inflamación mayor que los crudos livianos, la cual se mide en grados Celsius °C O Fahrenheit °F. Podemos determinar el contenido de hidrocarburos ligeros gracias a la medida del punto de inflamación. (Wauquier, El refinado del petróleo , 2004)

#### **2.5.6. Punto de fluidez**

También conocido como punto de congelación, podemos definirla como el punto en el más bajo en su escala de temperatura en el que el crudo tendrá movimiento, en el que su comportamiento cumple con las normas para ser considerado un líquido, y en dado caso que su temperatura siga disminuyendo se aproxima de forma marcada a un estado sólido, este fenómeno ocurre dado que la composición de los crudos de petróleo está dada por componentes que generalmente son no cristalizables. (Wauquier, El refinado del petróleo , 2004)

El tratamiento que los crudos han atravesado antes de la exposición a la temperatura tiene una gran repercusión en el cambio de estado que presente dicho crudo, en otras palabras, se debe tener principal cuidado si el método estudiado para optimizar su transporte

involucrado es un calentamiento del crudo, lo recomendable sería disminuir su punto de fluidez antes de que sea enviado por los ductos, de esta forma eliminando los cristales de parafinas. (Wauquier, El refinado del petróleo , 2004)

Si el crudo se precalienta a una temperatura que sobrepase los ( $100^{\circ}\text{C}$ ), se puede presentar un aumento en la densidad del crudo haciendo su transporte más complicado, debido a que los hidrocarburos ligeros tienden a evaporarse por la exposición al exceso de temperatura. (Wauquier, El refinado del petróleo , 2004)

## **2.6.MÉTODO DE MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD.**

Hay varios métodos para medir la viscosidad entre los más comunes tenemos.

### **2.6.1. Viscosímetro rotacional**

Usualmente se utiliza para medir la viscosidad dinámica, estos instrumentos tienen como método de operación medir la fuerza que se requiere para girar un rotor el cual está sumergido en un líquido a velocidad constante y una temperatura establecida, para medir la viscosidad se determina cual es la fuerza necesaria ( $\text{N}/\text{m}^2$ ) para que las partículas de un material con una velocidad de deformación determinada, en otras palabras el resultado se obtiene midiendo el ratio de la relación existente entre el esfuerzo constante y el gradiente de velocidad. (s.a.u, 2022)

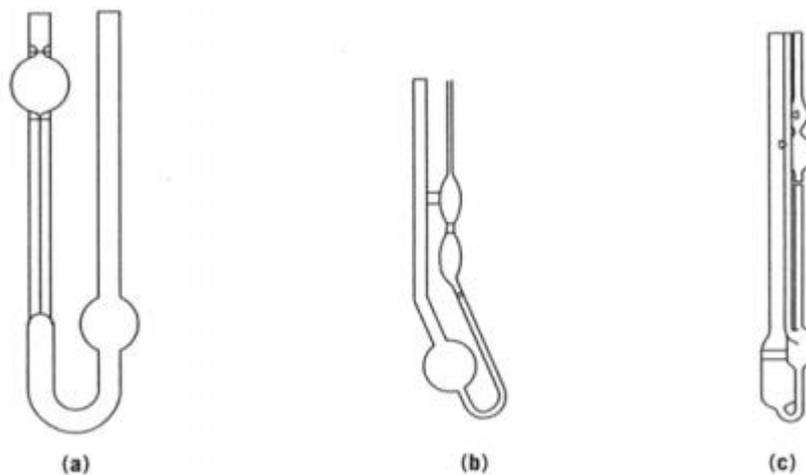


*Ilustración 4* Viscosímetro rotacional fuente: <https://grupo-selecta.com/wp-content/uploads/M.80239.00-D.pdf>

### 2.6.2. Viscosímetro capilar

Usualmente nos ayuda a determinar la viscosidad cinemática de líquidos newtonianos, es uno de los instrumentos más utilizados, la fuerza impulsora es normalmente la fuerza hidrostática del líquido el cual va a ser sometido a la prueba, aunque hay excepciones (fluidos muy viscosos, o fluido no newtonianos) a los cuales se aplica una fuerza externa. (Quesada, 2008)

El diseño utilizado en este tipo de viscosímetros es el de Ostwald, el funcionamiento básico es que el líquido es succionado hasta llegar a una marca superior del depósito que se encuentra a una altura mayor, se deja fluir hasta que atraviesa una marca inferior, poniendo principal énfasis en el tiempo que tarda en llegar de un punto a otro. (Quesada, 2008)



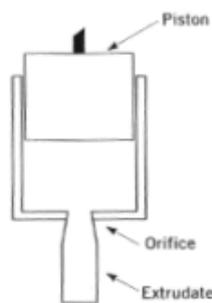
*Ilustración 5: Tipos de viscosímetros de vidrio: a) Ostwald, b) Cannon-Fenske, c) Ubbelohde. Fuente: Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, John Wiley & Sons, 2001*

Se puede obtener la viscosidad utilizando las siguientes ecuaciones, conociendo el término C, el cual es una constante propia del viscosímetro utilizado, en caso de no conocer estos términos se debe calibrar el viscosímetro con fluidos que tengan una viscosidad ya conocida. (Wauquier, El refinado del petróleo , 2004)

$$v = \frac{\eta}{\rho} = C t \quad \text{Ecuación 2}$$

### 2.6.3. Viscosímetros de pistón o de extrusión

Se utilizan usualmente para medir la viscosidad de materiales muy viscosos o de polímero fundidos, su funcionamiento consiste en un depósito el cual se conecta a un tubo capilar, el fluido a estudiar se extruye a través del tubo mediante un pistón el cual aplica un esfuerzo constante, la viscosidad se calcula en base al caudal volumétrico y la pérdida de carga registrada a lo largo del tubo. (Quesada, 2008)



*Ilustración 6* Viscosímetro de pistón, fuente: Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, John Wiley & Sons, 2001

Se obtuvieron otros viscosímetros a partir de este equipo entre los cuales podemos destacar el viscosímetro de tornillo, el cual posee el mismo funcionamiento sustituyendo el pistón por el tornillo. (Quesada, 2008)

### 2.6.4. Viscosímetros de cuerpo móvil

Este tipo de equipos utilizan una esfera, burbuja, disco el cual da la movilidad, en el fluido dando medida de la viscosidad del fluido.

Entre los más conocidos tenemos los de caída de esferas, los cuales son basados en la ley de Stokes, que tiene como principio fundamental la relación producida entre la viscosidad de un fluido y la velocidad de caída del cuerpo. (Quesada, 2008)

El funcionamiento de este equipo es que una esfera cae en el interior del fluido estudiado, la esfera tiene una aceleración hasta que se iguale a una fuerza existente, la fuerza de la gravedad la cual se iguala a la fuerza de rozamiento que ejerce el fluido sobre ella, la ley de Stokes relaciona la viscosidad del fluido mediante la siguiente ecuación. (Quesada, 2008)

$$\eta = \frac{2 r^2 g (d_s - d_l)}{9 v}$$

*Ecuación 3*

Donde:  $r$  es el radio,  $d_s$  es la densidad de la esfera,  $d_l$  es la densidad del líquido y  $v$  es la velocidad de caída. (Quesada, 2008)

## **2.7. PARÁMETROS QUE AFECTAN LA VISCOSIDAD**

- **Composición.** – el tamaño y el tipo de moléculas están relacionados de forma directa con la viscosidad del crudo, aunque no está bien definido el cómo la composición del crudo incide con su viscosidad, podemos inferir que el tamaño de las partículas es proporcional a su viscosidad. (Carlos, 2008)
- **Presión.** – debido a la presencia de la presión la viscosidad se ve afectada de forma exponencial, aunque para presiones que son un poco mayor a la de la atmosférica los cambios tienden a ser bastante pequeños por tal motivo en el uso de la mayoría de los fluidos la presión es un factor que muy poco se toma en consideración. (Carlos, 2008)
- **Temperatura.** – este factor tiene un papel importante al momento de determinar la viscosidad, a medida que esta aumenta las moléculas existentes en un líquido tienden a expandirse y la distancia que existen entre ellas también aumentan, produciendo una disminución en la viscosidad, produciendo una relación inversamente proporcional. (Carlos, 2008)
- **Cantidad de gas disuelto.** – en la mayoría de los casos al adicionar gas a un crudo a una temperatura constante la viscosidad se reduce, dicha reducción se produce debido a que las moléculas que componen el gas pasan a formar parte de la estructura molecular y la distancia que existe entre las moléculas más complejas aumentan, gracias a este fenómeno se reduce la resistencia al movimiento. (Carlos, 2008)

- **Aplicación de cizalla.** – conforme aumenta el tiempo los fluidos expuestos a la una determinada velocidad de cizalla tienden a presentar una variación en su viscosidad. (Carlos, 2008)
- **Presencia de aditivos.** – debido a la implementación de nuevas tecnologías se ha determinado que al añadir aditivos se puede modificar la viscosidad de un crudo, se pueden usar espesante para aumentar la viscosidad, o se pueden usar diluyentes para ayudar a disminuirla. (Carlos, 2008)

## **2.8.PRECIPITADOS DE LOS HIDROCARBUROS**

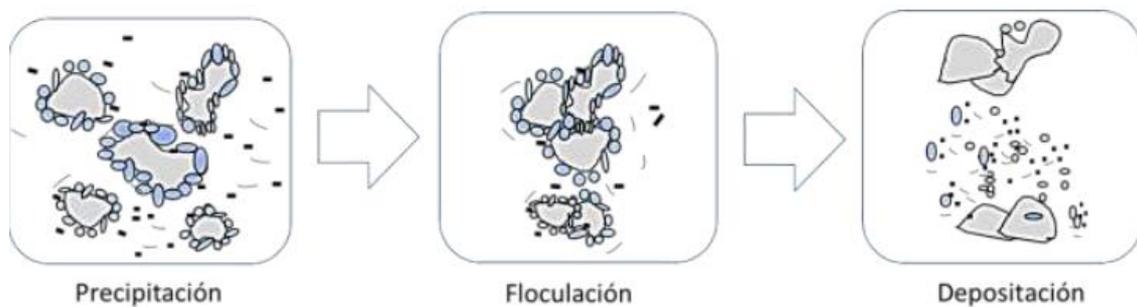
Es de suma importancia mantener un equilibrio entre las fracciones ligeras y las pesadas existentes en el crudo. dicho equilibrio se puede ver afectado por los factores antes mencionados (temperaturas, cambios de presión por mencionar algunos), dando cabida a la precipitación de ceras, asfaltenos y parafinas, los cuales en muchas ocasiones generan obstrucciones en la tubería de producción y las líneas de superficie. (Llerena, 2017)

A continuación, se presenta una breve descripción de las fracciones pesadas del crudo.

### **2.8.1. Asfaltenos**

Son las fracciones más pesadas y no volátiles del crudo, dada su naturaleza es difícil definirlo químicamente, poseen un punto de fusión no definido. Debido a los problemas operacionales que se presentan por la precipitación de los asfaltenos se presume que están relacionados con la solubilidad de estos. (Llerena, 2017)

La precipitación de los asfaltenos se lo puede definir como el proceso mediante el cual los compuestos de dicho origen aparecen en forma insoluble. Debido a las alteraciones que se presentan bajo condiciones operacionales y termodinámicas propias de un sistema, ocasionando la desestabilización del material asfáltico, que se produce debido a la caída de las partículas, ruptura de la emulsión, choque y acumulación de unas sobre otras. (Emiliano Ariza Leon, 2012), en la presente etapa los flóculos se mantienen suspendidos sin generar problemas, al acumularse los flóculos permanecen suspendidos hasta ser arrastrados por la corriente de fluido, hasta ocasionar una deposición, la que se traduce cuando los asfaltenos se adhieren a la tubería. (Llerena, 2017)



*Ilustración 7 Representación de la precipitación, floculación y deposición de los asfaltenos. Fuente: "Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente subsaturados de aceite volátil, El reventón energético, 2011.*

Se ha inferido que la precipitación de los asfaltenos está ligada a la estabilidad de estos, dicha estabilidad está asociada a alteraciones en el balance termodinámico, estas alteraciones en su mayoría se producen debido a cambios físicos ocurridos por; la temperatura, la presión, composición del crudo, factores eléctricos, factores cinéticos, factores químicos, factores de segregación gravitacional entre otros. (Llerena, 2017)

Los inconvenientes más comunes derivados por la deposición de los asfaltenos se evidencian en cada una de las fases y procesos inmiscuidos con la producción, transporte y procesamientos del petróleo, lo cual supone un tema serio con graves consecuencias para la explotación efectivas de yacimientos petroleros, entre los problemas más comunes tenemos: (Llerena, 2017)

- Taponamiento del yacimiento
- Taponamiento en la cara de la formación
- Taponamiento del pozo y equipos de producción
- Taponamiento de líneas de flujo y equipos de superficie (Llerena, 2017)

### **2.8.2. Parafinas**

Al igual que los asfaltenos el proceso de precipitación de las parafinas se ve envuelto por cambios físicos tales como la presión, temperatura, entre otros. Lo cual genera inconvenientes en cada una de las etapas de la producción de hidrocarburos, provocando

daños en la formación, reducción en la permeabilidad de la roca, obstrucción del paso del crudo en la cara de la formación. (Llerena, 2017)

En las facilidades, se presentan problemas tales como: dificulta la correcta separación de agua-aceite en los separadores, tiende a depositarse en el fondo de los tanques de almacenamiento, aumenta los costos de producción debido a los trabajos adicionales en cada uno de los equipos, atrasando la producción.

## **2.9. TRANSPORTE POR OLEODUCTOS**

En la industria petrolera regularmente las distancias que se necesitan recorrer para trasladar el crudo desde el punto de producción hasta las refinerías o centros de comercialización son amplios, la solución más idónea para esta problemática es el transporte mediante oleoductos.

Los oleoductos son la manera más económica para el traslado de cantidades grandes de petróleo, usualmente se implementan tubos de acero u otros materiales con diámetros que rondan entre 30 – 120 centímetros. (Reyes, 2012)

Al pasar de los años se ha ido innovando y mejorando las técnicas de traslado, tratando de optimizar y abaratar costos, constantemente cambiando los materiales utilizados, el diseño utilizado, las normas de seguridad y los protocolos establecidos, debido a la composición de crudo (ceras, parafinas y asfaltenos), las cuales se acumulan dentro de la tubería ocasionando taponamientos y otras problemáticas. (Reyes, 2012)

“El transporte de crudo es más seguro y confiable que en otros métodos, dada su menor repercusión o daño al medio ambiente, más conveniente y versátil para transportar varios productos por el mismo ducto”. (Reyes, 2012)

La mayoría de las ocasiones el crudo debe ser bombeado a través de largas distancias, para lo cual es necesario superar resistencias en ocasiones grandes de naturaleza hidráulica, para lo cual se deben construir un sistema de estaciones de bombeo que

abarque la longitud total de la tubería, el total de tuberías depende del volumen que se requiere bombear por dichos ductos.

## **2.10. PROBLEMAS OCASIONADOS EN LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES.**

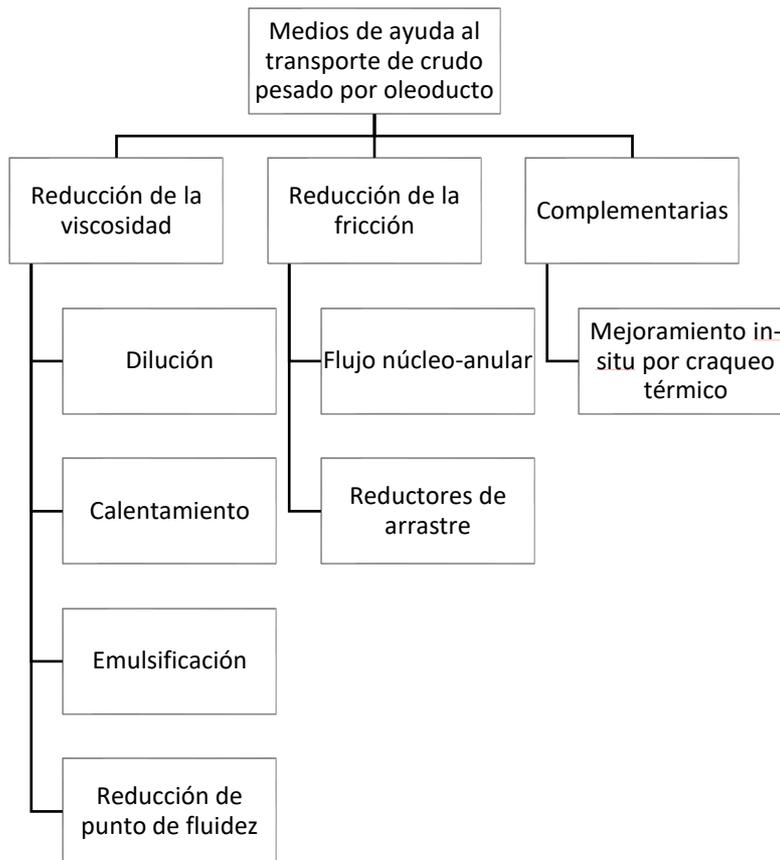
En la fase de producción los crudos pesados y extrapesados usualmente son recuperados utilizando las condiciones naturales de temperatura y presión con los métodos de recuperación primaria o en otras ocasiones con métodos térmicos entre otros, pero en condiciones de superficie donde se maneja una presión atmosférica y temperatura ambiental los fluidos se comportan de manera diferente volviéndose bituminosos y pastosos, lo que en ocasiones provoca las siguientes dificultades. (Alfredo, 2018)

- Obstrucciones en las tuberías de transporte,
- Taponamiento de válvulas
- Fallas en las bombas de superficie
- Tomas erróneas en los equipos de medición (Alfredo, 2018)

## **2.11. TÉCNICAS PARA MITIGAR LAS PROBLEMÁTICAS**

Principalmente las problemáticas que se presentan al transporte de crudos pesados y extrapesados están estrechamente relacionadas con la composición de fracciones pesadas del crudo y con su viscosidad. (Hart, 2014)

Hay varios métodos que nos permiten mejorar el transporte de crudos pesados por tuberías entre ellos podemos diferenciar los siguientes.



*Ilustración 8 Medios de ayuda al transporte de crudo pesado por oleoducto. Fuente A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines, 2014, Abarasi Hart.*

### 2.11.1. Dilución

Es uno de los métodos más usados con el objetivo de reducir la viscosidad de los crudos pesados, dicho método consiste en adicionar crudo ligero a una mezcla de crudo pesado, usualmente se utilizan los condensados de la producción de gas natural, o las fracciones más ligeras del crudo tales como el kerosene o la nafta, esto con el fin de que exista una interacción por un tiempo definido a fin de disminuir la densidad y la viscosidad del crudo. (Llerena, 2017)

Se ha descubierto que el uso de crudo ligero es menos eficiente que otros métodos dado que en muchas ocasiones la compatibilidad de la mezcla es muy baja además que su disponibilidad en muchas ocasiones es limitada, por ende, se ha determinado que no es una opción tan viable.

### **2.11.2. Calentamiento**

También es un método bastante utilizado, consiste en realizar un calentamiento de la tubería y el crudo a fin de mantener una temperatura en el crudo por arriba de su punto de solidificación, esto se realiza con el fin de facilitar el transporte del crudo pesado por las tuberías de esta forma reduciendo su viscosidad y mejorando su fluidez. (Llerena, 2017)

Este proceso consiste en dos etapas, dado que la viscosidad de los crudos tiene una relación inversamente proporcional con la temperatura, es decir la viscosidad disminuye paulatinamente en proporción que la temperatura aumenta de la misma forma, la primera etapa es un precalentamiento del crudo a fin de que mejore un porcentaje su fluidez, posterior también es necesario realizar un calentamiento a la tubería a fin de obtener la temperatura idónea para su transporte. Se sugiere como medida de aislamiento a fin de evitar pérdidas grandes de calor, la tubería sea enterrada. (Llerena, 2017)

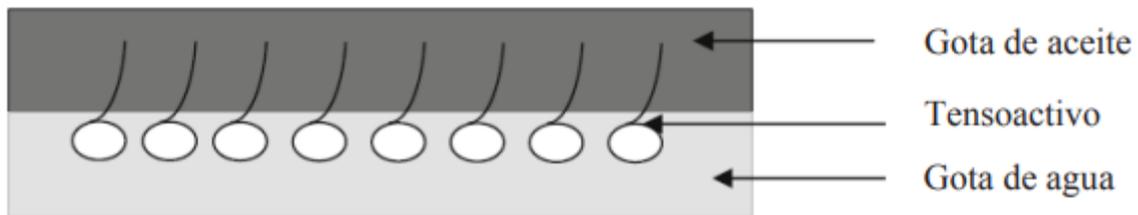
Las principales problemáticas con la implementación de un sistema de calentamiento sería el costo operacional, las pérdidas de calor a lo largo de la tubería, además de problemas internos de corrosión debido al aumento de la temperatura.

### **2.11.3. Emulsiones**

Se conoce como emulsión una mezcla de dos o más fases líquidas inmiscibles, usualmente los fluidos se encuentran en proporciones diferentes, encontrándose uno disperso en forma de gotas en el otro que se encuentra en una proporción mayor considerándose la fase dispersa. (Llerena, 2017)

Generalmente la formación de emulsiones (agua en aceite) generadas durante el proceso de producción y en el proceso de transporte del crudo, se considera una problemática dado que aumentan su viscosidad, se hacen presentes de forma acelerada los problemas de corrosión y la mayoría de las ocasiones dichas emulsiones son difíciles de romper en las unidades de deshidratación y desalación. Si embargo la formación de emulsiones entre

hidrocarburos pesados y extrapesados con agua o con salmuera se ha constituido como una alternativa para mejorar la fluidez del petróleo a través de tuberías. (Llerena, 2017)



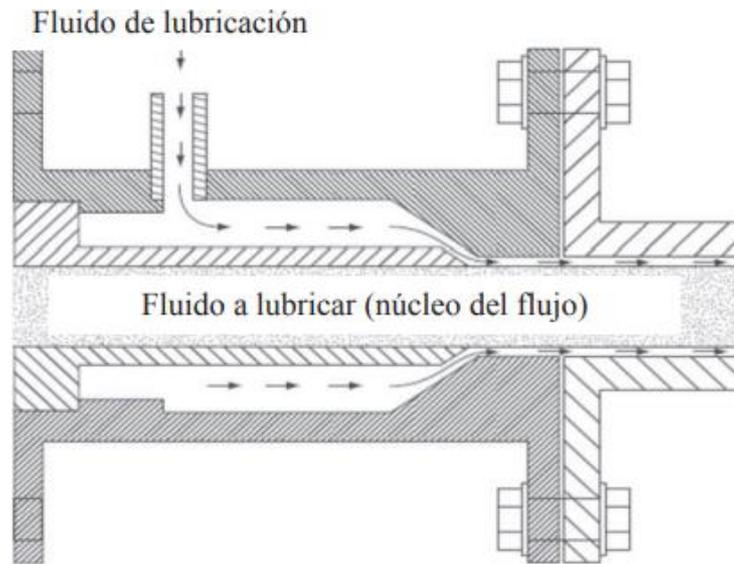
*Ilustración 9* Uso de tensioactivo para estabilizar una emulsión. Fuente: Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos. Cristian Cortés, 2017.

Este método consiste en que con la ayuda de tensioactivos la emulsión de hidrocarburos pesados y agua pueda estabilizarse, lo que provoca que el crudo se disperse en el agua en forma de gotitas produciéndose una emulsión estable de aceite en agua con una viscosidad relativamente baja. (Reyes, 2012).

#### **2.11.4. Flujo núcleo-anular**

Otra de las principales problemáticas en el transporte de crudos pesados por tuberías es la caída de presión que se genera, lo que provoca que sea complicado lograr un flujo monofásico, por tal motivo se buscó implementar un método para reducir la caída de presión las cuales se generan por la fricción existente, el cual se lo conoce como flujo núcleo-anular. (Llerena, 2017)

Este método consiste en incorporar una película de agua o un disolvente cerca de la pared del tubo de esta forma rodeando el núcleo de la tubería por donde pasa el crudo pesado, y que esta actúe como un lubricante, y de esta forma mantener la presión de la bomba a la misma presión necesaria para bombear el disolvente o agua, en otras palabras, dentro de la tubería el petróleo crudo fluye en la parte más central mientras que el agua o disolvente fluye en las paredes de esta. (Llerena, 2017)



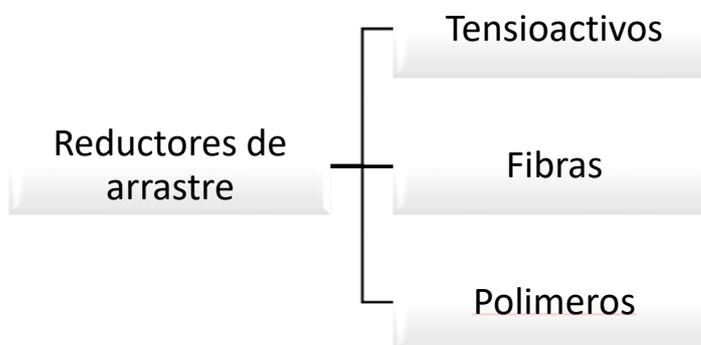
*Ilustración 10 Configuración del inyector de flujo núcleo-anular. Fuente: A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines, 2014, Abarasi Hart.*

Durante años se ha implementados estudios experimentales con el fin de intentar introducir este método como un método factible en el transporte de crudos pesados por tuberías, pero se ha convertido en un reto grande debido a que el uso en una línea comercial se relaciona principalmente con la adaptabilidad a los sistemas de tuberías existentes. (Llerena, 2017)

#### **2.11.5. Reductores de arrastre**

Una de las fuerzas más importantes a superar es conocida como la fuerza de arrastre, como principal solución para este problema son la adición de reductores de arrastre (DRA) y agentes químicos a fin de reducir las pérdidas hidráulicas, se puede mejorar el rendimiento añadiendo cualquiera de estas sustancias con el propósito que reduzcan la fricción en la pared de la tubería y mitigar la aparición de remolinos turbulentos que se producen debido a la absorción de la energía liberada por la descomposición de las capas laminares, lo cual resulta en un mejor rendimiento al utilizar la misma cantidad de energía disminuyendo la caída de presión presente en el caudal de la tubería. (Llerena, 2017)

Los DRA se pueden clasificar en 3 grupos principales:



*Ilustración 11* Clasificación de tipos de reductores de arrastre. Fuente: *Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos*. Cristian Cortés, 2017.

Uno de los requisitos indispensables para el éxito de un reductor de arrastre es la solubilidad de este en el crudo pesado, debe tener resistencia a fin de actuar por el tiempo necesario, tenga estabilidad frente a la temperatura, las principales problemáticas en el uso de los DRA incluyen: (Giovanni, 2014)

- La gran tendencia a separarse cuando se almacenan.
- Mayor dificultad de los aditivos a disolverse en los crudos pesados
- La degradación que presentan debido a las fuerzas de cizalla presentes cuando se disuelven en los crudos pesados.
- Determinar la dosificación adecuada para mantener la caída de presión constante. (Llerena, 2017)

## **2.12. FACILIDADES DE SUPERFICIE HA IMPLEMENTAR**

### **2.12.1. Calentador de interfase del tanque de lavado (Interfase Heater)**

Usualmente son utilizados en un tanque de lavado para calentar la interfaz entre dos fluidos (agua-petróleo) con el fin de mejorar el proceso de separación. En el caso de que el crudo tenga un alta viscosidad y densidad estos calentadores pueden desempeñar un papel importante destacando las siguientes características. (Soria, 2013)

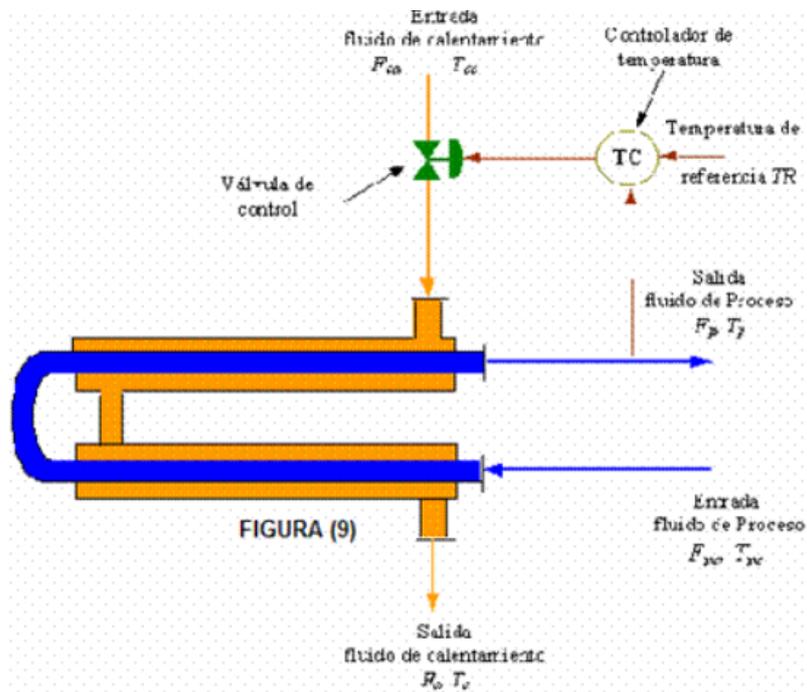
- **Mejora en la separación.** – es bien conocido que en el tanque de lavado el proceso que se lleva a cabo es el de decantación y sedimentación, en ocasiones cuando el crudo tiene una gravedad API baja estas fases se vuelven muy viscosas y difícil de separar, al aumentar la temperatura la viscosidad del crudo se reduce, facilitando la separación de las fases.
- **Capacidad de procesamiento.** – dado que el proceso de separación se hace de forma eficiente y rápida, se aumenta la capacidad para procesar el crudo pesado en una instalación, dado que se reduce el tiempo y los recursos necesarios para que se lleven a cabo la separación, la productividad de la planta mejora y se optimiza la utilización de recursos.
- **Energía requerida.** – al calentar la interfase en lugar de hacerlo con todo el contenido del tanque de lavado, se reduce el consumo de energía, lo cual se puede deducir como una operación más eficiente en temas de energía requerida, lo cual influye en la reducción de costos y esfuerzo en procesos posteriores.

### **2.12.2. Calentadores de crudo (Oil Heaters)**

Estos calentadores consisten en dos tubos concéntricos con un diámetro diferente, esta estructura facilita la circulación de un fluido por el tubo interior y el otro fluido por el espacio anular. Son ideales para la transferencia de calor sensible. (Puig, 2018)

En este proceso los calentadores de crudo tienen una función primordial, la cual consiste en transferir el calor del sistema de aceite térmico caliente hacia el crudo del proceso proveniente de los intercambiadores de flujo cruzado, lo cual ayuda a mejorar la separación de agua del crudo. (Puig, 2018)

El calor transferido es aproximadamente 38 °F.



*Ilustración 12* Configuración de un calentador de crudo. Fuente: *Diseño de intercambiadores de calor*, Autor: Ernesto J. Acevedo.

Un intercambiador de doble tubo usualmente es recomendado para aquellos requerimientos de área de transferencia de calor con un área menor a  $10 \text{ m}^2$ , hay dos aspectos que nos ayudan a determinar el tamaño de la unidad, el aspecto de la mecánica de los fluidos y el aspecto térmico. (González-Mendizabal, 2002)

### 2.12.3. Tratadores electrostáticos (Oil Treaters)

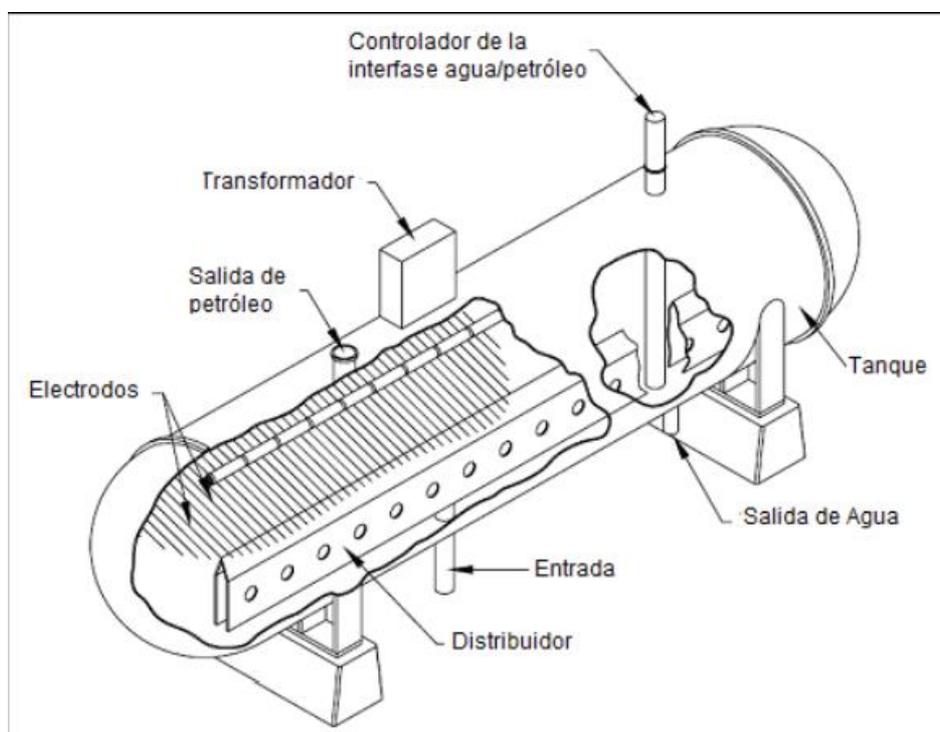
Estos equipos también se denominan deshidratadores electrostáticos, este tratador usa el principio de aplicación de campo eléctrico y de esta forma acelera el proceso de acercamiento de las gotas de la fase dispersa. (Soria, 2013)

En estos dispositivos se añaden el sistema de generación de alto voltaje y de electrodos, estos tratadores generalmente se usan bajo circunstancias específicas.

- Cuando se desea evitar la pérdida o modificación de la gravedad API, en otras palabras, cuando se quiera evitar que los compuestos livianos se evaporen al momento de realizar el proceso. (Soria, 2013)

- Cuando se desean tratar volúmenes grandes de crudo con el menor número de recipientes posibles. (Soria, 2013)

Como funcionamiento básico de este tratador es que la emulsión suele ingresar por la parte inferior, llegando a un distribuidor el cual se encarga de esparcir la misma de forma homogénea a lo largo del tanque, pasando por los electrodos, posterior a esto sale a través de un colector el cual se encuentra en la parte superior del tratador. (Santana, 2013)



*Ilustración 13* Esquema de un tratador electrostático. Fuente: *Surface Production Operation*, Autor: Ken Arnold Stewart, 2008

Las principales ventajas en el uso de estos tratadores son las siguientes:

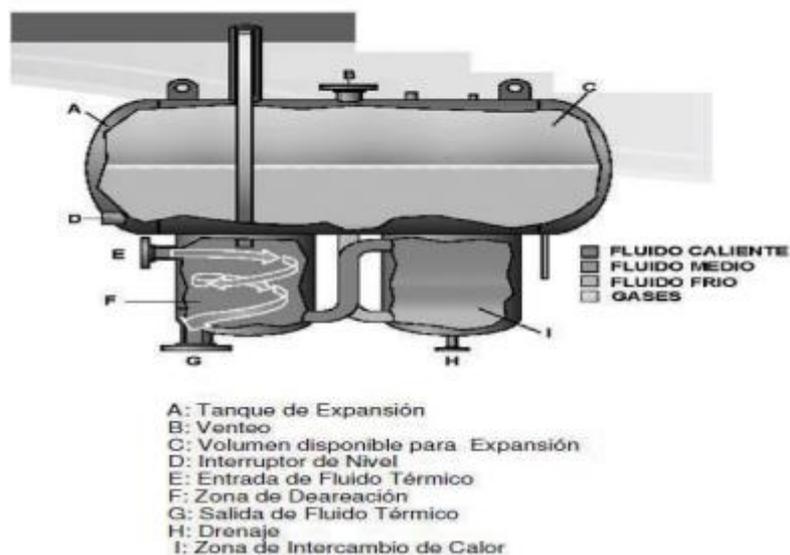
- La cantidad de agua que remueve es elevada en comparación con otros tratadores.
- La emulsión tiende a ser rota a temperaturas mucho menores de la que requieren otros tratadores como por ejemplo los térmicos.
- No se da un proceso de evaporación alta lo cual ayuda a mantener el volumen y la gravedad API del crudo.
- Los cambios de las características de emulsión tienden a ser bajas.
- Las reacciones químicas que se necesitan son mínimas.

(Engelman, 1989)

#### 2.12.4. Tanque de almacenamiento de aceite térmico (Therminol Tank)

Una de las facilidades a implementar es un tanque de almacenamiento para albergar el aceite caliente, a fin de redireccionarlo a los intercambiadores de calor y al calentador de interfase. Cumple algunas funciones las cuales se detallan a continuación. (Sandoval, 2009)

- El fluido térmico tiende a expandirse con el aumento de temperatura, el tanque tiene como función absorber dicha expansión.
- Dado el aumento de la temperatura se da un mayor riesgo de corrosión en las tuberías y herramientas, lo cual hace necesario dearear el aceite.
- Al ser un sistema cerrado, el tanque recepta el aceite frío que retorna ayudando que este gane calor y evita que entre en contacto con el ambiente y capture oxígeno. (Sandoval, 2009)



*Ilustración 14* Componentes del tanque de aceite térmico. Fuente: <http://www.proovedoratermica.com>

### **2.12.5. Bombas de transferencia de aceite térmico (Head Medium Circulation Pumps)**

También denominada bomba de recirculación tiene como función principal forzar la circulación por todo el sistema del aceite térmico, sus dimensiones y capacidades tienen que ser seleccionadas con el fin de satisfacer el flujo mínimo de aceite que se requiere para calentar el mismo a una presión adecuada para vencer las pérdidas presentes en todo el sistema. (Sandoval, 2009)

Se puede identificarlas de acuerdo con la forma en la que son enfriadas.

- **Enfriadas por agua.** – son aplicables cuando el aceite térmico alcanza temperaturas superiores a los 600 °F (315 °C), su implementación es extremadamente costosa. (Sandoval, 2009)
- **Enfriadas por aire.** – son aplicables cuando el aceite térmico está por debajo de los 600 °F a los 600 °F (315 °C), requiere lubricación periódica.

### **2.12.6. Calentadores eléctricos de ajuste (Electric Trim Heaters)**

Es una herramienta que se utiliza con el fin de calentar el aceite térmico a una temperatura definida en un sistema de transferencia de calor, estos calentadores tienen un diseño tal que nos permite controlar de forma precisa la temperatura de aceite térmico para procesos en los cuales se necesita mantener una temperatura constante para la correcta operación del sistema. (Soria, 2013)

El tiempo de calentamiento es por medio de contacto directo con los fluidos provistos para diversos propósitos en la industria, es una de las mejores soluciones para el proceso de convección forzada, porque está equipada con resistencias eléctricas blindadas. (Soria, 2013)

Se debe tener en cuenta algunos aspectos importantes para el correcto funcionamiento de estos equipos.

- **Control de temperatura.** – su capacidad de controlar y mantener la temperatura del aceite térmico se debe a que tiene implementado un sistema de control el cual tiene como objetivo ajustar la potencia de calentamiento de los elementos calefactores con el fin de mantener la temperatura del aceite dentro de un rango previamente establecido. (Soria, 2013)
- **Protección.** – estos equipos tienen implementados con dispositivos de seguridad tales como termostatos que blindan el sistema contra los sobrecalentamientos, con el fin de evitar temperaturas que sean más elevadas a las permitidas por el equipo. (Soria, 2013)
- **Funcionamiento eléctrico.** – estos calentadores utilizan electricidad como fuente de energía con el fin de generar calor, usualmente son equipados con resistencias eléctricas las cuales calientan el aceite, el cual transfiere temperatura al sistema. (Soria, 2013)

## **CAPITULO III:**

### **3. METODOLOGÍA**

#### **3.1.METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

##### **3.1.1. Tipo de investigación**

La investigación es de tipo descriptivo, dado que el objetivo primordial del estudio es describir cada uno de los procesos, facilidades, herramientas y equipos que están relacionadas en el proceso de transporte de hidrocarburos pesados. Con este fin se utilizarán dos formas de recolección de datos: de campo y bibliográfica.

La investigación que se realizara en campo tiene como fin recopilar datos, los cuales son de suma importancia para comprender el comportamiento que tienen los crudos pesados ante diferentes escenarios, dichos datos se analizaran para determinar el proceso idóneo para mitigar las principales problemáticas presentadas.

El objetivo de la investigación bibliográfica se realizará con el fin de reunir información para la correcta selección de las facilidades implementadas, de las bombas necesarias, de las válvulas, y cada una de las herramientas implementadas, con sus debidas especificaciones y dimensionamientos.

##### **3.1.2. Recopilación de la información**

El estudio tiene un enfoque de tipo mixto utilizando técnicas cuantitativas y cualitativas, y se desarrollará mediante un marco metodológico, con el fin de determinar mejor las características y suplir las necesidades primordiales de la investigación.

**Instrumentos de recolección de datos.**

Se puede determinar que los instrumentos de recolección de datos serán los siguientes.

- **Investigación cualitativa.**

- Se procedió a entrevistar a personal que se encuentran directamente relacionados con los procesos de transporte de crudo pesado a fin de comprender cuales serían las correctas intervenciones para un diseño óptimo.
- Observación de las facilidades existentes en las operaciones de transporte de crudo pesado.
- Revisión de catálogos para determinar las especificaciones y dimensionamientos de los equipos.

- **Investigación cuantitativa.**

- Recolección de datos de las propiedades reológicas de un crudo pesado del Oriente ecuatoriano.
- Análisis de los datos obtenidos durante el proceso de recolección.

### **3.2. SELECCIÓN DE LA RUTA**

Con el fin de realizar un proyecto sólido y factible es importante realizar un estudio previo de cada uno de los factores, características y cualidades existentes tanto en el terreno a estudiar como los fluidos involucrados, a continuación, se expone la serie de pasos que se ha escogido a fin de abarcar cada una de las etapas inmiscuidas en el análisis, selección y recomendación de los equipos necesarios que se adapten a las condiciones propias del campo Tipishca.

En esta sección se trata de presentar el diseño, la justificación y el plan que se va a implementar del sistema propuesto.

### **3.2.1. Evaluación inicial**

Es importante realizar un análisis inicial con el fin de identificar cada una de las instalaciones existentes, el espacio ocupado y disponible y la compatibilidad que pueda existir entre el nuevo sistema y el ya implementado.

Con respecto al crudo producido se sugiere realizar una caracterización termodinámica y reológica con el fin de poder determinar la temperatura necesaria en el proceso.

### **3.2.2. Diseño conceptual del sistema a implementar.**

En este paso se definió el tipo de sistema, las facilidades y equipos a implementar en el caso del presente proyecto se optó por un sistema de calentamiento de crudo mediante un intercambiador de calor de doble tubo el cual será alimentado por aceite térmico.

Se procedió a diseñar el circuito de aceite térmico y el equipo necesario para su correcto funcionamiento para garantizar una circulación eficiente.

### **3.2.3. Dimensionamiento de las facilidades de superficie.**

Se realizó el dimensionamiento de cada una de las facilidades involucradas con el fin de obtener cada una de las características necesarias para que el diseño sea óptimo y viable además de garantizar la compatibilidad con los equipos existentes en el campo con el propósito de minimizar las interrupciones operacionales.

Dado que el sistema de calentamiento de aceite térmico es estrictamente eléctrico es importante la correcta planificación de los sistemas de control para poder regular de forma sencilla la temperatura del proceso.

## **3.3. Caracterización reológica del crudo**

Este es un aspecto fundamental, ya que se puede comprender el comportamiento que posee el flujo de crudo en condiciones específicas de presión y temperatura, gracias a ello

podemos estimar de forma precisa cada uno de los procesos involucrados en la producción, traslado y de procesamiento de crudos.

Las características de los crudos pesados ecuatorianos son muy marcados debido a los desafíos que presentan, tal como su alta viscosidad, su tendencia a la formación de emulsiones que en la mayoría de las ocasiones tienden a ser estables, entre otras particularidades, a continuación, se da a conocer las características reológicas del crudo estudiado.

Tabla 8.- Caracterización reológica del crudo estudiado.

<b>Propiedades</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Densidad API	15	API
Viscosidad cinemática a 60 °F	419725,2	CSt
Viscosidad dinámica a 60°F	408467,1	Cp
Densidad Relativa	0.9658	g/cm <sup>3</sup>
Punto de fluidez	40	°F
Contenido de asfaltenos	12	%
Contenido de parafinas y ceras	15	%
BSW	30	%
Contenido de azufre	1,9785	%

*Tabla 8 Caracterización reológica de un crudo pesado del oriente ecuatoriano. Fuente: Petroecuador EP*

### **3.4.PROCESO SELECCIONADO PARA MEJORAR EL TRANPORTE DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE TUBERIAS.**

Si bien se conoce que el transporte de crudos pesados por tubería representa un desafío grande por factores como la alta densidad y viscosidad entre otras propiedades físicas que dificultan su flujo, aumentan la resistencia que presentan en la tubería e incrementan los costos operativos. Se han desarrollado múltiples procesos y se han implementado tecnologías con la finalidad de mitigar dichas dificultades, la selección del método más idóneo depende de varios factores tanto económicos, ambientales, infraestructural entre otros.

A continuación, se presenta una clasificación de los métodos evaluando sus ventajas y desventajas en un escenario específico.

### 3.4.1. Dilución

Tabla 9.- Ventajas y desventajas del método de dilución.

Ventajas	Desventajas
Reduce la viscosidad del crudo, y la necesidad de energía de bombeo	El costo y cantidad del diluyente utilizado suele ser alto.
No requiere cambios grandes de infraestructura, menor inversión inicial.	Se necesitan procesos posteriores para separar y recuperar el diluyente.
Su adaptación a diferentes tipos de crudos pesados es alta, fácilmente ajustable.	El crudo tratado con este método puede sufrir cambios en sus propiedades.
La reducción de viscosidad tiene una acción prolongada. Facilita su manejo.	Se presentan dificultades para mantener la estabilidad y homogeneidad de la mezcla.

*Tabla 9* Ventajas y desventajas del proceso de dilución. Fuente: Elaboración propia.

### 3.4.2. Calentamiento

Tabla 10.- Ventajas y desventajas del método de calentamiento.

Ventajas	Desventajas
Disminuye la viscosidad del crudo y reduce la energía para bombear el crudo.	Requiere cantidades grandes de generación de energía.
Se garantiza un flujo continuo sin problemas de bloqueos de tuberías.	Necesita implementación de equipos y sistemas compatibles con el proceso.
Fácil manejo y almacenamiento del crudo calentado.	Se presentan pérdidas significativas de calor durante el transporte.
Se reduce la necesidad de implementar procesos químicos durante el proceso.	Costos de mantenimiento de equipos es alto.

*Tabla 10* Ventajas y desventajas del proceso de calentamiento. Fuente: Elaboración propia.

### 3.4.3. Emulsiones

Tabla 11.- Ventajas y desventajas del método de formación de emulsiones.

Ventajas	Desventajas
----------	-------------

Su reducción de viscosidad es alta, especialmente el uso de agua en crudo.	Se requieren procesos posteriores para la separación de las emulsiones.
La estabilidad de las emulsiones durante el transporte es alta y estable.	Los cambios de temperatura, composición del crudo afectan la estabilidad
Su adaptabilidad es alta en presencia de los diferentes tipos de crudos pesados.	El agua necesita un tratamiento posterior, requiriendo un proceso aparte.
La necesidad de implementación de infraestructura se reduce.	La corrosión y desgaste de tuberías aumentan debido a la presencia del agua.

*Tabla 11 Ventajas y desventajas del proceso de formación de emulsiones. Fuente: Elaboración propia.*

### 3.4.4. Flujo núcleo-anular

Tabla 12.- Ventajas y desventajas del método de flujo núcleo anular.

Ventajas	Desventajas
El anillo de agua reduce la fricción entre el crudo y la tubería.	La aplicación de diseño y operación son técnicamente complejos.
Su compatibilidad con cualquier tipo de crudos pesados es alta.	El agua utilizada necesita un manejo y tratamiento antes y después de su uso.
Las propiedades originales del crudo se preservan debido al proceso.	Los costos de implementación de equipos e infraestructura son altos.
Su impacto ambiental es bajo debido al uso de agua en lugar de químicos.	La corrosión y desgaste de tuberías aumentan debido a la presencia del agua.

*Tabla 12 Ventajas y desventajas del proceso de implementación de flujo núcleo-anular. Fuente: Elaboración propia*

### 3.4.5. Reductores de arrastre

Tabla 13.- Ventajas y desventajas del método de inyección de reductores de arrastre.

Ventajas	Desventajas
Reducción de la turbulencia y disminuye la fricción entre el crudo y la tubería.	La temperatura y presión suelen disminuir la eficacia de los reductores de arrastre.
Se reduce el costo operativo, se necesita menos energía para bombear el crudo	Los DRA tienen un costo asociado elevado.
Se reduce la necesidad de implementación de infraestructura adicional.	Los costos de mantenimiento aumentan y su operatividad se vuelve compleja.
Se puede transportar volúmenes mayores de crudo sin construir nuevas tuberías.	Se requieren procesos de refinación para evitar modificaciones en el producto final.

*Tabla 13 ventajas y desventajas del proceso de implementación de reductores de arrastre. Fuente: Elaboración propia*

Una vez presentados todas las ventajas y desventajas se pueden determinar que el método de calentamiento es el más idóneo para reducir las principales problemáticas asociadas con el transporte de crudo pesado.

Se tiene que tomar en cuenta tres aspectos fundamentales para la elección del método adecuado.

- **Infraestructura necesaria**

Si bien conocemos que la implementación de facilidades es necesaria, en comparación con el uso de otros métodos, la mayoría de equipos y herramientas ya cuentan con cierta tolerancia ante el proceso de calentamiento, en otras palabras podemos deducir que los procesos de calentamiento de crudo se pueden implementar las facilidades existentes dado que son muy compatibles, además de que la mayoría de las tuberías y tanques tienen una alta tolerancia cuando se ven expuestas a temperaturas y presiones elevadas, además que en el tema de mantenimiento y operaciones es relativamente fácil dado que se mitigan la formación de bloqueos o solidificaciones, ante modificaciones en las propiedades físicas de los crudos pesados (densidad o viscosidad) se puede adaptar de forma sencilla el proceso para abastecer la demanda de transporte.

- **Consideraciones económicas**

Se reduce el costo inicial de facilidades dado que se pueden adaptar los procesos existentes, lo que mejora la rentabilidad del proyecto desde el inicio, ante la reducción de la implementación de procesos químicos o diluyentes los costos operacionales bajan, si bien conocemos que el proceso de calentamiento aumenta el consumo de energía los equipos se han adaptado para proveer una eficiencia energética considerable teniendo incluso la capacidad de reutilizar la energía, los costos de mantenimiento son mínimos aunque se realizan con mayor frecuencia que con otros métodos, prolongando la vida útil de las facilidades y evitando inversiones excesivas o innecesarias

### **3.5. DIMENSIONAMIENTO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE HA IMPLEMENTAR**

A continuación, se detalla el diseño y dimensionamiento de cada una de las facilidades a implementarse en el esquema propuesto con el fin de comprender su funcionamiento y los parámetros para tener en cuenta.

#### **3.5.1. DIMENSIONAMIENTO DEL TRATADOR ELECTROESTÁTICO.**

Es de suma importancia al momento de dimensionar un tratador electroestático, la sección de coalescencia no se calcula de forma estándar, dado el fenómeno que se presenta dentro de un campo eléctrico depende en gran medida de las partículas de la emulsión. (Chero, 2014)

Dado el proceso de tratamiento se requiere que las gotas de agua que chocan entre sí tengan un tiempo de contacto adecuado, por tal motivo el tiempo de retención y la viscosidad a la cual ocurre la precipitación son parámetros por tomar en cuenta.

El tiempo de retención debe ser el adecuado a fin de lograr la correcta coalescencia entre las gotas de agua a fin de permitir su precipitación. (Chero, 2014)

**PASO 1** Se determina la viscosidad del crudo a la temperatura de tratamiento.

- Se debe hallar un factor de corrección Z

$$Z = 3.0324 - 0.02023 G \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

G= gravedad específica del aceite, (API)

- Se debe hallar un factor de corrección Y

$$Y = 10^Z$$

*Ecuación 5*

- Se debe hallar un factor de corrección X

$$X = Y * T^{-1.163}$$

*Ecuación 6*

- Se debe hallar la viscosidad

$$\mu_o = 10^x - 1$$

*Ecuación 7*

Donde:

$\mu_o$  = viscosidad del aceite, (cp)

T = temperatura del aceite, (°F)

**PASO 2** Se determina el tamaño de la gota de agua

$$dm = 500 * (\mu_o)^{-0.675}$$

*Ecuación 8*

Donde:

dm = diámetro de la gota de agua, (micrones)

$\mu_o$  = viscosidad del aceite, (cp)

**PASO 3** Se obtiene la sección de asentamiento a fin de determinar la geometría del recipiente

$$d_i * L_{eff} = \frac{438 * (Q_o * \mu_o)}{\Delta SG * dm^2}$$

*Ecuación 9*

Donde:

d = diámetro del tratador, (in)

$Q_o$  = tasa de flujo del crudo, (BPD)

$\mu_o$  = viscosidad del crudo, (cp)

$L_{eff}$  = longitud de la sección de coalescencia, (ft)

$\Delta SG$  = diferencia de gravedades específicas del agua y del crudo

dm = diámetro de las partículas de agua en la emulsión

**PASO 4** Se determina el tiempo de retención

$$d_i^2 * L_{eff} = \frac{T_r * (Q_o)}{1.05} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

d = diámetro del tratador, (in)

$Q_o$  = tasa de flujo del crudo, (BPD)

$T_r$  = tiempo de retención, (min)

$L_{eff}$  = longitud de la sección de coalescencia, (ft)

Se debe determinar la capacidad de crudo en el tratador electrostático mediante el área de sistema de parrillas. Teniendo en cuenta los diferentes tipos de corrientes, por ejemplo, un sistema de corriente directa tiene la capacidad de manejar 50 Bls/ft<sup>2</sup>/día, mientras que un sistema de corriente combinada AC/DC tiene la capacidad de manejar hasta 75 Bls/ft<sup>2</sup>/día.

**PASO 5** Se determina la velocidad de flujo de las parrillas para cada tipo de corriente.

$$v = \frac{Q_o}{A} = C \left( \frac{\Delta\rho}{\mu_o} \right)^{0.6} \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

V = velocidad del flujo de las parrillas, (m/s)

$Q_o$  = tasa de flujo del crudo, (BPD)

A = área óptima de las parrillas, (m<sup>2</sup>)

C = longitud de la sección de coalescencia, (ft)

$\Delta\rho$  = diferencia de densidad entre el agua y el aceite, (kg/m<sup>3</sup>)

$\mu_o$  = viscosidad del crudo, (Pa\*s)

Se puede determinar la constante “C” para los diferentes tipos de corrientes mediante la siguiente tabla.

Tabla 14. – Constante “C” para diferentes tipos de corrientes

TIPOS DE CORRIENTE	CONSTANTE
Corriente directa	$18.5 * 10^{-6}$
Corriente alterna	$23 * 10^{-6}$
Corriente combinada	$28 * 10^{-6}$

*Tabla 14* Constante "C" para tipos de corrientes, fuente: *Parámetros de comparación y dimensionamiento de tratadores térmicos y electrostáticos. Autor. Yury Collazos.*

**PASO 6** Se determina el área óptima de las parrillas.

$$A = \frac{Q_o}{v} = \text{Ecuación 12}$$

Donde:

A = área óptima de las parrillas, (m<sup>2</sup>)

V = velocidad del flujo de las parrillas, (m/s)

Q<sub>o</sub> = tasa de flujo del crudo, (m<sup>3</sup>/s)

**PASO 7** Se debe determinar la longitud y altura del tratador.

Se puede determinar la capacidad típica de los tratadores electrostáticos de acuerdo con la producción de crudo (BPD), utilizando la tabla ubicada en el **ANEXO 1** .

### 3.5.2. DIMENSIONAMIENTO DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR DE DOBLE TUBO

A continuación, se detallan los pasos para un correcto diseño de un intercambiador de calor de doble tubo. (Chero, 2014)

**PASO 1.** – Se debe realizar un balance térmico, aplicando la siguiente formula.

$$Q = m * Cp * T$$

Ecuación 13

Donde:

Q = Calor transferido, Btu/hr.

m = Masa del fluido, lb/hr.

Cp = Capacidad calórica del fluido, Btu/lb. °F.

ΔT = Diferencia de temperatura del fluido, °F.

PASO 2. – Se calcula la temperatura media logarítmica.

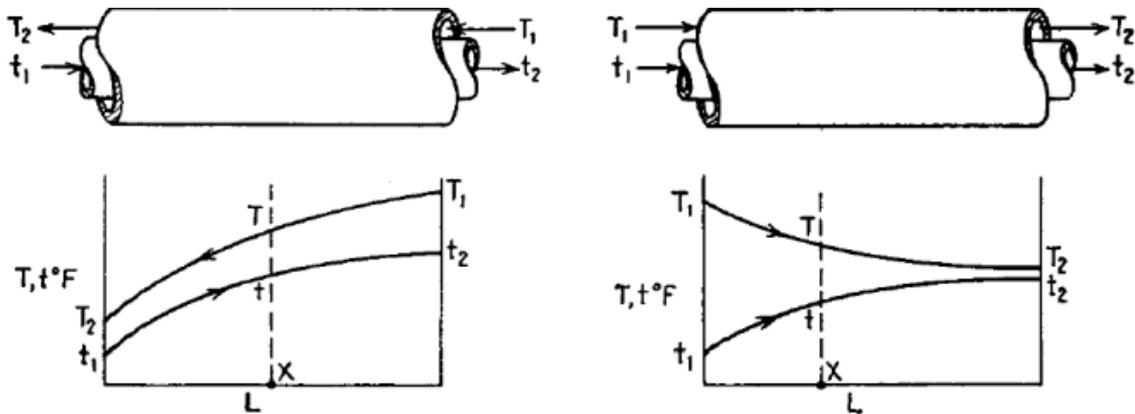


Ilustración 15 Diagramas de flujo en contracorriente y flujo en paralelo. Fuente: Diseño de equipos de transferencia de calor. Autor, MSC. Pedro Angeles Chero

Si se supone un flujo en contracorriente se debe utilizar

$$MLTD = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln (T_1 - t_2)/(T_2 - t_1)} \quad \text{Ecuación 14}$$

Si se supone un flujo en paralelo se debe utilizar

$$MLTD = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln (T_1 - t_2)/(T_2 - t_1)} \quad \text{Ecuación 15}$$

PASO 3. - Se debe obtener las propiedades físicas de cada uno de los fluidos.

Cp = Capacidad calórica, Btu/lb. °F.

$\mu$  = Viscosidad, lb/pie.h

$k$  = Conductividad, Btu/h.pie. °F

$\rho$  = Densidad, lb/pie<sup>3</sup>

$r$  = Coeficiente de resistencia a la incrustación, Btu/h.pie<sup>2</sup>. °F

PASO 4. – Se debe seleccionar los tubos IPS y sus características **ANEXO 6**

$D_o$  = Diámetro exterior del tubo interior, pulg.

$D_i$  = Diámetro interno del tubo exterior, pulg.

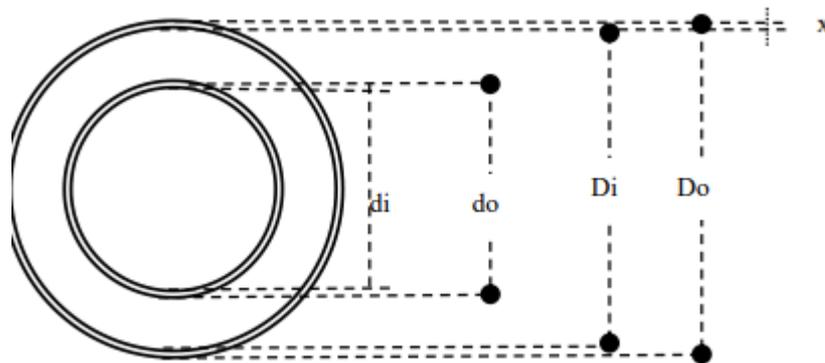
$d_o$  = Diámetro exterior del tubo interior, pulg.

$d_i$  = Diámetro interno del tubo interior, pulg.

$X$  = Espesor, pulg.

$a_t$  = Área de la sección transversal del tubo, pulg.

$a_a$  = Área de la sección transversal del anillo, pulg.



*Ilustración 16* Esquema de un tubo IPS. Fuente: Diseño de equipos de transferencia de calor. Autor MSC Pedro Ángeles Chero:

PASO 5. – Se determina el curso de los fluidos.

El fluido con mayor masa circula por el tubo que posee una mayor área.

PASO 6. – Se calcula el coeficiente de película en el tubo interior, ht.

Para flujo turbulento

$$h_i = J_H \left( \frac{k}{d_i} \right) \left( \frac{cp^* \mu}{k} \right)^{1/3} \left( \frac{\mu}{\mu_w} \right)^{0.14} \quad \text{Ecuación 16}$$

Para flujo laminar

$$h_i = 1.86 * J_H \left( \frac{k}{d_i} \right) \left( \frac{cp^* \mu}{k} \right)^{1/3} \left( \frac{\mu}{\mu_w} \right)^{0.14} \quad \text{Ecuación 17}$$

$$h_t = h_i \frac{d_i}{d_o} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

$h_i$  = Coeficiente de película en el interior del tubo interior, Btu/h.pie<sup>2</sup>. °F.

$h_t$  = Coeficiente de película en el interior del tubo interno corregido, Btu/h.pie<sup>2</sup>. °F.

$J_h$  = Factor térmico de Coldburn. **ANEXO 4** (Afshin Ghajar, 2014)

$\mu_w$  = Viscosidad a temperatura de la pared del tubo, lb/pie.h.

$$Nre = \frac{d_i * G_t}{\mu} \quad \text{Ecuación 19}$$

$$Gt = \frac{m_t}{a_t} \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde:

$G_t$  = Velocidad másica, lb/h.pie<sup>2</sup>.

$m_t$  = Masa del fluido que circula por el interior de tubo, lb/h.

$a_t$  = Área de la sección transversal del tubo, pie<sup>2</sup> **ANEXO 6**.

PASO 7. – Se debe calcular el coeficiente de película que circula por el anulo,  $h_a$

$$h_a = J_H \left( \frac{k}{d_e} \right) \left( \frac{cp^* \mu}{k} \right)^{1/3} \left( \frac{\mu}{\mu_w} \right)^{0.14} \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde:

$h_a$  = Coeficiente de película en el anulo, Btu/h.pie<sup>2</sup>. °F.

$J_H$  = Factor térmico de Coldburn. **ANEXO 4**

$\mu_w$  = Viscosidad a temperatura de la pared del tubo, lb/pie.h.

$$Nre = \frac{D_e * G_a}{\mu} \quad \text{Ecuación 22}$$

$$Ga = \frac{m_a}{a_a} \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde:

$G_t$  = Velocidad másica en el anulo, lb/h.pie<sup>2</sup>.

$D_e$  = Diámetro equivalente, pulg.

$m_a$  = Masa del fluido que circula por el anulo, lb/h.

PASO 8. – Se debe calcular el coeficiente total limpio,  $U_c$ .

$$U_c = \frac{h_t * h_a}{h_t + h_a} \quad \text{Ecuación 24}$$

PASO 9. – Se calcula el coeficiente total de diseño,  $U_d$ .

$$\frac{1}{U_d} = \frac{1}{U_c} + Rd \quad \text{Ecuación 25}$$

$$Rd = r_t + r_a \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde:

$Rd$  = Factor de obstrucción,  $(Btu/h.pie^2.^\circ F)^{-1}$

$r_t$  = Coeficiente de resistencia a la incrustación del fluido en el tubo interno, Btu/h.pie<sup>2</sup>.  
°F.

$r_a$  = Coeficiente de resistencia a la incrustación del fluido en el anulo, Btu/h.pie<sup>2</sup>. °F.

PASO 10. – Se calcula el área requerida (A),

$$A = \frac{Q}{Ud*\Delta T_L} \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde:

$\Delta T_L$  = Temperatura media logarítmica, °F.

PASO 11. – Se calcula la longitud total del intercambiador, ( $L_T$ ).

$$L_T = \frac{A}{a_{lt}} \quad \text{Ecuación 28}$$

Donde:

$a_{lt}$  = Área lateral longitudinal del tubo, pies<sup>2</sup>/pie.

PASO 12. – Se calcula el número de horquillas necesarias,  $Nh$ .

$$Nh = \frac{L_T}{2L} \quad \text{Ecuación 29}$$

Donde:

$L$  = Longitud del tubo, pies.

En caso de que el valor resultante no sea un entero, se debe redondear, el número de horquillas se utiliza para recalcular la longitud total del intercambiador y el área verdadera.

PASO 13. – Se calcula la caída de presión en el interior del tubo, psia.

$$\Delta P_t = \frac{f * G_t^2 * L_T}{72 * g * \rho * d_i} \quad \text{Ecuación 30}$$

$$f = 0.0035 + \frac{0.264}{(Nre)^{0.42}} \quad \text{Ecuación 31}$$

$$Nre = \frac{d_i * G_t}{\mu} \quad \text{Ecuación 32}$$

Donde:

$$g = 4.18 \times 10^8, \text{ pie/h}^2.$$

Nre = Número de Reynolds en el tubo interior.

PASO 14. – Se calcula la caída de presión en el anulo, psia

$$\Delta P_A = \Delta P_a + \Delta P_{es} \quad \text{Ecuación 33}$$

$$\Delta P_a = \frac{f * G_a^2 * L_T}{72 * g * \rho * D_e} \quad \text{Ecuación 34}$$

$$\Delta P_{es} = \frac{n * v^2}{2 * g} \quad \text{Ecuación 35}$$

$$v = \frac{Ga}{3600 * \rho} \quad \text{Ecuación 36}$$

$$f = 0.0035 + \frac{0.264}{(Nre)^{0.42}} \quad \text{Ecuación 37}$$

$$Nre = \frac{d_i * G_t}{\mu} \quad \text{Ecuación 38}$$

Donde:

De= Di – do = diámetro equivalente en el anillo, pulg.

$$g = 32.17 \text{ pie/s}^2$$

Nre = Número de Reynolds en el anulo.

N = Número de horquillas.

Di = Diámetro interno del tubo exterior, pulg.

Do = Diámetro externo del tubo interior, pulg.

Existe una presión máxima permisible para los líquidos la cual es de 10 psia, en dado caso que la caída de presión sea mayor a la presión máxima permisible se recomienda realizar un rediseño, modificando el diámetro de los tubos empleados, en dado caso que el caudal sea muy grande es aconsejable dividir la masa involucrada en dos o más corrientes y operar con equipos en paralelos. **ANEXO 5**

## 4. CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

### 4.1. UBICACIÓN ESTRATÉGICA DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE

La ubicación de las facilidades de superficie expuestas en este proyecto se encuentra en la estación Tipishca, se realizó un estudio exhaustivo del área de operación de este en el cual se determinó los equipos y herramientas existentes, para determinar la trayectoria a seguir con el fin de realizar un diseño óptimo con el proceso que se cree es el adecuado para conectar con la estación central Cuyabeno donde se receipta toda la producción del bloque 58.

Se debe tomar en cuenta varios aspectos para la selección de los sitios más idóneos para cada componente expuesto entre ellos podemos destacar:

- **Disponibilidad de servicios.** – se debe tener en cuenta el acceso que se tiene a los servicios básicos principalmente el acceso al suministro de energía eléctrica el cual es sumamente importante para el correcto funcionamiento del sistema empleado.
- **Peculiaridades del terreno.** – es de vital importancia tomar en cuenta las características del terreno para identificar los obstáculos naturales presentes, la topografía del terreno para minimizar los problemas que se pueden presentar en la implementación de las facilidades y los mantenimientos preventivos.
- **Integración de la infraestructura nueva.** – se tiene que considerar la implementación de las nuevos equipos, herramientas y facilidades con las ya existentes en el campo en mención, restringiendo costos adicionales e inversiones innecesarias.

## **4.2.DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE REQUERIDAS**

Se debe tomar en cuenta que gran parte de las reservas de petróleo en el Ecuador corresponde a crudos pesados, ubicados principalmente en el oriente ecuatoriano, uno de los principales retos a resolver es idear e implementar un proceso de transporte eficiente de dichos crudos pesados mediante tuberías, con este objetivo radica la importancia de implementar un diseño de facilidades óptimo y adecuado lo cual se convierte en un desafío de gran importancia, se busca identificar cada una de las características del crudo objeto de estudio, analizando sus propiedades, escudriñando las principales problemáticas presentadas al momento de transportar crudos pesados, conociendo las posibles soluciones, identificando las facilidades, procesos, herramientas y equipos necesarios para lograr el objetivo trazado

### **4.2.1. Descripción del diseño de facilidades recomendado**

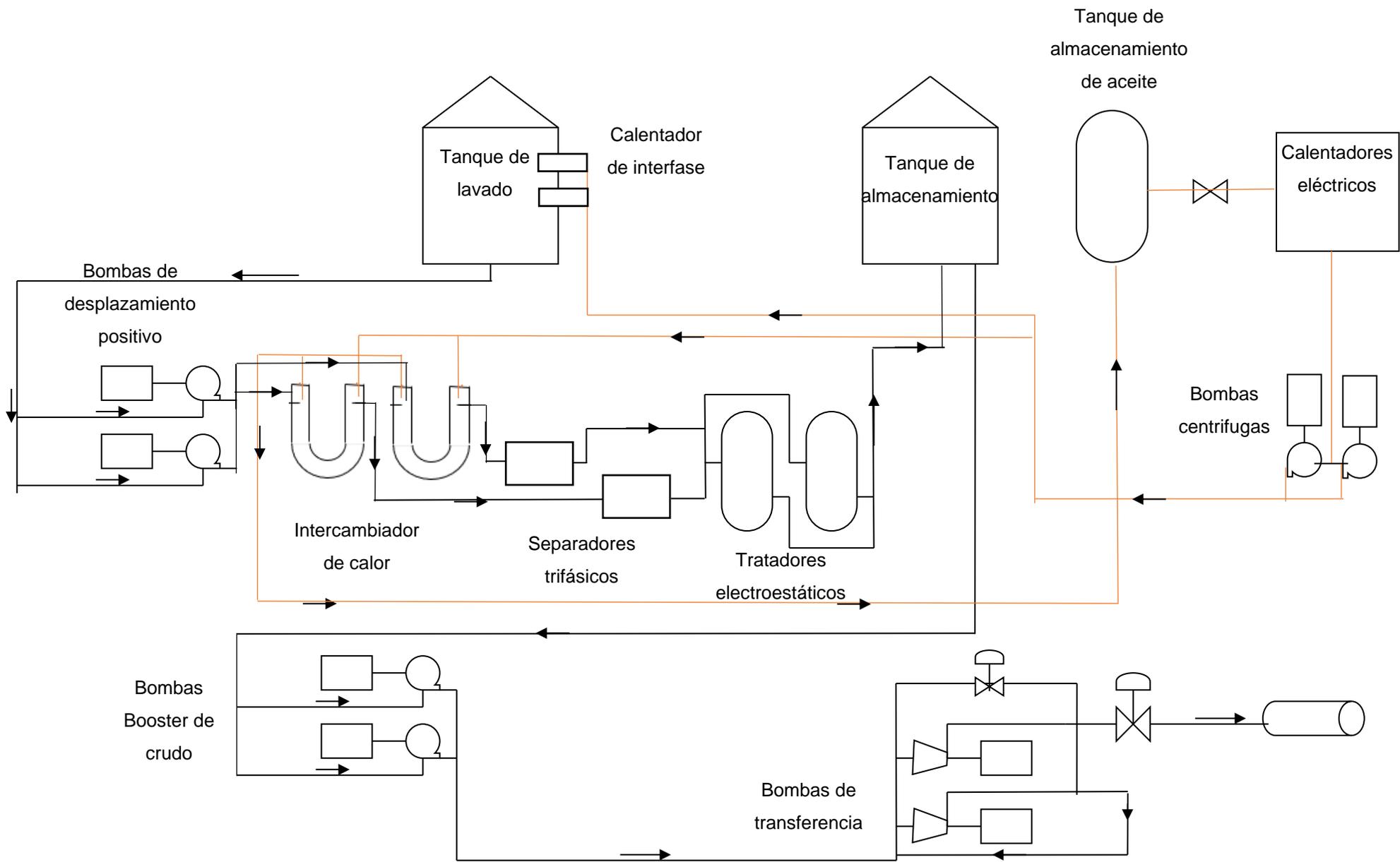
A continuación, se presenta el esquema de las facilidades de superficie en el cual podemos observar la inclusión de cada uno de los equipos existentes, en este proceso el crudo ingresa a la bota desgasificadora con el fin de que se lleve a cabo la primera separación luego es llevado mediante tuberías al tanque de lavado con una temperatura promedio de 130 °F, con la ayuda de los calentadores de interfase los cuales tiene como objetivo elevar la temperatura del crudo (hasta 170 °F aproximadamente) disminuyendo su viscosidad y facilitando de esta manera la creación del colchón de agua, posterior a esto el crudo es trasladado mediante las bombas de desplazamiento positivo hasta un intercambiador de calor de doble tubo el cual consta de una configuración que permite la circulación del aceite térmico (con una temperatura de entrada de 500 °F y una temperatura de salida de 300 °F) por el ánulo o espacio anular mientras el crudo circula por el tubo interior (con una temperatura de entrada de 170 °F y una temperatura de salida de 212 °F) teniendo una ganancia de temperatura considerable, siguiendo el proceso el crudo se direcciona a los separadores trifásicos donde sufre una nueva separación redirigiendo cada uno de los fluidos a su destino correspondiente ayudando a disminuir el BSW presente en la mezcla dejándolo en aproximadamente el 10%, posterior a este paso el crudo se dirige hacia los

tratadores electrostáticos los cuales están diseñados para disminuir el BSW hasta mantenerlo en un promedio de 0.5 – 1% , luego el crudo mediante bombas booster es transportado hacia el tanque de almacenamiento , teniendo una estancia mínima para luego ser trasladado por bombas de transferencia horizontal las cuales están alimentadas por las bombas booster del crudo, hacia la unidad LACT con el fin de ser fiscalizado y ser dirigido a la línea de oleoducto secundario hasta la estación de recepción en este caso la Estación Central Cuyabeno.

### **PROCESO DE CALENTAMIENTO DEL ACEITE TERMICO**

El aceite térmico está diseñado para ser calentado por una fuente externa en este caso dado la ubicación geográfica del campo y las rutas de acceso se ha optado por el uso de calentadores eléctricos de ajuste(6 pares) los cuales tienen la capacidad de elevar la temperatura del aceite hasta los parámetros requeridos, consta con un tanque de recolección del aceite el cual cumple diversas funciones las cuales abordamos en el capítulo anterior, con bombas centrifugas que permiten la distribución del aceite por cada parte del sistema hasta completar el circuito y ser recogido en el tanque antes mencionado.

#### **4.2.2. Presentación del diagrama de facilidades de superficie**



## 4.3.PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL DIMENSIONAMIENTO

### 4.3.1. Dimensionamiento del tratador electroestático

Datos iniciales

Tabla 15 . – Datos iniciales para el dimensionamiento

DATOS	CANTIDAD	UNIDAD
Gravedad del crudo	15	°API
Tasa de flujo de crudo	7000	BPD
Gravedad especifica del crudo	1.035	
Gravedad especifica del agua	0.9658	
Densidad del crudo	965.8	Kg/m <sup>3</sup>
Densidad del agua	1035	Kg/m <sup>3</sup>
Temperatura de entrada del crudo	212	°F
Diferencia de densidades	69.2	Kg/m <sup>3</sup>

*Tabla 15 Datos iniciales para el dimensionamiento del tratador electroestático, Fuente: Petroecuador EP*

**PASO 1** Se debe determinar la viscosidad del crudo a la temperatura de tratamiento.

- Se halla un factor de corrección Z

$$Z = 3.0324 - 0.02023 G$$

$$Z = 2.72895$$

- Se halla un factor de corrección Y

$$Y = 10^Z$$

$$Y = 535.734975$$

- Se halla el factor de corrección X

$$X = Y * T^{-1.163}$$

$$X = 0.70479$$

- Se halla la viscosidad

$$\mu_o = 10^x - 1$$

$$\mu_o = 10.3608 \text{ cp}$$

$$\mu_o = 0.01036084 \text{ Pa} \cdot \text{seg}$$

**PASO 2** Se debe determinar el tamaño de la gota de agua

$$dm = 500 * (\mu_o)^{-0.675}$$

$$dm = 103.175929 \text{ micrones}$$

**PASO 3** Se debe obtener la sección de asentamiento a fin de determinar la geometría del recipiente.

$$d_i * L_{eff} = \frac{438 * (Q_o * \mu_o)}{\Delta SG * dm^2}$$

$$d_i * L_{eff} = 43122.5327 \text{ ft}$$

**PASO 4** Se debe determinar el tiempo de retención

$$d_i^2 * L_{eff} = \frac{T_r * (Q_o)}{1.05}$$

$$d_i^2 * L_{eff} = 589.924065 \text{ ft}$$

**PASO 5** Se debe determinar la velocidad de flujo de las parrillas para cada tipo de corriente.

$$v = \frac{Q_o}{A} = C \left( \frac{\Delta \rho}{\mu_o} \right)^{0.6}$$

$$v = 0.00364753 \text{ m/s DC}$$

$$v = 0.00453476 \text{ m/s AC}$$

$$v = 0.00552058 \text{ m/s AC/DC}$$

Se puede determinar la constante “C” para los diferentes tipos de corrientes mediante la siguiente tabla.

Tabla 16. – Constante “C” para diferentes tipos de corrientes

TIPOS DE CORRIENTE	CONSTANTE
Corriente directa	$18.5 * 10^{-6}$
Corriente alterna	$23 * 10^{-6}$
Corriente combinada	$28 * 10^{-6}$

*Tabla 16 Constante "C" para tipos de corrientes, fuente: Parámetros de comparación y dimensionamiento de tratadores térmicos y electrostáticos. Autor: Yury Collazos.*

**PASO 6** Se debe determinar el área óptima de las parrillas.

$$A = \frac{Q_o}{v}$$

$$A = 3.53664376 \text{ m}^2 \quad \text{corriente DC}$$

$$A = 2.84469172 \text{ m}^2 \quad \text{corriente AC}$$

$$A = 2.33671105 \text{ m}^2 \quad \text{corriente AC/DC}$$

**PASO 7** Determinar la longitud y altura del tratador. Utilizamos EL ANEXO 1.

Obteniendo un tratador con las siguientes dimensiones

10'x30'	2.000.000	2.18°	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1000-3000	2-3
10'x30'	2.500.000	2.24°	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1000-3000	2-3
10'x30'	3.000.000	3.18°	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1000-3000	2-3

#### 4.3.2. DIMENSIONAMIENTO DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR DE DOBLE TUBO

Tabla 17. – Datos iniciales para el intercambiador de calor de doble tubo

DATOS	CANTIDAD	UNIDAD
Caudal de crudo	36890	Lb/hr
Temperatura de entrada del crudo	160	°F
Temperatura de salida del crudo	212	°F
Temperatura de entrada del aceite térmico	500	°F
Temperatura de salida del aceite térmico	300	°F

*Tabla 17 Datos iniciales para el diseño del intercambiador de calor. Fuente: Petroecuador EP*

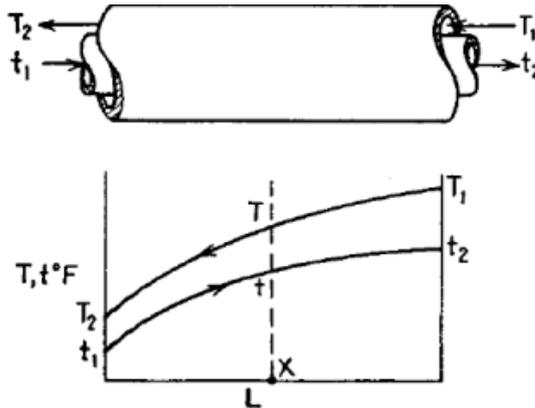
**PASO 1.** – Se debe realizar un balance térmico, aplicando la siguiente formula.

$$Q = m * Cp * T$$

$$Q = 1704070.38 \text{ Btu/hr}$$

PASO 2. – Se calcula la temperatura media logarítmica.

Dado el diseño suponemos un flujo contracorriente



$$MLTD = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{(T_1 - t_2)}{(T_2 - t_1)}}$$

$$MLTD = 98.911 \text{ } ^\circ\text{F}$$

Se determina el área de transferencia de calor asumiendo los valores de coeficiente de transferencia de calor U.

$$A = \frac{Q}{Ud * \Delta T_L}$$

$$A = 96.8222 \text{ ft}^2$$

Dado que el área de transferencia de calor cumple con los requisitos establecidos  $A < 100 \text{ ft}^2$  se puede seguir el procedimiento en caso contrario es recomendable buscar otro tipo de sistema de calentamiento.

PASO 3. - Se debe obtener las propiedades físicas de cada uno de los fluidos.

Tabla 18 . – Propiedades físicas de los fluidos involucrados en el proceso

Propiedad física	Crudo pesado	Aceite térmico	Unidad
------------------	--------------	----------------	--------

Capacidad calórica, Cp	0.491884	0.5271	Btu/lb.°F
Viscosidad, $\mu$	150.709	0.6580	Lb/pie.hr
Conductividad térmica, k	0.065	0.06	Btu/hr.pie.°F
Densidad, $\rho$	60.3054	53.5	Lb/pie <sup>3</sup>
Coefficiente de resistencia a la incrustación, r	0.000017628	0.0000264	Btu/hr/pie <sup>2</sup> .°F

*Tabla 18 Propiedades físicas de los fluidos involucrados en el proceso. Fuente: elaboración propia*

Para el crudo se usaron tablas para estimar la capacidad calórica y conductividad térmica

### ANEXO 2 Y 3

En el caso del aceite térmico se consultó el manual del fabricante para obtener datos precisos **ANEXO 7 Y 8**

PASO 4. – Se debe seleccionar los tubos IPS y sus características **ANEXO 6**

Tabla 19. – Dimensiones de la tubería empleada

Tubos, pulg	diámetro exterior, (Do)	Diámetro interior, (Di)	Diámetro exterior, (do)	Diámetro interior, (di)	Espesor, (x)	Área de la sección transversal del tubo, (at)	Área de la sección transversal del anulo, (aa)	Diámetro equivalente entre tubos	Área lateral longitudinal
4 x 3	4.5	4.026	3.068	0.237	7.38	3.14	1.14	0.917	0.917

*Tabla 19 Dimensiones de las tuberías empleadas. Fuente: Manual de tablas y gráficos para diseño de intercambiadores de calor. Autor: MSC Pedro Ángeles Chero.*

Datos tomados del **ANEXO 6**

PASO 5. – Se determina el curso de los fluidos.

El aceite térmico fluye por el espacio anular dado que tiene una mayor masa que el crudo.

PASO 6. – Se calcula el coeficiente de película en el tubo interior, ht.

Se utiliza la ecuación para flujo turbulento

$$h_i = J_H \left( \frac{k}{d_i} \right) \left( \frac{cp * \mu}{k} \right)^{1/3} \left( \frac{\mu}{\mu_w} \right)^{0.14}$$

$$h_i = 7.64128 \frac{\text{Btu}}{\text{h}} \cdot \text{pie}^2 \cdot ^\circ F$$

El valor de  $J_H$  lo obtenemos en la gráfica del **ANEXO 4**

Se utiliza la siguiente ecuación para corregir el valor obtenido.

$$h_t = h_i \frac{d_i}{d_o}$$

$$h_t = 6.698131 \frac{\text{Btu}}{\text{h}} \cdot \text{pie}^2 \cdot ^\circ F$$

Se calcula el número de Reynolds

$$Nre = \frac{d_i * G_t}{\mu}$$

$$Nre = 101.75798$$

Se calcula el valor de  $G_t$

$$G_t = \frac{m_t}{a_t}$$

$$G_t = 69983.73984 \frac{\text{lb}}{\text{hr}} \cdot \text{pie}^2$$

PASO 7. – Se debe calcular el coeficiente de película que circula por el anulo,  $h_a$

$$h_a = J_H \left( \frac{k}{d_e} \right) \left( \frac{cp * \mu}{k} \right)^{1/3} \left( \frac{\mu}{\mu_w} \right)^{0.14}$$

$$h_a = 84.18606 \frac{\text{Btu}}{\text{h}} \cdot \text{pie}^2 \cdot ^\circ F$$

El valor de  $J_H$  lo obtenemos en la gráfica del **ANEXO 4**

Se calcula el número de Reynolds del fluido que circula por el anillo.

$$Nre = \frac{D_e * G_a}{\mu}$$
$$Nre = 18994.7943$$

Se obtiene el valor de Ga.

$$Ga = \frac{m_a}{a_a}$$
$$Ga = 131561.9441 \frac{\text{lb}}{\text{hr}} \cdot \text{pie}^2$$

PASO 8. – Se calcula el coeficiente total limpio,  $U_c$ .

$$U_c = \frac{h_t * h_a}{h_t + h_a}$$
$$U_c = 6.20448 \frac{\text{Btu}}{\text{hr}} \cdot \text{pie}^2 \cdot ^\circ\text{F}$$

PASO 9. – Se calcula el coeficiente total de diseño,  $U_d$ .

$$\frac{1}{U_d} = \frac{1}{U_c} + Rd$$
$$U_c = 150.155 \frac{\text{Btu}}{\text{hr}} \cdot \text{pie}^2 \cdot ^\circ\text{F}$$

Se debe calcular el valor de  $Rd$  que es la suma de los coeficientes de resistencia al incrustamiento

$$Rd = r_t + r_a$$
$$Rd = 8.8114\text{E} - 05 \text{ Btu/hr/pie}^2 \cdot ^\circ\text{F}$$

PASO 10. – Se debe calcular el área requerida (A),

$$A = \frac{Q}{Ud * \Delta T_L}$$
$$A = 120.84589 \text{ pie}^2$$

PASO 11. – Se calcula la longitud total del intercambiador, ( $L_T$ ).

$$L_T = \frac{A}{a_{it}}$$
$$L_T = 131.78396 \text{ pies}$$

PASO 12. – Se calcula el número de horquillas necesarias, Nh.

$$Nh = \frac{L_T}{2L}$$
$$Nh = 3.295$$
$$Nh = 3$$

En caso de que el valor resultante no sea un entero, se debe redondear, el número de horquillas se utiliza para recalcular la longitud total del intercambiador y el área verdadera.

PASO 13. – Se calcula la caída de presión en el interior del tubo, psia.

$$\Delta P_t = \frac{f * G_t^2 * L_T}{72 * g * \rho * d_i}$$
$$\Delta P_t = 0.047665 \text{ psia}$$

Se calcula el factor f

$$f = 0.0035 + \frac{0.264}{(Nre)^{0.42}}$$

$$f = 0.04138$$

PASO 14. – Se calcula la caída de presión en el anulo, psia

$$\Delta P_A = \Delta P_a + \Delta P_{es}$$

$$\Delta P_A = 9.979 \text{ psia}$$

$$\Delta P_a = \frac{f * G_a^2 * L_T}{72 * g * \rho * D_e}$$

$$\Delta P_a = 9.96028 \text{ psia}$$

$$\Delta P_{es} = \frac{n * v^2}{2 * g}$$

$$\Delta P_{es} = 0.018805 \text{ psia}$$

$$v = \frac{G_a}{3600 * \rho}$$

$$v = 0.605998 \text{ pie/s}$$

$$f = 0.0035 + \frac{0.264}{(Nre)^{0.42}}$$

$$f = 0.0055531$$

$$Nre = \frac{d_t * G_t}{\mu}$$

$$Nre = 105171.177$$

Dado que la presión máxima permisible para un diseño óptimo es de 10 psia, se realizó un primer dimensionamiento utilizando el caudal total del campo debido a que la caída de presión era mayor a la permitida en el diseño se optó por dividir la masa dado que la misma era muy grande y de esta forma realizar una configuración en paralelo lo cual se evidencia en el ANEXO 5

## **4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO**

En esta sección se realizará una evaluación económica con el fin de estimar la inversión inicial necesaria para poder realizar el proyecto, se tomaron valores estimados los cuales se obtuvieron de otros campos que cuentan con estos equipos, entre las facilidades de superficie evaluadas tenemos las siguientes:

### **Tratador electrostático**

Para este equipo dado su capacidad se tomó un valor de adquisición estimado entre 1'000000 y 2'000000 de dólares según la investigación realizada se estima el tiempo de vida útil en 15 años aproximadamente, a continuación, se presenta el proceso de amortización simple para poder distribuir el costo del equipo a lo largo de su tiempo de funcionalidad.

Se asume que este equipo no tiene un valor residual es decir luego de cumplir su vida útil no se usara para otro fin.

Los cálculos se encuentran en el ANEXO 15

### **Intercambiador de calor**

Para este equipo dado su capacidad se tomó un valor de adquisición estimado entre 500000 y 1'500000 dólares según la investigación realizada se estiman el tiempo de vida útil en 10 años aproximadamente, a continuación, se presenta el proceso de amortización simple para poder distribuir el costo del equipo a lo largo de su tiempo de funcionalidad.

Se asume que este equipo no tiene un valor residual es decir luego de cumplir su vida útil no se usara para otro fin.

Los cálculos se encuentran en el ANEXO 16

### **Calentadores eléctricos**

Para este equipo dado su capacidad se tomó un valor de adquisición estimado entre 50000 y 100000 dólares cada uno, se necesitan al menos 6 para cumplir con los requerimientos del sistema según la investigación realizada se estiman el tiempo de vida útil en 20 años

aproximadamente, a continuación, se presenta el proceso de amortización simple para poder distribuir el costo del equipo a lo largo de su tiempo de funcionalidad.

Se asume que este equipo no tiene un valor residual es decir luego de cumplir su vida útil no se usara para otro fin.

Los cálculos se encuentran en el ANEXO 17

### **Tanque de recolección de aceite térmico**

Para este equipo dado su capacidad se tomó un valor de adquisición estimado entre 25000 y 50000 dólares con todas las válvulas de seguridad necesarias según la investigación realizada se estiman el tiempo de vida útil en 15 años aproximadamente, a continuación, se presenta el proceso de amortización simple para poder distribuir el costo del equipo a lo largo de su tiempo de funcionalidad.

Se asume que este equipo no tiene un valor residual es decir luego de cumplir su vida útil no se usara para otro fin.

Los cálculos se encuentran en el ANEXO 18

Tomando en cuenta estos datos se puede estimar el costo inicial de inversión en aproximadamente.

Tabla 20. – Inversión inicial

EQUIPO	VALOR	UNIDAD
Tratador electrostático	1'500000	Dólares
Intercambiador de calor	1'000000	Dólares
Calentadores eléctricos	480000	Dólares
Tanque de recolección	35000	Dólares

*Tabla 20 Inversión estimada inicial*

Dando como valor inicial aproximado un total de 3'015000 dólares tomando en cuenta los principales equipos necesarios

## **5. CAPITULO V:**

# **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **5.1.CONCLUSIONES**

- De acuerdo con la revisión de las propiedades del crudo y el análisis realizado de sus características principales tales como gravedad API, viscosidad entre otros, los cuales son fundamentales para el diseño de un sistema eficiente dado que influyen de forma directa en la elección de cada etapa del sistema tal como la selección de equipos de transporte, los procesos de calentamiento y los métodos de optimización.
- La implementación de las facilidades expuestas tiene como finalidad la optimización del transporte de crudo, mejorar la eficiencia energética del sistema, la seguridad, volviéndolo un proceso sostenible. El intercambiador de calor de doble tubo ayuda a reducir la viscosidad del crudo mejorando su viscosidad y disminuyendo la caída de presión, el tratador electrostático permite la separación adecuada de cada uno de los fluidos involucrados evitando las posibles obstrucciones y previniendo los desgastes de los equipos, los calentadores eléctricos permiten que la temperatura del aceite térmico se mantenga constante dando un control preciso, dado la ubicación del campo y el complicado acceso a recursos se convierte en una herramienta necesaria
- Aunque el diseño propuesto incluye facilidades de superficie nuevas, tanto como el intercambiador de calor y el separador electrostático los cuales son equipos sumamente costosos los beneficios que estos conllevan son altamente estimados, reduciendo costos operativos, reduciendo los problemas ocasionados por fallas de tuberías. Además de mejorar la calidad del producto final en este caso el crudo.

- Este diseño fue creado con el fin de dar una pauta o dejar sentada las bases para un trabajo posterior tomando en cuenta que en la búsqueda de optimización y viabilidad es necesario una inversión inicial que garantice el éxito y correcto funcionamiento de cualquier plan que se desee llevar a cabo.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

- Para obtener un resultado óptimo al momento de realizar el diseño se recomienda obtener datos reales y confiables dado que en algunos pasos del dimensionamiento se utilizan ecuaciones empíricas con el fin de acercarse o asimilar datos que únicamente se pueden obtener en laboratorio mediante pruebas rigurosas.
- Este diseño puede ser ajustado de la forma en que se crea conveniente con el fin de maximizar su aplicabilidad y optimizar recursos, se recomienda realizar un estudio económico completo con el fin de determinar los cambios que se deban realizar.
- Las facilidades usadas en este diseño se escogieron según el criterio de su creador, se recomienda usarla como una base sujeta a cambios y modificaciones las cuales se pueden ajustar a las necesidades o a la existencia de equipos implementables.
- Es de vital importancia conocer cada una de las características del campo de estudio, además de las propiedades físicas, químicas y termodinámicas del crudo a estudiar con el fin de minimizar los fallos en el diseño y evitar cálculos erróneos al momento de realizar el dimensionamiento de los equipos.
- Para complementar el trabajo expuesto, es de suma importancia el uso de herramientas de cómputo, programas diseñados o especializados en el diseño de facilidades para el transporte de crudos pesados por tuberías, con el objetivo de realizar una simulación que se acople de mejor manera a una situación operacional real, minimizando de gran manera los márgenes de errores que se pueden producir.

# REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

## BIBLIOGRAFÍA

- Afshin Ghajar, Y. A. (2014). *Heat and Mass Transfer: Fundamentals and Applications*. Oklahoma: McGraw-Hill Education.
- Alboudwarej, H. (2006). *La importancia del petróleo pesado*. Alberta, Canadá: Schlumberger.
- Alfredo, L. F. (2018). *Situación y retos para el desarrollo de los crudos pesados y extrapesados de México*. México: Universidad Autónoma de México.
- Arnold, S. M. (2009). Emulsions and oil treating equipment selection, sizing and troubleshooting. En S. M. Arnold, *Emulsions and oil treating equipment selection, sizing and troubleshooting* (pág. 290). USA.
- Arzata, S. O. (2009). *El mundo del petróleo: Origen, usos y escenarios*. Conacyt.
- Autor. (2024).
- Camacho, C. &. (2014). *Evaluación de tecnologías aplicadas al transporte de crudo en tuberías*.
- Carlos, G. Q. (2008). *Fluidos Viscosos*. Alicante: Universidad de Alicante.
- Castro, A. G. (2019). *Estudio para la optimización de producción mediante análisis nodal en pozos del bloque 57*. QUITO: ESCUELA NACIONAL POLITECNICA.
- Chero, P. Á. (2014). *Diseño de intercambiadores de calor para Ingenieros Químicos*. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.
- Emiliano Ariza Leon, J. F. (2012). *Análisis de la simulación de precipitación de asfaltenos en el crudo del Campo Colorado*. Santander: El reventon Energetico.

- Engelman, C. a. (1989). *The theory and Economics of Electrostatic Treaters*. Oklahoma City: Society Of Petroleum Engineers.
- Espin, L. F. (2013). *Analisis tecnico economico para incrementar la produccion en los campo Tipischa, Blanca, Vinita* . Universidad Central Del Ecuador .
- Espin, L. F. (2013). *Analisis tecnico economico para incrementar la produccion en los campos Tipishca, Blanca y Vinita*. Quito : Universidad Central De Ecuador .
- Giovanni, C. B. (2014). *Evaluación de las tecnologías aplicadas al transporte de crudo pesado en tuberías*. Mexico D.F : Universidad Nacional Autonoma de Mexico.
- González-Mendizabal, D. (2002). *Guia de intercambiadores de calor: Tipos generales y aplicaciones* . Universidad Simon Bolívar.
- Guzman, P. R. (2017). *Transporte de crudos pesados y extrapesados en conductos*.
- Hart, A. (2014). *A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines*.
- Headquarters, E. C. (2019). *Therminol VP-1 heat transfer fluid*. Mayville: Eastman.
- Llerena, C. F. (2017). *Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos* . Quito : Escuela Politécnica Nacional .
- Novillo, R. (2015). *Ocp Ecuador*. BDS Consulting.
- Palacio Rodriguez & Guzman, R. &. (2017). *Transporte de crudos pesados y extrapesados en conductos*. Mexico.
- Palacio Rodriguez & Guzman, R. (2017). *Transporte de crudos pesados y extrapesados en conductos*. Mexico.

- Puig, O. B. (2018). *Diseño térmico y mecánico de un intercambiador de calor*. Catalunya: Universidad Politécnica De Catalunya.
- Quesada, J. G. (2008). *Técnicas reométricas*. Alicante: Universidad Alicante.
- Reyes, P. R. (2012). *Desarrollo de un algoritmo y programa en Matlab para sistematizar un modelo digital hidrodinámico en estado estable de un oleoducto para transportar de crudo liviano*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Ricardo Novillo, L. (2015). *Ocp Ecuador*. Quito: BDS Consulting.
- Rodriguez J, O. A. (2020). *Caracterización de la viscosidad y su comportamiento en los procesos termicos aplicados en yacimientos de crudos pesados*. Thermal oil recovery: <https://innovamas.nakasawaresources.com/wp-content/uploads/2021/09/2020-012-VISCOSIDAD-THERMAL-RECOVERY.pdf>
- s.a.u, J. S. (enero de 2022). *Viscosímetros rotacionales* . <https://grupo-selecta.com/wp-content/uploads/M.80239.00-D.pdf>
- Sanchez, A. D. (2012). *Plan de desarrollo del campo Drago*. Quito.
- Sandoval, R. A. (2009). *Guía de Utilización del aceite térmico en un sistema de transferencia de calor* . Guatemala: Universidad de San Carlos De Guatemala.
- Santana, E. A. (2013). *Simulación y dimensionamiento de equipos de procesos de deshidratación de petróleo en facilidades de producción*. Quito : Univerdad Central Del Ecuador.
- Sons, J. W. (2001). *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology*. Sevilla : Wiley-Interscience.
- Soria, P. J. (2013). *Análisis de operación de los deshidratadores electrostáticos en el CPF de Yuralpa Bloque 21* . Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.

Strahler, A. N. (1992). *Geología física*. Omega.

Suarez, C. J. (2015). *Clasificación del petróleo crudo segun su lugar de origen*.  
Instituto Politécnico Nacional.

Wauquier, J.-P. (2004). *El refino del petróleo* . Madrid: Diaz De Santos .

Wauquier, J.-P. (2004). *El refino del petróleo* . Diaz de Santos .

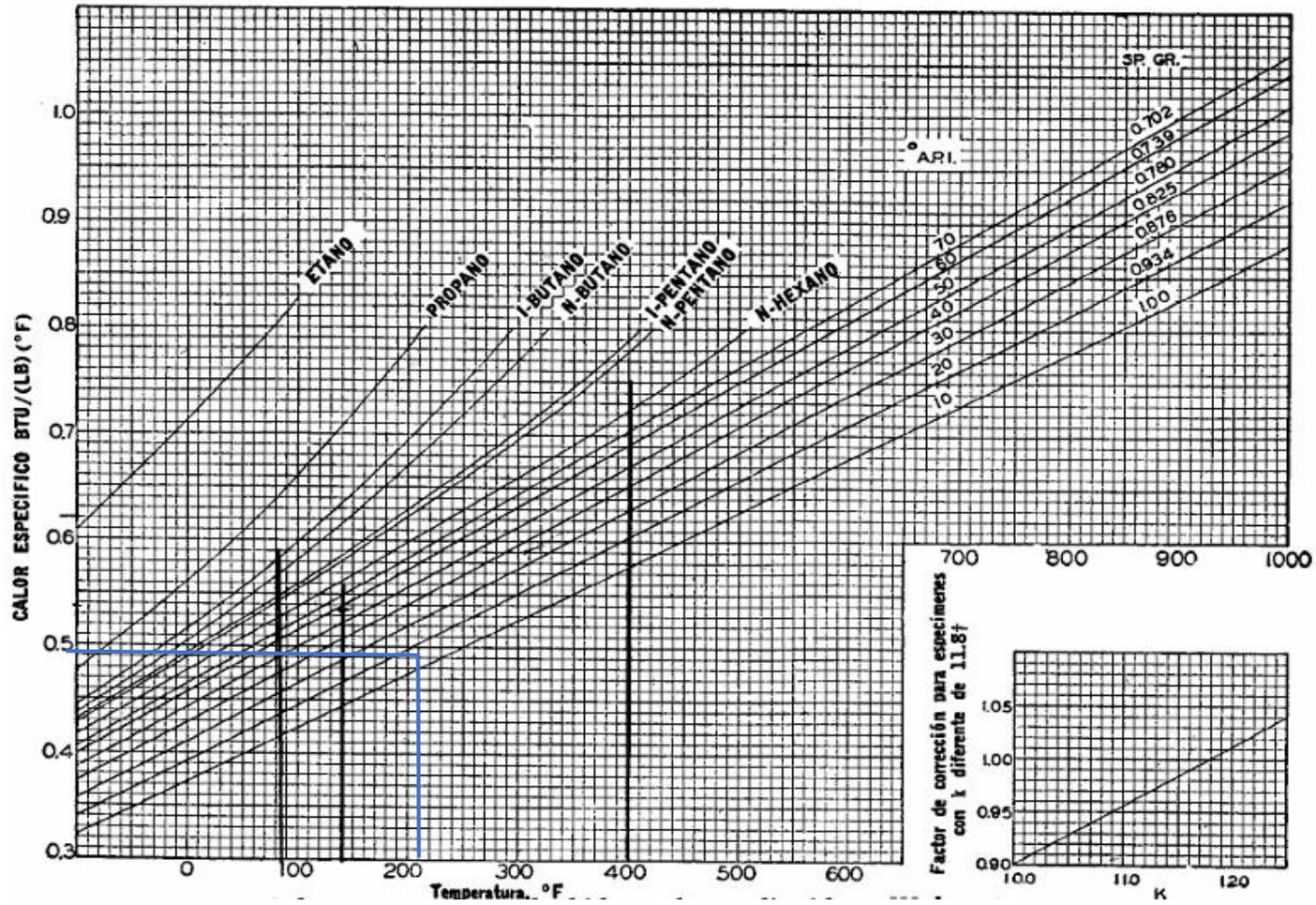
## **ANEXOS**

## Anexo 1 Capacidad de los tratadores electrostáticos

ELEKTROSTATIC TREATER CAPACITIES								
15° to 42° API GRAVITY OIL								
Shell size (Length x Diameter)	Fire-tube capacity (Bt/Hr)	Fire-tubes (Number and O.D)	Oil				Free Water (barrels per Day)	Gas (MM scfd)
			Bbls/Hr		Bbls/Day			
			AC	AC/DC	AC	AC/DC		
6' x 15'	550,000	1.18"	20-100	24-120	480-2400	576-2880	500-1500	0.5-1
6' x 20'	1,000,000	1.18"	20-100	24-120	480-2400	576-2880	500-1500	0.5-1
8' x 15'	750,000	1.24"	50-180	60-261	1200-4320	1400-5184	600-1800	1.5-2
8' x 15'	1,100,000	2.18"	50-180	60-261	1200-4320	1400-5184	600-1800	1.5-2
8' x 20'	1,300,000	1.21"	100-230	120-276	2400-5520	2880-6624	800-2400	1.5-2
8' x 20'	2,000,000	2.18"	100-230	120-276	2400-5520	2880-6624	800-2400	1.5-2
8' x 25'	1,500,000	1.24"	125-250	150-300	3000-600	3600-7200	800-2400	1.5-2
8' x 25'	2,250,000	2.18"	125-250	150-300	3000-600	3000-6000	800-2400	1.5-2
10' x 20'	2,000,000	2.18"	140-280	168-336	3360-6720	4032-8064	1000-3000	2-3
10' x 20'	2,500,000	2.24"	140-280	168-336	3360-6720	4032-8064	1000-3000	2-3
10' x 20'	3,000,000	3.18"	140-280	168-336	3360-6720	4032-8064	1000-3000	2-3
10' x 25'	2,000,000	2.18"	175-430	210-516	4200-10320	5040-12384	1000-3000	2-3
10' x 25'	2,500,000	2.24"	175-430	210-516	4200-10320	5040-12384	1000-3000	2-3
10' x 25'	3,000,000	3.18"	175-430	210-516	4200-10320	5040-12384	1000-3000	2-3
10' x 30'	2,000,000	2.18"	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1000-3000	2-3
10' x 30'	2,500,000	2.24"	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1000-3000	2-3
10' x 30'	3,000,000	3.18"	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1000-3000	2-3
10' x 35'	3,000,000	2.24"	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1500-4500	2-3
10' x 35'	3,750,000	3.18"	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1500-4500	2-3
10' x 40'	3,750,000	2.24"	350-730	420-876	8400-17520	10080-21024	2000-6000	3-5
10' x 45'	5,000,000	2.24"	350-730	420-876	8400-17520	10080-21024	2500-7500	3-5
10' x 50'	6,000,000	2.24"	350-730	420-876	8400-17520	10080-21024	3000-9000	3-5

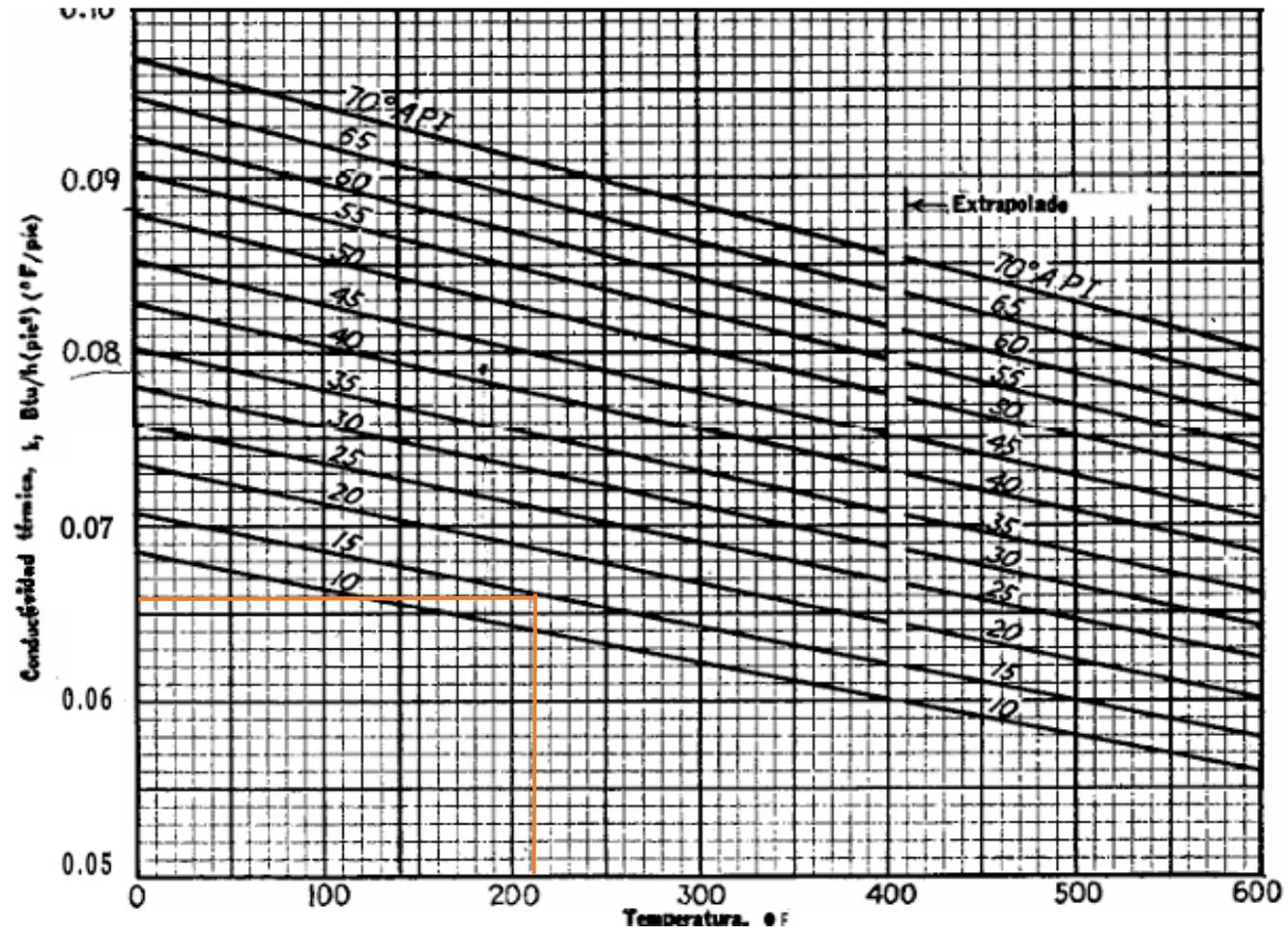
(Arnold, 2009)

**Anexo 2:** Calores específicos de hidrocarburos líquidos de acuerdo con su temperatura.



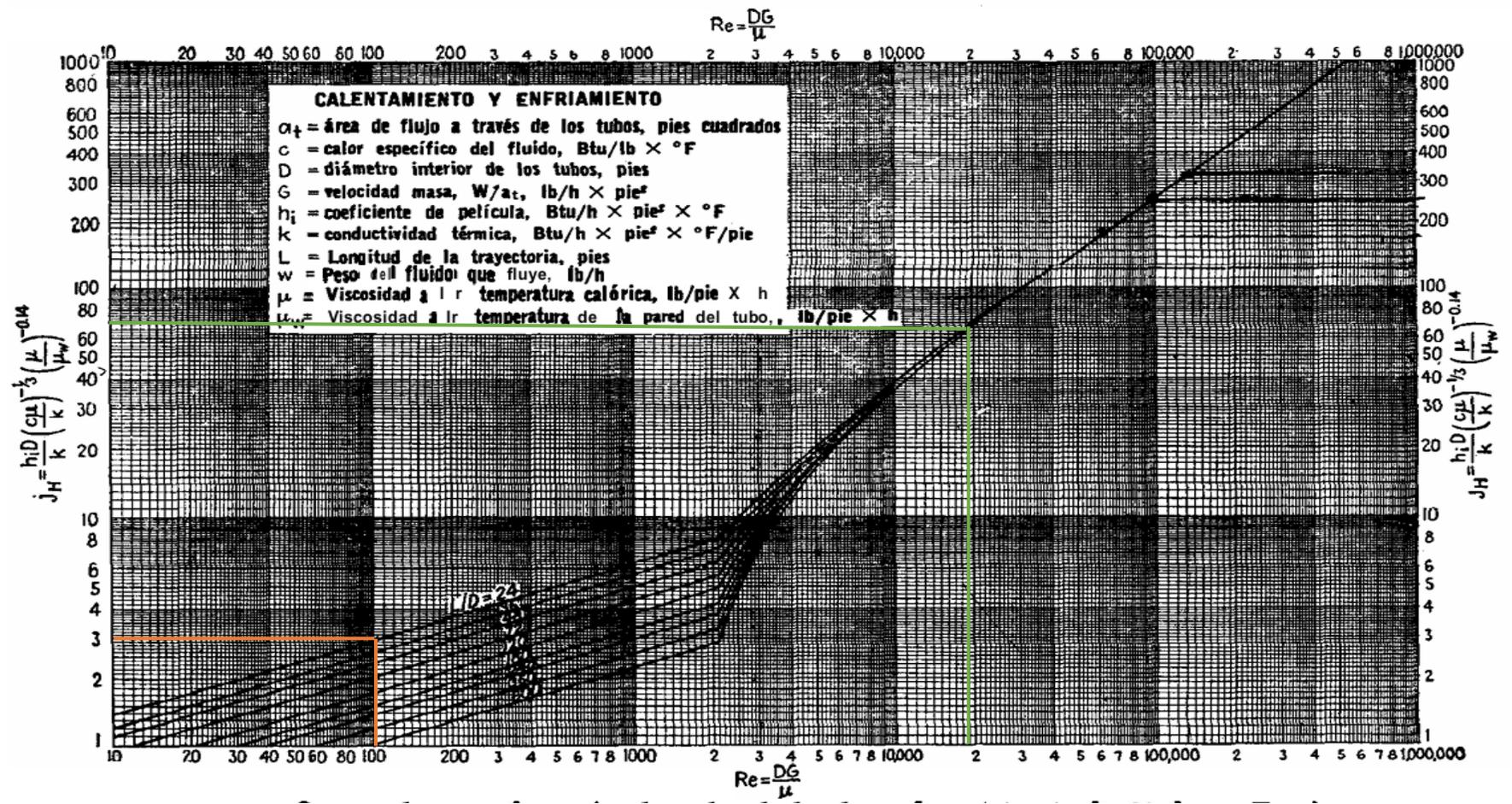
(Afshin Ghajar, 2014)

### Anexo 3: Conductividades térmicas de hidrocarburos líquidos



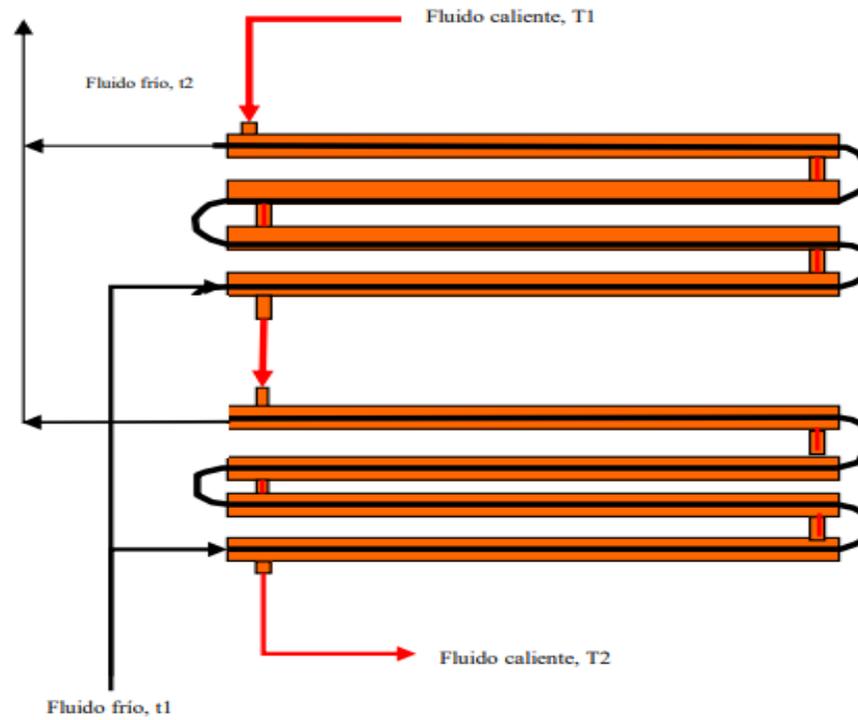
(Afshin Ghajar, 2014)

Anexo 4: Curva de transferencia de calor lado de tubos.



(Afshin Ghajar, 2014)

**Anexo 5:** Diagrama de flujo donde el fluido frío circula por el interior del tubo de dos intercambiadores de calor dispuestos en serie.



(Chero, 2014)

## Anexo 6 Dimensiones de tuberías de acero IPS

Tamaño nominal del tubo, IPS plg	OE, plg	Cédula No.	DI, plg	Área de flujo por tubo, plg <sup>2</sup>	Superficie por pie lineal, pies <sup>2</sup> /pie		Peso por pie lineal, lb de acero
					Exterior	Interior	
1/8	0.405	40*	0.269	0.058	0.106	0.070	0.25
		80†	0.215	0.036		0.056	0.32
1/4	0.540	40*	0.364	0.104	0.141	0.095	0.43
		80†	0.302	0.072		0.079	0.54
3/8	0.675	40*	0.493	0.192	0.177	0.129	0.57
		80†	0.423	0.141		<b>0.111</b>	0.74
1/2	0.840	40*	0.622	0.304	0.220	0.163	0.85
		80†	0.546	0.235		0.143	1.09
3/4	1.05	40*	0.824	0.534	0.275	0.216	1.13
		80†	0.742	0.432		0.194	1.48
1	1.32	40*	1.049	0.864	0.344	0.274	1.68
		80†	0.957	0.718		0.250	<b>2.17</b>
1 1/4	1.66	40*	1.380	1.50	0.435	0.362	2.28
		80†	1.278	1.28		0.335	<b>3.00</b>
1 1/2	<b>1.90</b>	40*	1.610	2.04	0.498	0.422	2.72
		80†	1.500	1.76		0.393	3.64
2	2.38	40*	2.067	3.35	0.622	0.542	3.66
		80†	1.939	2.95		0.508	5.03
2 1/2	2.38	40*	2.469	4.79	0.753	0.647	5.80
		80†	2.323	4.23		0.609	7.67
3	3.50	40*	3.068	7.38	<b>0.917</b>	<b>0.804</b>	7.58
		80†	2.900	6.61		0.760	10.3
4	4.50	40*	4.026	12.7	1.178	<b>1.055</b>	<b>10.8</b>
		80†	3.826	11.5		<b>1.002</b>	<b>15.0</b>
6	6.625	40*	6.065	28.9	1.734	1.590	19.0
		80†	5.761	26.1		1.510	28.6
8	8.625	40*	7.981	50.0	2.258	2.090	28.6
		80†	7.625	45.7		<b>2.000</b>	43.4
10	-0.75	40*	110.02	<b>78.8</b>	2.814	2.62	40.5
		60	9.75	<b>74.6</b>		2.55	54.8
12	<b>2.75</b>	30	<b>12.09</b>	115	3.338	3.17	43.8
14	<b>4.0</b>	30	<b>13.25</b>	138	3.665	3.47	54.6
16	6.0	30	<b>15.25</b>	183	4.189	4.00	62.6
18	8.0	20†	<b>17.25</b>	<b>234</b>	4.712	4.52	<b>72.7</b>
20	ro.0	20	19.25	<b>291</b>	5.236	5.05	<b>78.6</b>
22	r2.0	20†	211.25	355	5.747	<b>5.56</b>	<b>84.0</b>
24	14.0	20	<b>23.25</b>	425	6.283	<b>6.09</b>	<b>94.7</b>

(Afshin Ghajar, 2014)

## Anexo 7: Propiedades típicas del Therminol VP-1

### Typical properties<sup>a</sup>

Appearance	Clear, water-white liquid
Composition	Biphenyl/diphenyl oxide (DPO) eutectic mixture
Maximum bulk temperature	400°C (750°F)
Maximum film temperature	430°C (800°F)
Normal boiling point	257°C (495°F)
Crystallizing point	12°C (54°F)
Flash point, COC (ASTM D-92)	124°C (255°F)
Flash point, PMCC (ASTM D-93)	110°C (230°F)
Autoignition temperature (ASTM E-659)	601°C (1114°F)
Autoignition temperature (DIN 51794)	621°C (1150°F)
Coefficient of thermal expansion at 200°C	0.000979/°C (0.000544/°F)
Heat of vaporization at maximum use temperature	206 kJ/kg (88.7 Btu/lb)
Total acidity (ASTM D-664)	<0.2 mg KOH/g
Average molecular weight	166
Pseudocritical temperature	499°C (930°F)
Pseudocritical pressure	33.1 bar (480 psia)
Pseudocritical density	327 kg/m <sup>3</sup> (20.4 lb/ft <sup>3</sup> )
Sulfur content (ASTM D-7691)	<10 ppm
Copper corrosion (ASTM D-130)	<<1a
Moisture content, maximum (ASTM E-203)	300 ppm
Volume contraction on freezing	6.27%
Volume expansion on melting	6.69%
Surface tension in air at 25°C	36.6 dynes/cm
Dielectric constant @ 23°C (ASTM D-924)	3.35

<sup>a</sup>These data are based on samples tested in the laboratory and are not guaranteed for all samples. Contact us for complete sales specifications for Therminol VP-1 fluid. Does not constitute an express warranty. See disclaimer on the back page of this bulletin.

(Headquarters, 2019)

## Anexo 8: Propiedades del líquido del fluido de transferencia de calor Therminol VP-1 según la temperatura

Temperature		Liquid density		Liquid heat capacity	Heat of vaporization	Liquid enthalpy <sup>b</sup>	Liquid thermal conductivity	Liquid viscosity <sup>c</sup>		Vapor pressure <sup>d</sup>
°F	°C	lb/gal	lb/ft <sup>3</sup>	Btu/(lb·°F)	Btu/lb	Btu/lb	Btu/(ft·h·°F)	lb/(ft·h)	cSt (mm <sup>2</sup> /s)	psia
54	12	8.93	66.8	0.364	180.2	0.1	0.0792	13.2	5.08	—
60	16	8.91	66.7	0.366	179.4	2.3	0.0790	11.8	4.58	—
80	27	8.84	66.1	0.374	176.8	9.7	0.0784	8.64	3.37	—
100	38	8.76	65.5	0.382	174.3	17.3	0.0778	6.60	2.60	0.001
120	49	8.69	65.0	0.390	171.7	25.0	0.0772	5.23	2.08	0.003
140	60	8.61	64.4	0.397	169.2	32.9	0.0765	4.26	1.71	0.006
160	71	8.53	63.8	0.405	166.7	40.9	0.0758	3.55	1.43	0.013
180	82	8.46	63.3	0.412	164.2	49.1	0.0750	3.01	1.23	0.025
200	93	8.38	62.7	0.420	161.8	57.4	0.0743	2.59	1.07	0.048
220	104	8.31	62.1	0.427	159.4	65.9	0.0735	2.26	0.938	0.087
240	116	8.23	61.5	0.435	156.9	74.5	0.0727	1.99	0.834	0.151
260	127	8.15	61.0	0.442	154.5	83.3	0.0719	1.77	0.749	0.251
280	138	8.07	60.4	0.449	152.2	92.2	0.0710	1.59	0.677	0.404
300	149	7.99	59.8	0.457	149.8	101.2	0.0701	1.43	0.617	0.629
320	160	7.91	59.2	0.464	147.4	110.4	0.0692	1.30	0.566	0.951
340	171	7.83	58.6	0.471	145.1	119.8	0.0683	1.18	0.522	1.40
360	182	7.75	58.0	0.478	142.7	129.3	0.0674	1.09	0.483	2.02
380	193	7.67	57.4	0.485	140.4	138.9	0.0664	1.00	0.450	2.85
400	204	7.59	56.8	0.492	138.0	148.7	0.0654	0.926	0.421	3.94
420	216	7.50	56.1	0.499	135.6	158.6	0.0644	0.859	0.395	5.35
440	227	7.42	55.5	0.506	133.2	168.7	0.0633	0.800	0.372	7.15
460	238	7.33	54.9	0.514	130.8	178.9	0.0622	0.747	0.352	9.41
480	249	7.25	54.2	0.521	128.4	189.2	0.0611	0.700	0.333	12.2
500	260	7.16	53.5	0.528	125.9	199.7	0.0600	0.658	0.317	15.6
520	271	7.06	52.8	0.535	123.4	210.3	0.0589	0.620	0.303	19.8
540	282	6.97	52.2	0.542	120.9	221.1	0.0577	0.585	0.289	24.8
560	293	6.88	51.4	0.549	118.3	232.0	0.0565	0.553	0.277	30.7
580	304	6.78	50.7	0.556	115.6	243.0	0.0553	0.524	0.267	37.6
600	316	6.68	50.0	0.563	112.9	254.2	0.0540	0.498	0.257	45.7
620	327	6.58	49.2	0.571	110.0	265.5	0.0527	0.474	0.248	55.1
640	338	6.47	48.4	0.578	107.1	277.0	0.0514	0.451	0.241	65.8
660	349	6.36	47.6	0.586	104.1	288.7	0.0501	0.431	0.234	78.1
680	360	6.25	46.7	0.594	101.0	300.5	0.0488	0.412	0.227	92.1
700	371	6.13	45.9	0.602	97.7	312.4	0.0474	0.394	0.222	108
720	382	6.01	44.9	0.612	94.2	324.6	0.0460	0.378	0.217	125
740	393	5.88	43.9	0.622	90.6	336.9	0.0446	0.363	0.213	145
760	404	5.74	42.9	0.633	86.8	349.4	0.0431	0.349	0.210	167
780	416	5.59	41.8	0.646	82.6	362.2	0.0417	0.335	0.207	191
800	427	5.43	40.6	0.662	78.1	375.3	0.0402	0.323	0.205	218

(Headquarters, 2019)

**Anexo 9:** Hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el dimensionamiento del tratador electrostático.

1	<b>DATOS</b>				
2	Gravedad del crudo	15	°API		
3	tasa de flujo de crudo	7000	BPD	0,0129	
4	Gravedad especifica del crudo	1,035			
5	Gravedad especifica del agua	0,9658			
6	densidad del crudo	965,8	kg/m3		
7	densidad del agua	1035	kg/m3		
8	Temperatura de entrada del crud	212	°F		
9	Diferencia de gravedades	0,0692			
10	diferencia de densidades	69,2			
11					
12					
13					
14	<b>PASO 1</b>	<b>CALCULO DE LA VISCOSIDAD</b>			
15					
16	Z=	2,72895			
17					
18					
19	Y=	535,734975			
20					
21					
22	X=	1,05541046			
23					
24					
25	$\mu_o =$	10,3608404	cp		
26		0,01036084	Pa*seg		
27					
28	<b>PASO 2</b>	<b>CALCULO DE DIAMETRO DE GOTA DE AGUA</b>			
29					
30	dm=	103,175929	micrones		
31					
32	<b>PASO 3</b>	<b>CALCULO DE LA SECCION DE ASENTAMIENTO</b>			
33					
34	di*leff=	43122,5327	ft		

**Anexo 10:** hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el dimensionamiento del tratador electrostático.

	A	B	C	D	E	F
16	<b>PASO 4</b>	<b>CALCULO DE LA LONGITUD DE LA SECCION DE COALESCENCIA</b>				
17						
18	di*leff=	598,924065	ft			
19						
20	<b>PASO 5</b>	<b>CALCULO DEL TIEMPO DE RETENCION</b>				
21						
22	Tr=	465,723353	min			
23		7,76205589	hr			
24						
25	<b>PASO 6</b>	<b>VELOCIDAD DE FLUIDO DE LAS PARRILLAS</b>				
26						
27	v=	0,00364753	m/s	DC		
28						
29	v=	0,00453476	m/s	AC		
30						
31	v=	0,00552058	m/s	AC/DC		
32						
33						
34	<b>PASO 7</b>	<b>CALCULO DE AREA OPTIMA DE LAS PARRILLAS</b>				
35						
36	A=	3,53664376	m <sup>2</sup>	DC		
37						
38	A=	2,84469172	m <sup>2</sup>	AC		
39						
40	A=	2,33671105	m <sup>2</sup>	AC/DC		
41						

**Anexo 11:** hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el diseño del intercambiador de calor.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1												
2					CRUDO	3500 BPD		36890 lb/h				
3					t1	160 °F						
4					t2	212 °F		186				
5					ACEITE TER				0,744			
6					T1	500 °F		250				
7					T2	300 °F						
8												
9												
10					<b>PASO 1 BALANCE TERMICO</b>							
11												
12					CRUDO	$Q = m * cp * \Delta T$		Q=	1697542,13 Btu/h		masa del ace	34293,4927
13												
14					ACEITE TERMICO	$Q = m * cp * \Delta T$		Q=	1697542,13 Btu/h			
15												
16					<b>DETERMINAR EL AREA DE TRANSFERENCIA</b>							
17								A=	90,3805			
18					area de transferencia	$A = \frac{Q}{U_d * \Delta T_L}$						
19												
20												
21					Ud=	44						
22												
23					<b>PASO 2 CALCULAR MLTD</b>							
24												
25					Contracorriente	$MLTD = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln(T_1 - t_2)/(T_2 - t_1)}$		MLTD=	93,910862			
26												
27												
28					<b>PASO 3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS</b>							
29					capacidad calorica	cp	0,49	btu/lb*°F				
30					viscosidad	$\mu$	150,709	lb/pie*hr				
31					conductividad	k	0,066	btu/hr*pie*°f				
32					densidad	$\rho$	60,3054	lb/pie3				
33					coeficiente de resistencia a la incrustacion			btu/hr*pie2*of^-1				
34												
35					aceite termico							
36					capacidad calorica	cp	0,5271	btu/lb*°F	0,06516827			
37					viscosidad	$\mu$	0,6580	lb/pie*hr				
38					conductividad	k	0,06	btu/hr*pie*°f				
39					densidad	$\rho$	53,5	lb/pie3				
40					coeficiente de resistencia a la incrustacion			btu/hr*pie2*of^-1				

**Anexo 12:** hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el diseño del intercambiador de calor.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
42	<b>PASO 4 SELECCIÓN DE LOS TUBOS IPS</b>								
43	Diámetro exterior del tubo exterior (Do)			4,5					
44	Diámetro interior del tubo exterior (Di)			4,026					
45	Diámetro exterior del tubo interior (do)			3,5					
46	Diámetro interior del tubo interior (di)			3,068					
47	Espesor (x)			0,237					
48	Área de la sección transversal del tubo (at)			7,38					
49	Área de la sección transversal del anillo (a)			3,14					
50	Diámetro equivalente entre los tubos			1,14					
51	Área lateral longitudinal			0,917					
52	<b>PASO 5 DETERMINACIÓN DEL CURSO DE LOS FLUIDOS</b>								
53	El fluido de mayor masa irá por el tubo de mayor área de flujo								
54									
55									
56	<b>PASO 6 CÁLCULO DE COEFICIENTE DE PELÍCULA EN EL TUBO INTERIOR, ht</b>								
57									
58	$hi = Jh * \left(\frac{k}{di}\right) * \left(\frac{cp * \mu}{k}\right)^{\frac{1}{3}} * \left(\frac{\mu}{\mu_w}\right)^{0.14}$						Jh=	3	
59				hi=	7,70963614	Btu/h*pie2**F			
60									
61									
62	$ht = hi * \left(\frac{di}{do}\right)$			ht=	6,75804676	Btu/h*pie2**F			
63									
64									
65	$Nre = \frac{di * Gt}{\mu}$				101,757976				
66									
67									
68									
69	$Gt = \frac{mt}{at}$			Gt=	59983,73984	lb/hr*pie2			
70									
71									
72	<b>PASO 7 CÁLCULO COEFICIENTE DE PELÍCULA EN EL ANULO, ha</b>								
73	$ha = Jh * \left(\frac{k}{di}\right) * \left(\frac{cp * \mu}{k}\right)^{\frac{1}{3}} * \left(\frac{\mu}{\mu_w}\right)^{0.14}$					Jh=	70		
74				ha=	29,46512	Btu/h*pie2**F			
75									
76									
77	$Nre = \frac{De * Ga}{\mu}$				18922,0257				
78									
79									
80	$Ga = \frac{ma}{aa}$			Ga=	131057,9339	lb/hr*pie2			
81									
82									
83	<b>PASO 8 CÁLCULO DEL COEFICIENTE TOTAL LIMPIO Uc</b>								
84									
85	$Uc = \frac{ht * ha}{ht + ha}$			Uc=	5,4972184	Btu/hr*pie2**F			
86									
87									

**Anexo 13:** hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el diseño del intercambiador de calor.

	A	B	C	D	E	F	G
38	<b>PASO 9 CALCULO DEL COEFICIENTE TOTAL DE DISEÑO Ud</b>						
39	$\frac{1}{U_d} = \frac{1}{U_c} + R_d$			Ud=	150,155	Btu/hr*pie2*°F	
40							
41							
42							
43	$R_d = r_t + r_a$			Rd=	0,00020266		
44							
45							
46	rt=	0,001	m <sup>2</sup> ·K/W	0,000176228	Btu/hr/pie2*°F		
47	ra=	0,00015	m <sup>2</sup> ·K/W	2,64342E-05	Btu/hr/pie2*°F		
48							
49	<b>PASO 10 CALCULO DEL AREA REQUERIDA</b>						
50	$A = \frac{Q}{U_d * \Delta T_L}$			A=	120,382938	pie2	
51							
52							
53							
54							
55	<b>PASO 11 CALCULO DE LA LONGITUD TOTAL DEL INTERCAMBIADOR</b>						
56	$T_L = \frac{A}{a_{it}}$			Lt=	131,279103	pies	
57							
58							
59							
60	<b>PASO 12 CALCULO DEL NUMERO DE HORQUILLAS, Nh</b>						
61	$Nh = \frac{T_L}{2L}$			Nh=	3,28197758		
62							
63							4,18E+08
64							
65	<b>PASO 13 CALCULO DE LA CAIDA DE PRESION EN EL TUBO INTERIOR</b>						
66	$\Delta P_t = \frac{f * G_t^2 * L_t}{72 * g * \rho * d_i}$			ΔPt=	0,04748215	psia	
67							
68							
69							
70	$f = 0,0035 + \frac{0,264}{(Nre)^{0,42}}$			f=	0,04138133		
71							

**Anexo 14:** hoja de cálculo con los resultados obtenidos en el diseño del intercambiador de calor.

	A	B	C	D	E	F
23						
24	<b>PASO 14 CALCULO DE LA CAIDA DE PRESION EN EL LADO EXTERIOR O ANULO</b>					
25						
26	$\Delta P_A = \Delta P_a + \Delta P_{es}$				9,94662975	psia
27						
28	$\Delta P_a = \frac{f * G_a^2 * L_t}{72 * g * \rho * D_e}$				9,92804042	psia
29						
30						
31						
32	$\Delta P_{es} = \frac{n * v^2}{2 * g}$				0,01858933	
33						
34						
35	$v = \frac{Ga}{3600 * \rho}$			v=	0,60367698	
36						
37						
38	$f = 0,0035 + \frac{0,264}{(Nre)^{0,42}}$			f=	0,0055564	
39						
40						
41	$Nre = \frac{De * Ga}{\mu}$			Nre=	104768,269	
42						
43						
44	De=	0,526				
45						
46						

## Anexo 15: Tabla de amortización del tratador electrostático

	A	B	C	D
2	Datos iniciales			
3	Costo	1500000	dólares	
4	Vida útil	15	años	
5	Vida residual	No aplica		
6				
7	Paso 1 Amortización anual			
8				
9				
10		$\text{Amortización anual} = \frac{\text{Costo inicial}}{\text{Vida útil}}$		
11				
12	<i>Amortización anual =</i>		100000	Dólares
13				
14	Paso 2 Realizar la tabla de amortización			
15				
16	AÑO	AMORTIZACIÓN ANUAL	AMORTIZACIÓN ACUMULADA	VALOR CONTABLE
17	1	100000	100000	1400000
18	2	100000	200000	1300000
19	3	100000	300000	1200000
20	4	100000	400000	1100000
21	5	100000	500000	1000000
22	6	100000	600000	900000
23	7	100000	700000	800000
24	8	100000	800000	700000
25	9	100000	900000	600000
26	10	100000	1000000	500000
27	11	100000	1100000	400000
28	12	100000	1200000	300000
29	13	100000	1300000	200000
30	14	100000	1400000	100000
31	15	100000	1500000	0
32				
33	<i>Amortización acumulada = Amortización anual * Año</i>			
34				
35	<i>Valor contable = Costo inicial – Amortización acumulada</i>			

**Anexo 16:** Tabla de amortización del intercambiador de calor de doble tubo.

39			
40	Datos iniciales		
41	Costo	1000000	dólares
42	Vida útil	20	años
43	Vida residual	No aplica	
44			
45			
46	Paso 1 Amortización anual		
47			
48	$Amortización\ anual = \frac{Costo\ inicial}{Vida\ útil}$		
49			
50			
51			
52	$Amortización\ anual =$	50000	Dólares
53			
54			

Paso 2 Realizar la tabla de amortización

AÑO	AMORTIZACIÓN ANUAL	AMORTIZACIÓN ACUMULADA	VALOR CONTABLE
1	50000	50000	950000
2	50000	100000	900000
3	50000	150000	850000
4	50000	200000	800000
5	50000	250000	750000
6	50000	300000	700000
7	50000	350000	650000
8	50000	400000	600000
9	50000	450000	550000
10	50000	500000	500000
11	50000	550000	450000
12	50000	600000	400000
13	50000	650000	350000
14	50000	700000	300000
15	50000	750000	250000
16	50000	800000	200000
17	50000	850000	150000
18	50000	900000	100000
19	50000	950000	50000
20	50000	1000000	0

$Amortización\ acumulada = Amortización\ anual * Año$

$Valor\ contable = Costo\ inicial - Amortización\ acumulada$

**Anexo 17:** Tabla de amortización de los calentadores eléctricos.

87	Datos iniciales		
88	Costo	80000	dólares
89	Vida útil	10	años
90	Vida residual	No aplica	
91			
92	El valor por cada uno de los calentadores es de 80000 dólares se recomiendan usar 6		
93			
94	Costo inicial	480000	Dólares
95			
96	Paso 1 Amortización anual		
97			
98	$\text{Amortización anual} = \frac{\text{Costo inicial}}{\text{Vida útil}}$		
99			
100			
101	$\text{Amortización anual} =$	48000	Dólares
102			
103			
104	Paso 2 Realizar la tabla de amortización		
105			
106	AÑO	AMORTIZACIÓN ANUAL	AMORTIZACIÓN ACUMULADA
107	1	48000	48000
108	2	48000	96000
109	3	48000	144000
110	4	48000	192000
111	5	48000	240000
112	6	48000	288000
113	7	48000	336000
114	8	48000	384000
115	9	48000	432000
116	10	48000	480000
117			
118	$\text{Amortización acumulada} = \text{Amortización anual} * \text{Año}$		
119			
120	$\text{Valor contable} = \text{Costo inicial} - \text{Amortización acumulada}$		

**Anexo 18:** Tabla de amortización del tanque de recolección de aceite térmico.

	A	B	C	D
124	Datos iniciales			
125	Costo	35000	dólares	
126	Vida útil	15	años	
127	Vida residual	No aplica		
128				
129	Paso 1 Amortización anual			
130				
131		$\text{Amortización anual} = \frac{\text{Costo inicial}}{\text{Vida útil}}$		
132				
133				
134		$\text{Amortización anual} =$	2333,333333	Dólares
135				
136	Paso 2 Realizar la tabla de amortización			
137				
138	AÑO	AMORTIZACIÓN ANUAL	AMORTIZACIÓN ACUMULADA	VALOR CONTABLE
139	1	2333,333333	2333,333333	32666,66667
140	2	2333,333333	4666,666667	30333,33333
141	3	2333,333333	7000	28000
142	4	2333,333333	9333,333333	25666,66667
143	5	2333,333333	11666,66667	23333,33333
144	6	2333,333333	14000	21000
145	7	2333,333333	16333,33333	18666,66667
146	8	2333,333333	18666,66667	16333,33333
147	9	2333,333333	21000	14000
148	10	2333,333333	23333,33333	11666,66667
149	11	2333,333333	25666,66667	9333,33333
150	12	2333,333333	28000	7000
151	13	2333,333333	30333,33333	4666,66667
152	14	2333,333333	32666,66667	2333,33333
153	15	2333,333333	35000	0
154				
155	$\text{Amortización acumulada} = \text{Amortización anual} * \text{Año}$			
156				
157	$\text{Valor contable} = \text{Costo inicial} - \text{Amortización acumulada}$			