

**ANÁLISIS DE VARIABLES QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DE
OLEODUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS**

**ERIKA MARCELA BERNAL OSPINA
FLOR ALBA GONZÁLEZ VARELA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**ANÁLISIS DE VARIABLES QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DE
OLEODUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS**

**ERIKA MARCELA BERNAL OSPINA
FLOR ALBA GONZÁLEZ VARELA**

**Trabajo realizado para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director:
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

TABLA DE CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN	23
1. OBJETIVOS	24
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	24
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	24
2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS.....	25
2.1 COMPOSICIÓN DE LOS HIDROCARBUROS.....	25
2.1.1 Hidrocarburos Parafínicos.....	25
2.1.2 Hidrocarburos Nafténicos.....	25
2.1.3 Hidrocarburos Aromáticos.....	26
2.1.4 Hidrocarburos Asfalténicos.	26
2.2 FACTOR DE CARACTERIZACIÓN.....	26
2.3 DENSIDAD.....	26
2.4 GRAVEDAD ESPECÍFICA	26
2.5 GRAVEDAD API.....	26
2.6 VISCOSIDAD	27
2.6.1 Viscosidad Dinámica (μ).....	28

2.6.2	Viscosidad Cinemática (ν).....	28
2.7	PESO ESPECÍFICO.....	28
2.8	PRESIÓN DE VAPOR.....	28
2.9	PROPIEDADES CRÍTICAS.....	29
2.10	TEMPERATURA.....	29
2.10.1	Calor Específico.....	29
2.10.2	Conductividad Térmica.....	29
2.10.3	Poder Calorífico.....	30
2.11	PUNTO DE FLUIDEZ.....	30
2.12	VELOCIDAD DE DEFORMACIÓN.....	30
2.13	COMPRESIBILIDAD.....	30
2.14	FACTOR VOLUMÉTRICO.....	31
2.15	SOLUBILIDAD.....	31
2.16	RELACIÓN WOR y GOR.....	31
2.17	CURVAS DE DESTILACIÓN.....	32
2.17.1	Curva de destilación ASTM D86.....	32
2.17.2	Curva de destilación ASTM D2892.....	32
2.17.3	Curva de destilación ASTM D288.....	33
2.17.4	Curva de destilación EFV.....	34

2.18	MÉTODOS PARA DETERMINAR LA CALIDAD DEL CRUDO	34
3	FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS	36
3.1	REGÍMEN DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS	36
3.1.1	Flujo laminar.....	36
3.1.2	Flujo Crítico o Transicional.....	36
3.1.3	Flujo turbulento.	36
3.2	TIPOS DE FLUJO DE HIDROCARBUROS.....	37
3.2.1	Flujo Monofásico.....	37
3.2.2	Flujo Bifásico.....	37
3.2.3	Flujo Trifásico.....	37
3.3	PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍAS	37
3.3.1	Número de Reynolds (Re).....	37
3.3.2	Conservación de la Energía en Estado Estable.....	38
3.3.3	Fórmula de Darcy – Weisbach.....	38
3.3.4	Coeficiente de Fricción.....	39
3.3.5	Rugosidad relativa (ϵ/D).....	41
3.3.6	Gradiente Hidráulico.....	41
4	MÉTODOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO	43
4.1	PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS.....	43

4.2	GENERALIDADES DE LOS MÉTODOS DE TRANSPORTE	44
4.3	MÉTODOS POR REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD	46
4.3.1	Método de Dilución.....	46
4.3.2	Método de Calentamiento.	50
4.3.3	Método de Emulsificación.	55
4.3.4	Reducción del punto de fluidez.	63
4.4	MÉTODOS POR REDUCCIÓN DE FRICCIÓN.....	65
4.4.1	Aditivos de Reducción de Fricción.	65
4.4.2	Método de Flujo Anular.	71
4.5	MÉTODOS POR MEJORAMIENTO EN SITIO (<i>UPGRADING</i>).....	75
4.5.1	<i>Cracking</i>	76
4.5.2	Hidrogenación.	77
4.5.3	Viscorreducción.....	78
4.5.4	Aquaconversión	80
5	DISEÑO DE OLEODUCTOS	82
5.1	GENERALIDADES	83
5.2	UNIDADES DE MEDIDA	84
5.3	CRITERIOS DE DISEÑO	85
5.4	VARIABLES INTERNAS DEL DISEÑO.....	86

5.4.1	Viscosidad del crudo pesado.	87
5.4.2	Efecto de la Temperatura en el Diseño de Oleoductos.	87
5.4.3	Caídas de Presión en Tuberías Horizontales.	88
5.4.4	Efecto de la Presión en el Diseño de Oleoductos.	88
5.4.5	Velocidad de Erosión.	88
5.4.6	Perfil de Presiones.	90
5.4.7	Espesor de corrosión.	91
5.4.8	Contenido de sales y azufre.	91
5.5	VARIABLES EXTERNAS DEL DISEÑO.	91
5.5.1	Transferencia de Calor con el terreno.	91
5.5.2	Topografía.	92
5.6	CÁLCULO DE LA TUBERÍA.	92
5.6.1	Identificación Clase de Tubería.	94
5.6.2	Cálculo Hidráulico de una Línea de Tubería.	97
5.6.3	Cálculo Mecánico de una Línea de Tubería.	98
5.6.4	Velocidades mínimas y máximas de diseño.	98
5.6.5	Cálculo de la caída de presión debida a pérdidas por fricción.	99
5.6.6	Cálculo de la potencia requerida por el sistema.	99

6	CÁLCULO HIDRÁULICO A TRAVÉS DEL PROGRAMA ASPEN HYSYS®	
	100	
6.1	INTRODUCCIÓN A LA SIMULACIÓN.....	100
6.1.1	Software de Modelamiento.....	100
6.1.2	Paquete Termodinámico.	101
6.1.3	Caracterización del Crudo mediante la herramienta <i>Oil Manager</i>	102
6.1.4	Entorno de la Simulación.	102
6.1.5	Paleta de Operaciones Unitarias.....	103
6.1.6	Modelo de Correlación de Flujo en Oleoductos.	103
6.2	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CASOS ESTUDIO.....	103
6.2.1	Especificaciones de los productos.	103
6.2.2	Dimensionamiento de la línea.....	106
6.2.3	Casos de estudio.	108
6.3	PASO A PASO DEL MODELAMIENTO	109
6.4	MODELAMIENTO CASO 1 – MÉTODO CONVENCIONAL	113
6.5	MODELAMIENTO CASO 2 – CALENTAMIENTO.....	118
6.6	MODELAMIENTO CASO 3 – INYECCIÓN DE DILUYENTE	124
6.7	ANÁLISIS DE RESULTADOS	129
6.7.1	Resultados Modelamiento Caso 1.....	129

6.7.2	Resultados Modelamiento Caso 2.....	129
6.7.3	Resultados Modelamiento Caso 3.....	130
6.8	TABLA RESUMEN DE RESULTADOS.....	130
7	INTEGRIDAD DE LOS SISTEMAS.....	132
7.1	ASPECTOS OPERATIVOS PARA MANTENER LA INTEGRIDAD.....	132
7.2	VALORES MÍNIMOS DE CALIDAD	133
8	CONCLUSIONES	135
	RECOMENDACIONES.....	138
	BIBLIOGRAFÍA.....	139
	ANEXOS.....	143

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Clasificación de crudos según grado API.....	27
Tabla 2. Métodos empleados para determinar la característica de la muestra	35
Tabla 3. Clasificación de flujo según número de Reynolds.....	38
Tabla 4. Comparación de los métodos de transporte	46
Tabla 5. Unidades de medida	84
Tabla 6. Presión de Diseño.....	87
Tabla 7. Designaciones de material.....	94
Tabla 8. Schedule de Tubería.....	97
Tabla 9. Características del oleoducto.....	103
Tabla 10. Condiciones a la entrada y a la salida del sistema	104
Tabla 11. Propiedades del Crudo Pesado	104
Tabla 12. Propiedades de la Nafta.....	106

LISTA DE CUADROS

	Página
Cuadro 1. Rugosidad de Tuberías	41
Cuadro 2. Caídas de presión en función de la velocidad en tuberías de acero	89
Cuadro 3. Esfuerzos permitidos para tubería sin costura	95
Cuadro 4. Límites de Diseño.....	96
Cuadro 5. Curva de destilación Crudo Pesado - Assay	105
Cuadro 6. Composición del gas.....	105
Cuadro 7. Curva de destilación ASTM D-2887 Nafta 80 °API	106
Cuadro 8. Factores de rugosidad empleados en Aspen HYSYS®	108
Cuadro 9. Resumen de Resultados	130
Cuadro 10. Parámetros para el transporte.....	133
Cuadro 11. Parámetros para la venta	134

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Curva de Destilación.....	33
Figura 2. Gradiente Hidráulico	42
Figura 3. Métodos de mejoramiento del flujo por oleoductos para crudos.....	45
Figura 4. Influencia del diluyente en la viscosidad de la mezcla.....	48
Figura 5. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de un crudo pesado.....	51
Figura 6. Sistema de calentamiento de oleoductos	53
Figura 7. Emulsión estabilizada con surfactantes.....	56
Figura 8. Diferentes emulsiones usadas para transportar crudos pesados	57
Figura 9. Reducción de viscosidad de crudos por conversión de emulsiones.....	59
Figura 10. Viscosidad de emulsiones en agua de crudos a diferentes concentraciones de surfactante.	60
Figura 11. Viscosidad de emulsiones agua crudo a diferentes flujos a: Fig. (a) 30° C y Fig. (b) 50° C	61
Figura 12. Cantidad de parafinas precipitadas con y sin el uso de inhibidores.....	64
Figura 13. Efecto del DRA en tuberías para reducir la caída de presión	67
Figura 14. Configuración de un inyector de flujo anular.....	72
Figura 15. Variación de la caída de presión vs la velocidad de flujo del crudo pesado con y sin lubricación.....	73
Figura 16. Regímenes de flujo de un fluido de dos fases (crudo en agua)	74

Figura 17. Regímenes de flujo de crudo viscoso en agua	74
Figura 18. Esquema de proceso de viscorreducción	79
Figura 19. Proceso de Aquaconversión	81
Figura 20. Selección del espesor de tubería con <i>PipeData-PRO</i>	107
Figura 21. Primeros pasos para seleccionar el paquete de fluidos.....	109
Figura 22. Asistente de Aspen HYSYS® para la selección del paquete de propiedades	110
Figura 23. Ventana <i>Oil Manager</i> de Aspen HYSYS®	110
Figura 24. Ingreso del Assay en Aspen HYSYS®	111
Figura 25. Ingreso de las propiedades a granel (<i>Bulk porperties</i>).....	111
Figura 26. Entrada de datos para obtener la curva de destilación tipo TBP	112
Figura 27. Curva de destilación tipo TBP para el caso de estudio.....	112
Figura 28. Datos de composición del gas para el caso de estudio	113
Figura 29. Esquema del Modelo Caso 1	114
Figura 30. Balance de Masa Caso 1	114
Figura 31. Ventana <i>Pipe Segment</i> Caso 1	115
Figura 32. Perfil de presiones en función de la longitud de la tubería Caso 1	115
Figura 33. Perfil de temperatura en función de la longitud de tubería Caso 1	116
Figura 34. Perfil de velocidades en función de la longitud de tubería Caso 1.....	116
Figura 35. Curva de Incremento del número de Re Caso 1.....	117
Figura 36. Curva de Gradiente de Presión Caso 1	117
Figura 37. Cálculo Potencia Bombas Principales Caso 1	118
Figura 38. Esquema del Modelo Caso 2.....	119

Figura 39. Balance de Masa Caso 2.....	120
Figura 40. Ventana <i>Pipe Segment</i> Caso 2.....	120
Figura 41. Ventana <i>Pipe Segment</i> Especificación Aislamiento Caso 2	120
Figura 42. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura Caso 2	121
Figura 43. Perfil de presiones en función de la longitud de tubería Caso 2.....	121
Figura 44. Perfil de temperatura en función de la longitud de tubería Caso 2	122
Figura 45. Perfil de velocidades en función de la longitud de tubería Caso 2.....	122
Figura 46. Curva de Incremento del número de Re Caso 2.....	123
Figura 47. Curva de Gradiente de Presión Caso 2	123
Figura 48. Potencia en la bomba P-102 instalada antes del intercambiador	124
Figura 49. Potencia del sistema de bombeo de cada una de las bombas	124
Figura 50. Esquema del Modelo Caso 3.....	125
Figura 51. Balance de Masa Caso 3.....	125
Figura 52. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura Caso 3	126
Figura 53. Perfil de presiones en función de la longitud de tubería Caso 3	126
Figura 54. Perfil de temperatura en función de la longitud de tubería Caso 3	127
Figura 55. Perfil de velocidades en función de la longitud de tubería Caso 3.....	127
Figura 56. Curva de Gradiente de Presiones Caso 3	128
Figura 57. Curva de Incremento del número de Re Caso 3.....	128
Figura 58. Cálculo de Potencia de las Bombas Principales Caso 3.....	128

LISTA DE ANEXOS

	Página
ANEXO A. Gráfica de Moody ²⁸	143
ANEXO B. Parámetros para la ecuación 5.6 para diferentes soluciones poliméricas	144

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE VARIABLES QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DE OLEODUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS*

AUTORES:

ERIKA MARCELA BERNAL OSPINA
FLOR ALBA GONZÁLEZ VARELA**

PALABRAS CLAVES:

Transporte, crudos pesados, oleoducto, variables de diseño, modelamiento.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de monografía pretende ser una herramienta guía para el diseño de oleoductos que transportan crudos pesados, de tal manera que permita identificar y analizar las variables más críticas que intervienen durante el diseño, con el fin de optimizarlo.

El objetivo principal de este proyecto de grado es evaluar el comportamiento hidráulico de oleoductos para transporte de crudos pesados, bajo tres esquemas, método convencional sin ningún agente externo, con inyección de diluyente y con calentamiento, estos dos últimos esquemas con el objeto de aumentar la capacidad de transporte del oleoducto. Este estudio parte de un marco teórico en el que se hará una breve descripción de las características de los crudos y se hará énfasis en las características de los crudos pesados; y continúa con el modelamiento de los tres casos desarrollados en un software especializado, para realizar a partir de los resultados obtenidos un análisis del comportamiento de cada una de las variables que intervienen en el diseño.

El análisis de las variables de diseño permitió concluir que las dos variables más importantes en el transporte de crudos pesados son la viscosidad del fluido y la fricción en la tubería. Igualmente con el modelamiento de los casos se pudo obtener que la mayor reducción de viscosidad y su consecuente reducción de caída de presión se logren con el método de inyección de diluyente en comparación con el método de calentamiento.

*Trabajo de Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Erik Giovany Montes Páez.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF VARIABLES INVOLVED IN THE PIPELINE DESIGN FOR HEAVY CRUDE OIL TRANSPORTATION*

AUTHORS:

ERIKA MARCELA BERNAL OSPINA
FLOR ALBA GONZÁLEZ VARELA**

KEY WORDS:

Transportation, heavy crude oil, pipeline, design variables, modeling.

DESCRIPTION:

This paper its intended to be a guide tool for pipeline design for heavy crude oil that allows to identify and analyze the critical variables that are involved during the design process in order to its optimization.

The main purpose of this degree project is to evaluate the hydraulic behavior of pipelines for heavy crude oil transportation, under three scenarios: traditional method without any external agent, diluent injection and heating. These last two scenarios were modeled in order to increase the transportation capacity of the pipeline. This analysis starts with the theoretical basis that provides a brief description of the main heavy oil characteristics and will emphasize the properties and their influence in the transportation processes; then it continues with the modeling of the three cases developed in specialized software to make from the results an analysis of the behavior of each one of the variables that conforms the pipeline design.

From the design variables analysis was concluded that the most important variables in the heavy oil transportation design are fluid viscosity and pipe friction. Additionally with the modeling of the three cases was concluded that the diluent injection method allows a higher reduction in viscosity and pressure drop comparing with the heating method.

* Degree Project

** Universidad Industrial de Santander. Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Eng. Erik Giovany Montes Páez.

SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

A	Coeficiente de la ecuación de Andrade
B	Coeficiente que caracteriza la variación de la viscosidad en función de la temperatura, de la ecuación de Andrade
g	Aceleración de la gravedad=9.81 m/s ² =32.2 pie/ s ²
h	Altura o profundidad, altura manométrica en un punto determinado, expresada en metros de columna del fluido (pie)
H	Altura o pérdida total (energía por unidad de peso), expresada en metros de columna del fluido, por encima del nivel de referencia, energía potencial (pie)
ΔP	Caída de presión (psi)
Cp ₁₂	Calor específico a T y P promedio, (BTU/lbm-R)
q _i	Caudal por unidad
q _h	Caudal en metros cúbicos por hora en condiciones normales
Q	Caudal en volumen
K ₁	Coeficiente de tipo de tubería
K ₂	Coeficiente de tipo de construcción
J ₁₂	Coeficiente Joule-Thomson a T y P promedio, (R/psi)
k	Conductividad térmica de la tierra, (BTU-pie-hr-R)
l, ρ	Densidad del fluido (lb/pie ³)
γ	Densidad relativa
d, Di	Diámetro interno de la tubería (in)
De	Diámetro exterior de la tubería (pies)
Δ	Diferencia
H ₁	Elevación del terreno aguas arriba (pie)
H ₂	Elevación del terreno aguas abajo (pie)
σ_f	Esfuerzo de fluencia del material de la tubería (psi)
f	Factor o coeficiente de rozamiento de Darcy en flujo de tuberías
J	Factor de conversión= 778 pies-lb/BTU
β_o	Factor volumétrico
GS	Gravedad Específica
Ze	Incremento de elevación de la tubería
L	Longitud de la tubería (pie)
L _m	Longitud de la tubería en kilómetros (millas)
E	Módulo de elasticidad volumétrico, energía específica
Re	Número de Reynolds
π (pi)	Parámetro adimensional
A _R	Parámetro de la ecuación de Ramey
h _L	Perdida de cabeza de presión estática debido a la fricción (pie)
P	Presión (psi)

P_1	Presión de entrada (aguas arriba)
P_2	Presión de salida (aguas abajo)
Z	Profundidad a la que está enterrada la tubería (pies)
ϵ (épsilon)	Rugosidad superficial
m	Tasa de flujo másico, lbm/hr
T	Temperatura absoluta
T_a	Temperatura del ambiente
T_1	Temperatura de entrada (aguas arriba)
T_2	Temperatura de salida (aguas abajo)
T_g	Temperatura del terreno
V	Velocidad del flujo (pie/s)
V_e	Velocidad de erosión (pie/s)
μ (mu)	Viscosidad absoluta o dinámica (pie ² /s)
ν	Viscosidad cinemática
DRA	Agente Reductor de Fricción, del inglés <i>Drag Reducer Agent</i>
DR	Reducción de Fricción, del inglés <i>Drag Reduction</i>
EFV	Punto de Equilibrio de vaporización instantánea, del inglés <i>Equilibrium Flash Vaporization</i>
KBPD	Abreviatura de miles de barriles por día.
BS&W	Cantidad de agua y sedimentos contenido en una muestra de petróleo.
SARA	Fracciones de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos
°API	Grado API (<i>American Petroleum Institute</i>)
MOP	Máxima Presión de Operación, del inglés <i>Maximum Operating Pressure</i>
NBP	Temperatura normal de ebullición, del inglés <i>Normal Boiling Pressure</i>
PTB	Libras por cada 1000 Barriles de crudo, del inglés <i>Pounds per Thousand Barrels</i>
TBP	Punto de Ebullición Verdadero, del inglés <i>True Boiling Point</i>

INTRODUCCIÓN

Las empresas operadoras y transportadoras de hidrocarburos han venido trabajando en el desarrollo de programas de integridad de oleoductos, debido a los inconvenientes que han tenido durante la operación de estos sistemas de transporte. Probablemente la cantidad de inconvenientes que se han presentado tienen el mismo problema de raíz y son los diseños inadecuados de estos sistemas de transporte, ya que seguramente durante la etapa de diseño se pasaron por alto algunas variables de operación críticas.

Dada la importancia de la construcción de oleoductos como medios masivos de transporte de hidrocarburos, este trabajo pretende evaluar el impacto de las variables de proceso durante la etapa de diseño de los mismos, específicamente para el transporte de crudos pesados.

La importancia del estudio del transporte de crudos pesados radica en que estos poseen propiedades específicas que requieren soluciones técnicas particulares. Y dadas las grandes reservas de crudos pesados, a nivel mundial, el enfoque de los operadores se ha dirigido más hacia el estudio y manejo de crudos pesados con el desarrollo de nuevos proyectos, dejando atrás los crudos convencionales.

Dado que las características de los hidrocarburos de producción han cambiado, esto ha impulsado a la industria petrolera a reevaluar los diseños de los oleoductos para estas nuevas condiciones, implementando nuevas técnicas para aumentar la capacidad de transporte de los oleoductos.

Este trabajo pretende evaluar las nuevas variables que intervienen en el diseño de oleoductos para el transporte de crudos pesados, a través de la realización de casos estudio permitiendo el análisis del comportamiento del crudo bajo tres escenarios diferentes con la ayuda de un software de modelamiento.

Los directamente beneficiados de este trabajo, son las empresas operadoras y transportadoras, ya que éste se convertirá en una herramienta para evaluar si los diseños de los oleoductos llevados a cabo son o no confiables.

1. OBJETIVOS

A continuación se presentan los objetivos generales y específicos del presente trabajo.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el comportamiento hidráulico de un oleoducto para transporte de crudos pesados, que sirva como herramienta para el diseño y análisis de estos, de tal manera que permita identificar y analizar las variables más críticas que intervienen durante el diseño, y así optimizar el diseño de los mismos.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las variables internas del diseño (condiciones físico-químicas del fluido transportado), y las variables externas del diseño (condiciones topográficas y condiciones de operación). Analizando el impacto de estas variables en el diseño.
- Realización de casos estudio para analizar el comportamiento del crudo bajo tres escenarios de operación (operación convencional, inyección de diluyente y calentamiento) con la ayuda de un software de modelamiento.
- Análisis de los resultados de los casos estudio y recomendaciones a tener en cuenta para el diseño de los oleoductos que transportan crudos pesados.

2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS

Las propiedades físicas de un fluido en movimiento deben ser conocidas para predecir la caída de presión en una tubería. Las principales propiedades que entran en la dinámica del flujo de fluidos son la viscosidad y la densidad.

En este capítulo se presentan las principales propiedades que caracterizan un fluido y particularmente a los hidrocarburos, dentro de los que están los crudos pesados, objeto de este trabajo.

2.1 COMPOSICIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos que contienen cadenas de carbono e hidrógeno. En estado líquido se conocen con el nombre de petróleo, mientras que en estado gaseoso se conocen como gas natural.

Los hidrocarburos se clasifican de acuerdo al tipo de Hidrocarburo en: parafínicos, nafténicos, aromáticos y asfálticos.

2.1.1 Hidrocarburos Parafínicos.

Su composición es de 70%-80% de hidrocarburos parafínicos del tipo saturados de cadena lineal o ramificada, no presentan una cadena cíclica. Se caracterizan por su gran estabilidad, son los más livianos, entre los que se encuentran el metano, etano, hexano y hexadecano.

Los Parafínicos son de baja densidad, elevado índice de viscosidad, baja volatilidad, bajo contenido de azufre, alto punto de congelación, y bajo poder disolvente. En el proceso de destilación se producen abundantes parafinas y poco asfalto.

2.1.2 Hidrocarburos Nafténicos.

Su composición es de 70% a 80% de hidrocarburos Nafténicos. Los naftenos son compuestos cíclicos del tipo saturados, y estos reaccionan reemplazando el hidrógeno con otro elemento.

Los Nafténicos tienen un poder antidetonante más elevado que las parafinas, densidad relativamente más elevada comparada con los hidrocarburos parafínicos, bajo índice de viscosidad, su volatilidad es mayor a la de los parafínicos, bajo punto de inflamación, bajo punto de congelación y bajo contenido de azufre.

2.1.3 Hidrocarburos Aromáticos.

Se caracterizan por ser semivolátiles, se encuentran en forma gaseosa a temperatura ambiente. Son lipofílicos, es decir tienden a unirse a sustancias grasas y a disolverse en ellas, son inestables fotoquímicamente ya que se degradan con la luz.

2.1.4 Hidrocarburos Asfálticos.

Estos hidrocarburos tienen alto contenido de azufre y metales y alta viscosidad. En el proceso de destilación producen abundante residuo de asfalto.

2.2 FACTOR DE CARACTERIZACIÓN

Para la clasificación de los crudos se emplea un índice desarrollado por UOP (Universal Oil Products - Riverside Laboratory), el cual se basa en un factor de caracterización (K).

La relación $K=TB/S$ donde TB es el punto de ebullición molar promedio en grados Ranking ($^{\circ}F$ absoluto) y S es el peso específico del hidrocarburo a $60^{\circ}F$.

2.3 DENSIDAD

La densidad es la relación de la masa y el volumen de una sustancia a una determinada temperatura. La unidad de densidad en el SI es el kilogramo por metro cúbico y se denota por ρ (Rho) (libras por pie cúbico)¹.

La densidad es función del peso molecular. Los crudos parafínicos tienen una densidad menor a los crudos aromáticos, mientras que los crudos nafténicos tienen densidades intermedias.

2.4 GRAVEDAD ESPECÍFICA

La gravedad específica de un líquido se define como la relación entre la densidad del líquido y la densidad del agua, ambas tomadas a la misma temperatura y presión⁴.

2.5 GRAVEDAD API

El *American Petroleum Institute*, define la clasificación de crudos a través de una escala arbitraria, que expresa la densidad relativa de los productos de petróleo.

¹ CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. Primera Edición, México. Editorial McGRAW-HILL, 1992.

Esta escala se mide en grados API⁴, calculados por la siguiente relación:

$$\text{Grado API} = \left[\frac{141.5}{\gamma \left(60 \frac{F}{60} \right)} \right] - 131.5 \quad \text{Ec.1}$$

La gravedad API está estandarizada a una temperatura de 60° F. Si el valor de la gravedad se toma con una temperatura diferente, esta debe ser transformada a 60° F, con ayuda de las tablas incluidas en el boletín API 2500.

De este modo se puede ver que entre más alto sea el grado de API, más liviana es la sustancia.

A continuación aparece una tabla con la clasificación para el crudo.

Tabla 1. Clasificación de crudos según grado API

CLASE	Grado API	Densidad (gr/cm ³)
Extra liviano	Mayor a 40	< 0,83
Liviano	Entre 30 – 40	0,87 – 0,83
Mediano	Entre 22 – 29,90	0,92 – 0,87
Pesado	Entre 10 – 21,9	1,0 – 0,92
Extra pesado	Menor a 10	> 1,0

Fuente: <http://www.venelogia.com/archivos/9589/>

- Los crudos livianos y extra livianos presentan alta concentración de hidrocarburos de bajo peso molecular. Son fácilmente transportables y extraíbles.
- Los crudos medianos presentan mediana concentración de hidrocarburos de bajo peso molecular, son fáciles de transportar.
- El crudo pesado presenta gran concentración de hidrocarburos de mediano peso molecular. Su transporte ya no es tan sencillo como con los crudos anteriores.
- El crudo extrapesado contiene menos concentración de hidrocarburos con mayor peso molecular, lo cual lo hace más pesado y difícil de transportar.

2.6 VISCOSIDAD

La viscosidad expresa la facilidad que tiene un fluido para fluir cuando se le aplica una fuerza externa. La melaza es un fluido muy viscoso en comparación con el agua; a su vez, los gases son menos viscosos en comparación con el agua. Se

puede predecir la viscosidad de la mayor parte de los fluidos; en algunos la viscosidad depende del trabajo que se haya realizado sobre ellos¹.

2.6.1 Viscosidad Dinámica (μ).

La viscosidad dinámica o absoluta de un fluido, es una medida de su resistencia al deslizamiento, o a sufrir deformaciones internas. Se define como el esfuerzo de corte en un punto, dividido por el gradiente de velocidad en ese punto. La unidad más conocida es el poise (1 gr/cm seg).

2.6.2 Viscosidad Cinemática (ν).

Es la razón de viscosidad dinámica de un fluido y su densidad de masa a la misma temperatura y presión. La unidad más conocida es stoke (1 cm²/s)

$$\nu (\text{Centistokes}) = \frac{\mu(\text{centipoise})}{\rho(\frac{\text{gramos}}{\text{cm}^3})} \quad \text{Ec. 2}$$

Los valores de viscosidad deben ser calculados de acuerdo a la metodología de cálculo planteada en la norma ASTM D341-93, Cartas de Temperatura-Viscosidad para Productos Líquidos del Petróleo. Tomando como base dos puntos de viscosidad a diferentes temperaturas.

2.7 PESO ESPECÍFICO

El peso específico o densidad relativa¹, es la medida relativa de la densidad. Como la presión tiene un efecto insignificante sobre la densidad de los líquidos, la temperatura es la única variable que debe ser tenida en cuenta al sentar las bases para el peso específico. La densidad relativa de un líquido es la relación de su densidad a cierta temperatura, con respecto al agua a una temperatura normalizada. A menudo estas temperaturas son las mismas y se suele utilizar 60 °F/ 60 °F (15.6 °C/15.6 °C).

2.8 PRESIÓN DE VAPOR

La presión de vapor mide la tendencia de las moléculas a dispersarse de una fase líquida para generar una fase vapor en equilibrio termodinámico. Es una función creciente de la temperatura y específica de cada cuerpo puro. Esta característica permite conocer de manera indirecta indica el contenido en productos livianos.

La presión de vapor real (*True Vapor Pressure*) para los crudos debe ser calculada a la temperatura de operación utilizando nomogramas que pueden ser consultados en el Libro Técnico del Instituto API ².

2.9 PROPIEDADES CRÍTICAS

La temperatura y la presión crítica son características físicas de los crudos. Estos parámetros determinan el punto límite superior de la curva de presión de vapor más allá del cual no se advierte el cambio de fase; este punto crítico corresponde al valor más aproximado de las propiedades del líquido y del vapor.

2.10 TEMPERATURA

Esta propiedad influye tanto en viscosidad como en la densidad del crudo. A medida que la temperatura aumenta, la viscosidad del crudo disminuye. Este comportamiento se puede estudiar con ayuda de la ecuación de Andrade:

$$\eta = A * e^{B/T} \quad \text{Ec. 3}$$

B: coeficiente que caracteriza la variación de la viscosidad en función de la temperatura, donde B va tomando valores negativos según aumente o disminuya la temperatura.

T: temperatura de fluidización o calentamiento del crudo.

2.10.1 Calor Específico.

Cantidad de calor requerida para aplicar a una unidad de peso, para aumentar su temperatura en un grado.

El calor específico en estado líquido es una función lineal de la temperatura, excepto para los hidrocarburos ligeros (C5-). Depende de la densidad y de la naturaleza química de los hidrocarburos existentes en las fracciones, para lo cual es necesario realizar una corrección en función del factor de caracterización.

El calor específico en estado vapor a presión constante es función de las mismas variables.

2.10.2 Conductividad Térmica.

Representa el flujo de calor referido a la unidad de tiempo en un medio homogéneo, de superficie perpendicular a la dirección del flujo, y considerando el gradiente de temperatura entre las superficies de entrada y salida.

² Technical Data Book – *Petroleum Refining*. Sexta edición. American Petroleum Institute. Washington, D.C., 1997.

La unidad de conductividad térmica práctica utilizada es el Btu/hr. Pie²°F/pie.

2.10.3 Poder Calorífico.

El poder calorífico es la cantidad de calor liberada por la combustión de la unidad de volumen o de peso de un combustible.

El poder calorífico en los crudos varía según la composición, y la relación entre el carbono y el hidrógeno (C/H). Entre mayor sea el valor obtenido en esta relación, menor será su poder calorífico debido a que la densidad del crudo será mayor. Los crudos ligeros pueden superar las 11,000 kcal/kg (kilocalorías por kilogramo de crudo) y los crudos pesados no alcanzan las 10,500 kcal/kg.

2.11 PUNTO DE FLUIDEZ

Se define como la temperatura más baja a la cual el crudo tendrá la capacidad de fluir cuando este sea enfriado. Todos los crudos son capaces de ser transportados aun cuando operen a una temperatura por debajo de su punto de fluidez, pero requieren mayor cantidad de energía para este proceso. Esta propiedad del crudo importante tanto para el diseño de los oleoductos, como para la operación de los mismos.

El punto de fluidez es un indicador de la parafinidad y aromaticidad relativa del crudo. El punto de fluidez más bajo corresponde a un mínimo contenido de parafinas y a un máximo contenido en aromáticos.

2.12 VELOCIDAD DE DEFORMACIÓN

Dependiendo del tipo de fluido la velocidad de deformación afecta la viscosidad del fluido. Los fluidos Newtonianos son susceptibles a cambios en la temperatura y presión, cuando estas propiedades permanecen constantes, la viscosidad también se mantiene constante, a cualquier gradiente de velocidad. La viscosidad en los fluidos no-newtonianos varía con la velocidad de deformación.

La reología estudia el comportamiento de los fluidos sometidos a diferentes esfuerzos y su relación de velocidad de deformación.

En general, la velocidad de deformación afecta el valor de la viscosidad, según el tipo de fluido.

2.13 COMPRESIBILIDAD

La compresibilidad es el grado en el que cambia el volumen del crudo debido a un cambio en la presión. Durante operaciones de bombeo se incrementa la presión

del oleoducto haciendo que aumente o disminuya el volumen del crudo. La compresión del crudo también depende de la composición molecular del fluido.

2.14 FACTOR VOLUMÉTRICO

El factor volumétrico, β_0 , es el volumen en barriles (bbl) que ocupa una cantidad de líquido a condiciones estándar con gas disuelto a una condición de presión y temperatura. Por encima de la presión de punto de burbuja, el factor volumétrico total es igual al factor volumétrico monofásico del crudo.

2.15 SOLUBILIDAD

Los hidrocarburos son solubles entre sí en todas las proporciones. La separación de los componentes puede llevarse a cabo con solventes polares, como el dióxido de azufre. Los aromáticos se disuelven de manera más fácil que los parafínicos y nafténicos.

Los hidrocarburos de elevado peso molecular son miscibles en cierto grado con los de inferior peso molecular, permitiendo que la solución se sature provocando la precipitación del componente de mayor peso.

La solubilidad del gas en el crudo pesado depende de la presión, la temperatura, las composiciones del gas y del crudo pesado. Para una condición de temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta con la presión; y a una condición de presión constante, la cantidad de gas en solución disminuye a medida que aumenta la temperatura.

La solubilidad del gas se determina por los pies cúbicos normales de gas (PCN) en solución en un barril normal de crudo (BN), a determinadas condiciones de presión y temperatura.

2.16 RELACIÓN WOR y GOR

La relación WOR, es la relación entre el condensado producido y el crudo producido, varía de acuerdo al valor de la saturación del agua (S_w). Entre mayor sea la viscosidad del crudo, mayor es el valor de la relación WOR.

La relación GOR, es la relación del gas producido y el crudo producido, ambos medidos a condiciones estándar, disminuye uniformemente al aumentar la producción acumulativa, hasta que la saturación de gas libre alcanza el valor crítico. A medida que aumenta la saturación de gas, la relación gas-aceite (GOR) aumenta.

2.17 CURVAS DE DESTILACIÓN

Todos los productos de los hidrocarburos provienen de cortes destilados. Los componentes que están presentes destilan en un rango de temperaturas específicos. La temperatura a la cual aparece la primera gota de condensado se conoce como punto de ebullición inicial (IBP), posteriormente se toman valores de temperatura graduales a medida que se recogen volúmenes de 5%, 10%, 20%, hasta llegar a un 95% de producto destilado. Al finalizar el proceso de destilación se determina el valor de la máxima temperatura alcanzada conocida como punto final de ebullición (EBP). En la Figura 1, se grafican los datos de temperatura versus el porcentaje de destilado³.

Los componentes orgánicos – livianos de bajo peso molecular entre los cuales se tiene el metano, etano, propano, etc., son estimados a partir de curvas de destilación, o de análisis separados del crudo, o pueden ser ignorados o despreciados, dependiendo del objeto de estudio.

Como el principal dato de entrada para el modelamiento es la caracterización del crudo, es importante tener presente que existen tres ensayos principales empleados para la estimación de los componentes principales del crudo^{4 5}.

2.17.1 Curva de destilación ASTM D86.

Esta curva de destilación es comúnmente empleada para los principales productos del petróleo (gasolinas, kerosenes, entre otros), excepto para gas licuado y bitumen. Esta destilación es realizada a un volumen de muestra de 100 ml y a condiciones de presión atmosférica. La temperatura y el volumen condensado son tomados simultáneamente, generando como resultado el punto de ebullición como una función del volumen condensado.

Durante el experimento se registra en la curva la temperatura a la cual se obtiene la primera gota de destilado; este mismo procedimiento se realiza cada vez que se recoge un nuevo 10% de destilado. La temperatura máxima a la cual se realiza este procedimiento es 370 °C, por esta razón se considera que es una destilación suave sin división.

2.17.2 Curva de destilación ASTM D2892.

El principal objetivo de esta destilación Punto de ebullición verdadero TBP es medir con exactitud los rendimientos en volumen en un porcentaje de destilado. El

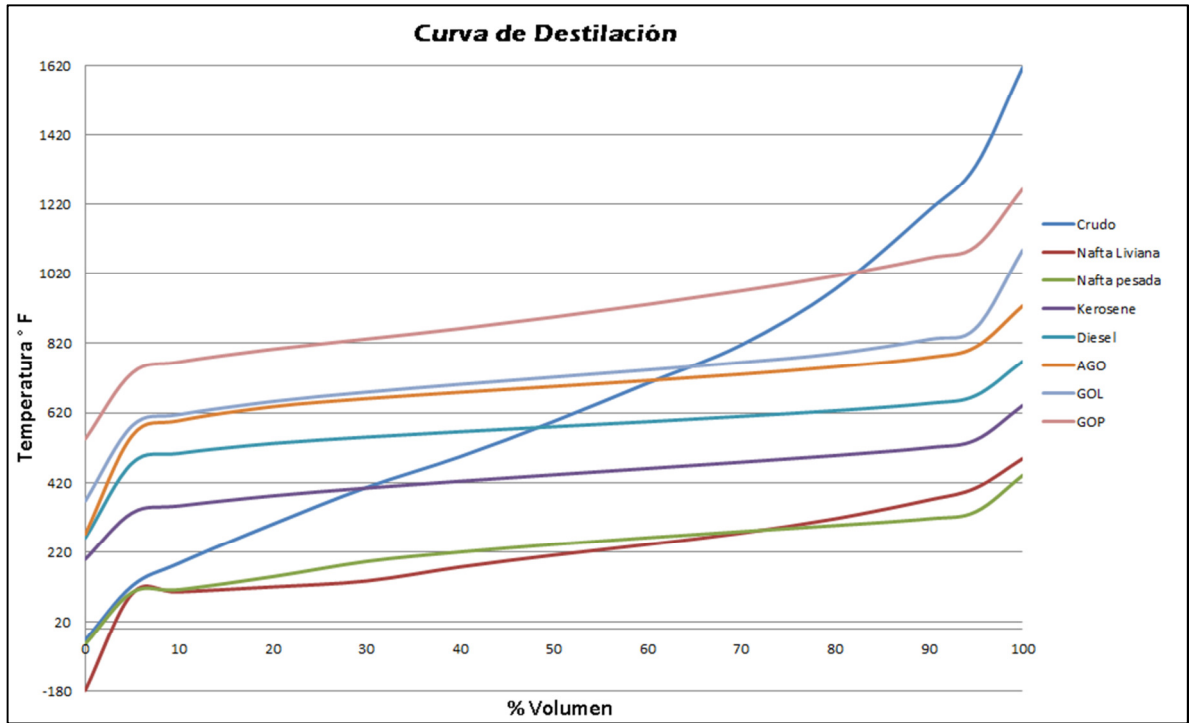
³ GONZÁLEZ, Yris Kenelma. Caracterización de las Corrientes del Reactor del Proceso de Hidrotratamiento de Gasóleo para su Aplicación a un Nuevo Modelo Cinético Predictivo. Trabajo de Tesis Doctoral. Ingeniero Químico. 2008. 183p.

⁴ Wuithier, 1971; Speight, 1998; Cohen, 2003.

⁵ TARIFA, E., ERDMANN, E., HUMANA, D., FRANCO, S., MERCADO, F.L. Determinación de la curva de destilación flash para cortes de petróleo utilizando simuladores comerciales. En Revista Ingeniería e Investigación. No. 1. Vol 28. Abril de 2008. p 50-56.

destilado se obtiene de la división de la muestra en las fracciones que la componen.

Figura 1. Curva de Destilación



Fuente: Caracterización de las Corrientes del Reactor del Proceso de Hidrotratamiento de Gasóleo para su Aplicación a un Nuevo Modelo Cinético Predictivo, 2008.

En este proceso se calienta el crudo que se quiere vaporizar, se condensa y se vaporizan los vapores varias veces hasta que las fracciones más livianas salen por la parte superior del equipo. Posteriormente se mide el rango de temperatura en función del porcentaje de volumen destilado. La curva se obtiene registrando la temperatura en el momento en que se produce la primera gota de destilado, y cada vez que se recoge un nuevo 10% de este.

2.17.3 Curva de destilación ASTM D288.

Esta prueba de destilación simulada emplea la cromatografía de gases para caracterizar fracciones de hidrocarburo, haciendo predicciones de distribuciones de sus rangos de ebullición. Las muestras son analizadas en una columna de cromatografía que separa los hidrocarburos en función de sus puntos de ebullición. Es una técnica analítica rápida que es ampliamente usada para

reemplazar los métodos convencionales de destilación aplicados a las fracciones de hidrocarburo.

2.17.4 Curva de destilación EFV.

Esta curva grafica la temperatura de equilibrio líquido-vapor frente al porcentaje de volumen de líquido destilado. De esta forma, repitiendo el experimento para distintas temperaturas de equilibrio, y graficándolas frente a los correspondientes porcentajes de volumen destilado, se obtiene la curva EFV.

2.18 MÉTODOS PARA DETERMINAR LA CALIDAD DEL CRUDO

Para determinar la calidad del crudo transportado se emplean diferentes Sistemas de Medición Dinámica los cuales son instalados en el Punto de Entrada y en el Punto de Salida, del crudo a los oleoductos, o se emplean Sistemas de Medición Estática en tanques, los cuales deben tener tablas de aforo aprobadas por un ente gubernamental en este caso por el Ministerio de Minas y Energía.

Los medidores calidad, y su calibración son responsabilidad del dueño del oleoducto o de su operador, y se realizan teniendo en cuenta estándares y prácticas aceptadas por API, ASTM. Cada sistema de medición debe incluir los siguientes equipos:

- Unidad de calibración, instalada y calibrada de acuerdo con el método *Water-draw*, incluido en el Manual API MPMS-4, Estándares para medida de Petróleo, Capítulo 4, Sistemas de Prueba.
- Medidores de turbina o de desplazamiento positivo, instalados de acuerdo con lo especificado en el Manual API MPMS-6, Estándares para medida de Petróleo, Capítulo 6, Arreglos de Medida Estándar, o tipo Coriolis de acuerdo con el Manual API MPMS-5, Medición. Sección 6, Mediciones de Hidrocarburos Líquidos por Medidores de Coriolis.
- Dispositivo para toma continua de muestras, de acuerdo a lo especificado en el Manual API MPMS, Estándares para medida de Petróleo, Capítulo 8, Muestreo.
- Equipo de medición de BS&W, por medio del método de centrífuga, de acuerdo al método de prueba ASTM D 4007.
- Densitómetro en línea para la medición permanente de densidad.
- Sistema electrónico para medición de flujo que se ajuste a los requisitos de API MPMS, Capítulo 21.2.

- El factor de corrección volumétrica empleado debe ser el que se encuentre en la última edición de las tablas 23 y 24 del método ASTM 1250.
- La liquidación de las mediciones, dinámica o estática, se realizará de acuerdo con la norma vigente del API, Capítulo 12.

Los métodos que se utilizarán para determinar las características de las muestras, se muestran a continuación:

Tabla 2. Métodos empleados para determinar la característica de la muestra

Característica	Estándar
Agua (por destilación)	ASTM D 4006
Agua por Karl Fisher	ASTM D 4377
Contenido de Sal	ASTM D 3230
Sedimentos (por extracción)	ASTM D 473
Densidad	API 1298
Azufre	ASTM D 4294
Viscosidad	ASTM D 445

3 FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS

Como base para realizar un análisis del diseño de los oleoductos es importante conocer el comportamiento del flujo de un fluido a través de una tubería y relacionar las principales variables que lo afectan, como lo son las variables propias del fluido como la densidad y la viscosidad, y variables que dependen de la configuración del oleoducto como lo son la velocidad, el diámetro de la tubería y el factor de fricción.

En este capítulo se presentan los diferentes regímenes y tipos de flujo de fluidos en tuberías, así como las principales expresiones matemáticas que intervienen en el diseño de oleoductos.

3.1 REGÍMEN DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS

3.1.1 Flujo laminar.

Este tipo de flujo ocurre a velocidades más bajas que la crítica. Este régimen se caracteriza por el deslizamiento de capas cilíndricas concéntricas una sobre otra de manera ordenada. La velocidad del fluido es máxima en el eje de la tubería y disminuye rápidamente hasta llegar a un valor de cero en las paredes de la tubería.

3.1.2 Flujo Crítico o Transicional.

Este tipo de flujo ocurre cuando el caudal transportado a través de la tubería se incrementa después de estar trabajando inicialmente bajo régimen laminar, hasta que las láminas comienzan a ondularse, rompiéndose en forma brusca y difusa.

3.1.3 Flujo turbulento.

En el régimen turbulento hay un movimiento irregular e indeterminado de las partículas del fluido en direcciones transversales a la dirección principal del flujo; la distribución de velocidades en el régimen turbulento es más uniforme a través del diámetro de la tubería que en régimen laminar. Las velocidades son mayores que la crítica, siendo la velocidad crítica, aquella velocidad por debajo de la cual toda turbulencia es amortiguada por la acción de la viscosidad del fluido. A pesar de que existe un movimiento turbulento a través de la mayor parte del diámetro de la tubería, siempre hay una pequeña capa de fluido en la pared de la tubería, conocida como la “capa periférica” o “subcapa laminar”, que se mueve en régimen laminar.

3.2 TIPOS DE FLUJO DE HIDROCARBUROS

Durante el transporte de hidrocarburos es posible encontrar mezclas complejas de compuestos de hidrocarburos en una misma fase, o como una mezcla multifásica a condiciones de presión y temperatura específicas. Existen tres tipos de flujo de fluidos durante el transporte, basados en la condición de fase fluida:

3.2.1 Flujo Monofásico.

El flujo monofásico se presenta en una sola fase, como por ejemplo petróleo negro, gas seco, agua de inyección, metanol, glicol, entre otros.

Se observan flujos monofásicos en las corrientes de salida de los equipos de separación crudo/gas y en las líneas de flujo de transporte y de exportación, ya que el crudo transportado para la venta debe tener características especiales, y bajos contenidos de agua.

3.2.2 Flujo Bifásico.

El flujo bifásico se presenta en dos fases, como por ejemplo se tiene el flujo de crudo producido más gas. Las líneas de flujo provenientes de pozos y en general de procesos de producción de los reservorios tienen dos o tres fases de manera simultánea.

3.2.3 Flujo Trifásico.

El flujo trifásico presenta tres fases, en este flujo se tiene líneas de producción de crudo + gas + agua.

3.3 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍAS

Durante el transporte del fluido de un punto a otro a lo largo de toda la tubería, se presentan caídas de presión permitidas y las cuales están restringidas según el proceso⁶. Para determinar las caídas de presión en las líneas de tubería, se debe evaluar el tipo de fluido a ser transportado y las características de la tubería.

3.3.1 Número de Reynolds (Re).

El Ingeniero y físico Irlandés Osborne Reynolds realizó un desarrollo matemático alrededor del fenómeno del flujo, por medio del cual concluyó que el régimen de flujo es un grupo adimensional, que viene dado por el cociente de las fuerzas de inercia, por las fuerzas debidas a la viscosidad. El número de Reynolds relaciona

⁶ ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. *Surface Production Operations. Design of Oil Handling Systems and Facilities*. Segunda Edición. Houston, TX. Gulf Publishing Company. 1999. Volume 1.

la densidad, viscosidad, velocidad y diámetro del tubo a través del cual fluirá el flujo, en una expresión adimensional. Para tuberías circulares, en flujo a tubería llena, se tienen la siguiente expresión:

$$Re = \frac{V \cdot D \cdot \rho}{\mu} \quad \text{Ec. 4}$$

El número de Reynolds, Re, determina el tipo de flujo en la tubería. A continuación se identifica el tipo de fluido dependiendo del número de Reynolds.

Tabla 3. Clasificación de flujo según número de Reynolds

Número Re	Tipo de flujo
Menor a 2300	Laminar
Entre 2300 - 4000	Crítico
Mayor que 4000	Turbulento

Fuente: MOTT, Robert L. *Mecánica de fluidos. Sexta edición. México. Pearson. 2006.*

3.3.2 Conservación de la Energía en Estado Estable.

El teorema de Bernoulli es un desarrollo matemático basado en la ley de la conservación de la energía, y establece que la energía total de un fluido en cualquier punto particular es la suma de la altura, la caída de presión y la velocidad. Cualquier fluido en movimiento presenta una pérdida de presión por fricción (h_L), de tal forma que esa pérdida de presión se expresa por la diferencia total de energía en dos puntos del sistema y está dada por la siguiente ecuación⁷:

$$Z_{e1} + \frac{144P_1}{\rho} + \frac{V_1^2}{2g} = Z_{e2} + \frac{144P_2}{\rho} + \frac{V_2^2}{2g} + h_L \quad \text{Ec. 5}$$

Esta ecuación es empleada para calcular valores teóricos para la presión, la velocidad de flujo, pérdida de cabeza por fricción o cabeza requerida por una unidad de bombeo para las condiciones de flujo estable. Todas las fórmulas prácticas de flujo de fluidos son derivadas de esta fórmula.

3.3.3 Fórmula de Darcy – Weisbach.

El flujo de fluidos en tuberías está siempre acompañado del rozamiento de partículas del fluido entre sí, lo que representa pérdida de energía disponible. La ecuación general de la pérdida de presión en las tuberías y conductos, conocida como la fórmula de Darcy– Weisbach es la siguiente¹:

⁷ ENGINEERING DATA BOOK. 12ª Edición. Tulsa Oklahoma. Gas Processors Suppliers Association. 2004.

$$h_L = \frac{f \cdot L \cdot V^2}{D \cdot 2g} \quad \text{Ec. 6}$$

En términos de la caída de presión puede escribirse de la siguiente manera:

$$P_1 - P_2 = \Delta P = \frac{\rho \cdot f \cdot L \cdot V^2}{144 \cdot D \cdot 2g} \quad \text{Ec. 7}$$

La fórmula de Darcy– Weisbach es válida tanto para flujo laminar como para flujo turbulento, de cualquier líquido en una tubería.

Para que la fórmula de Darcy sea válida, se deben presentar las siguientes condiciones:

- Continuidad o estado estable: La velocidad del fluido no debe cambiar, deberá permanecer constante.
- Incompresibilidad: No existe cambio de volumen debido a un cambio en la presión
- Isotérmico: El fluido mantendrá un valor de temperatura constante.
- Longitud de tubería: La longitud de la tubería será superior a 10 veces el diámetro de la tubería en la cual es transportado el fluido.
- Diámetro interno uniforme: El diámetro interno del oleoducto no cambiará.

3.3.4 Coeficiente de Fricción.

El factor o coeficiente de fricción, f , se define como la relación entre el esfuerzo de corte en la interfase fluido-sólido y la energía cinética del fluido por unidad de volumen. El factor de fricción se utiliza para calcular la caída de presión debida a la fricción².

Para régimen laminar en todas las tuberías y para cualquier fluido, en donde el valor del Reynolds es inferior a 2.000 la correlación para el factor de fricción viene dada por la siguiente ecuación:

$$f = \frac{64}{Re} \quad \text{Ec. 8}$$

Para régimen turbulento ($Re > 2000$) en tubería lisa el valor de fricción es calculado con la ecuación de Hazen-Williams:

$$f = \frac{13.69 \cdot g}{C^{1.85} \cdot v^{0.15} \cdot D^{0.17}} \quad \text{Ec. 9}$$

Este valor de fricción es especialmente utilizado para el transporte de agua.

El valor para el coeficiente c de Hazen-Williams se puede obtener para distintos materiales, clase y estado de la tubería.

Si el flujo es turbulento en una tubería es lisa, se emplea la ecuación de Blasius (1911), esta ecuación tiene validez para $Re < 100000$:

$$f = \frac{0,316}{Re^{\frac{1}{4}}} \quad \text{Ec. 10}$$

Prandtl y Von-Karman (1930), propone un rango de validez más amplio para la fórmula de Blasius para tubería lisa:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right) \quad \text{Ec.11}$$

Si el flujo es turbulento en una tubería rugosa, se emplea la ecuación de Nikuradse (1933):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3,71 \cdot D} \right) \quad \text{Ec. 12}$$

Colebrook-White (1939) desarrollo una fórmula que agrupa las dos expresiones anteriores y tiene validez para todo tipo de flujos y rugosidades.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\left(\frac{\varepsilon}{3,71 \cdot D} \right) + \left(\frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right) \right] \quad \text{Ec. 13}$$

El Diagrama de Moody (1944), publicado por ASME (*American Society of Mechanical Engineers*), es la representación (en escala logarítmica) de la expresión de Colebrook-White y permite calcular el coeficiente de fricción, f , en función del número de Reynolds (Re) y la rugosidad relativa ε/D . Ver Diagrama en Anexo A.

La utilización de este diagrama permite:

- Determinar el valor del factor de fricción, f , para ser utilizado en la ecuación de Darcy.
- Resolver todos los problemas de pérdidas de carga primarias en tuberías de cualquier diámetro, cualquier material, y para cualquier caudal.

3.3.5 Rugosidad relativa (ϵ/D).

Es la relación entre la rugosidad absoluta de la pared interna de la tubería sobre el diámetro interno de la tubería.

La rugosidad absoluta es la altura promedio de las imperfecciones en la superficie de la pared de la tubería. El valor de la rugosidad varía con el material y con el tiempo de instalación de la tubería.

En el cuadro a continuación se muestran valores de rugosidad en tuberías para diferentes tipos de tuberías⁸:

Cuadro 1. Rugosidad de Tuberías

TIPO DE TUBERIA (Limpia y nueva)	RUGOSIDAD		
	ft	in	mm
Acero al carbono (<i>Carbon Steel</i>)	0.00015	0.0018	0.046
Hierro fundido (<i>Cast iron</i>)	0.00085	0.01	0.26
Tubería Estirada (<i>Draw tubing</i>)	0.000005	0.00006	0.0015
Hierro Galvanizado (<i>Galvanized iron</i>)	0.0005	0.006	0.15
Concreto (<i>Unlined Concrete</i>)	0.001- 0.01	0.12 - 0.12	0.3-3.0

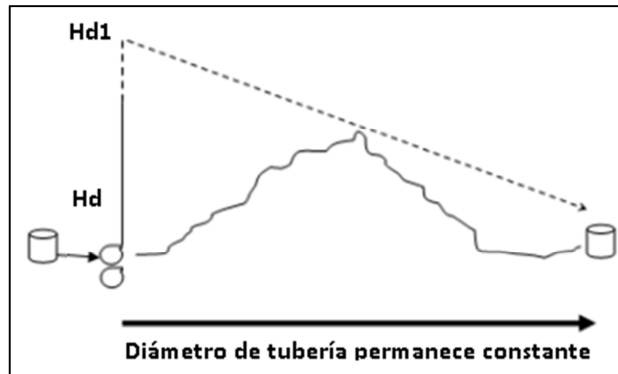
Fuente: SHAMES, Irving H. Mecánica de Fluidos. Tercera Edición. Santafé de Bogotá. McGraw Hill. 1995, 829 p

3.3.6 Gradiente Hidráulico.

El gradiente hidráulico refleja los cambios de cabeza en los diferentes puntos del oleoducto. La presión de descarga del sistema se va cayendo, debido al movimiento del fluido a través del oleoducto. Esta pérdida de presión por unidad de longitud se conoce como gradiente hidráulico. El valor del gradiente aumenta a medida que el crudo para a través de las bombas y disminuye constantemente entre estaciones. El gradiente hidráulico debe calcularse teniendo en cuenta el perfil topográfico del terreno y la línea calculada para el gradiente.

⁸ SHAMES, Irving H. Mecánica de Fluidos. Tercera Edición. Santafé de Bogotá. McGraw Hill. 1995, 829 p.

Figura 2. Gradiente Hidráulico



Fuente: MEJÍA, Kenneth E Diseño de un Oleoducto Secundario Desde un Campo Petrolero hasta la Estación de Recolección y Bombeo. Tesis de Grado. Ingeniero de Petróleos. 1986, 82 p.

4 MÉTODOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

El incremento de la oferta de crudos pesados dentro de las reservas de hidrocarburos, ha generado la necesidad de estudiar distintas posibilidades para mejorar su transporte y aumentar la capacidad de los oleoductos. Dada la alta viscosidad de los crudos pesados, la cual dificulta su transporte, se hace necesario encontrar el método más eficiente y económicamente viable para su transporte vía oleoducto.

Este capítulo inicia con una introducción de las principales propiedades que son características de los crudos pesados. Y presenta una amplia descripción de cada uno de los métodos desarrollados para el transporte de hidrocarburos vía oleoducto, basados en la reducción de las principales variables para el mejoramiento del flujo del fluido, como lo son la viscosidad y la fricción; así como otros métodos de transporte basados en procesos de mejoramiento del fluido.

4.1 PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

Los crudos pesados y extra pesados, representan una parte significativa del total de las reservas de crudo en el mundo. Su principal característica es su alta viscosidad, haciendo que estos tengan excesivos gradientes de presión; por esta razón se requieren mayores esfuerzos para garantizar la viabilidad en su transporte de los pozos de producción a las refinerías⁹.

Los oleoductos están diseñados para transportar crudo a través de grandes distancias sobre diferentes tipos de terrenos y diferentes elevaciones de los mismos. Para ello se diseñan estaciones de bombeo para impulsar el transporte del crudo. Las unidades de bombeo son diseñadas para incrementar la presión en el oleoducto y de esta manera transportar grandes volúmenes de crudo. La selección de estas unidades de bombeo depende en gran medida del caudal, de la viscosidad del crudo bombeado, de la densidad del mismo, y de los requerimientos de cabeza de presión. La mejor selección de los equipos de bombeo es aquella que permite la operación más económica en términos energéticos, alcanzando la eficiencia requerida por el sistema, teniendo en cuenta los diferentes tipos de crudos bombeados.

Los grandes oleoductos tienen varias estaciones de bombeo con el objetivo de mantener la presión en el sistema a pesar de las grandes distancias y las diferentes elevaciones del terreno. Generalmente las estaciones de bombeo están situadas a intervalos equidistantes. La diferencia de elevación entre las estaciones

⁹ SANTOS, R.G., LOH, A.C. and TREVISAN, O.V. *An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods*. En *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. Julio-Septiembre 2014. Vol. 31.No.09. p 571-590.

afecta el desempeño de las unidades de bombeo instaladas en las estaciones. En las estaciones de bombeo pueden disponerse los equipos en serie o en paralelo, dependiendo del requerimiento de diseño. El distanciamiento entre estaciones debe tener en cuenta dos factores importantes: la cabeza neta positiva de succión (CNPS) requerida para las bombas y la máxima presión de operación (MPO) del oleoducto.

Entre las principales propiedades de los crudos pesados están la alta resistencia al flujo, que impacta normalmente el flujo natural. También estos crudos presentan una densidad alta, un contenido alto de nitrógeno, oxígeno, azufre y metales pesados, así como una amplia cantidad de fracciones de crudo pesado. También los crudos pesados tienen un gran contenido de hidrocarburos de alto peso molecular tales como saturados, resinas, aromáticos y asfaltenos, lo cual impacta directamente su proceso de transporte, causando problemas como flujos multifásicos, taponamientos en las tuberías, altas caídas de presión y paradas de producción.

La fracción de asfaltenos en los crudos pesados es conocida como la cadena insoluble de hidrocarburos compuesta por heptanos y pentanos, lo que conlleva a tener problemas cuando se están transportando crudos pesados, por la inestabilidad en los asfaltenos.

La composición química del crudo es el punto de partida para la caracterización del fluido y esta tiene el mayor impacto sobre las otras propiedades, tales como densidad y viscosidad.

Los crudos pesados tienen propiedades físicas y químicas especiales las cuales son el principal objeto de este estudio. Entre las características más relevantes están:

- Alta viscosidad (entre 100 y 10000 cPs)
- Densidad (ρ) entre 934 y 1000 Kg/m
- Gravedad API ($^{\circ}$ API) entre 7 $^{\circ}$ y 19.9 $^{\circ}$.
- Alto punto de fluidez
- Alto contenido de metales pesados
- Alto contenido de Azufre
- Alta relación de gas aceite (GOR)

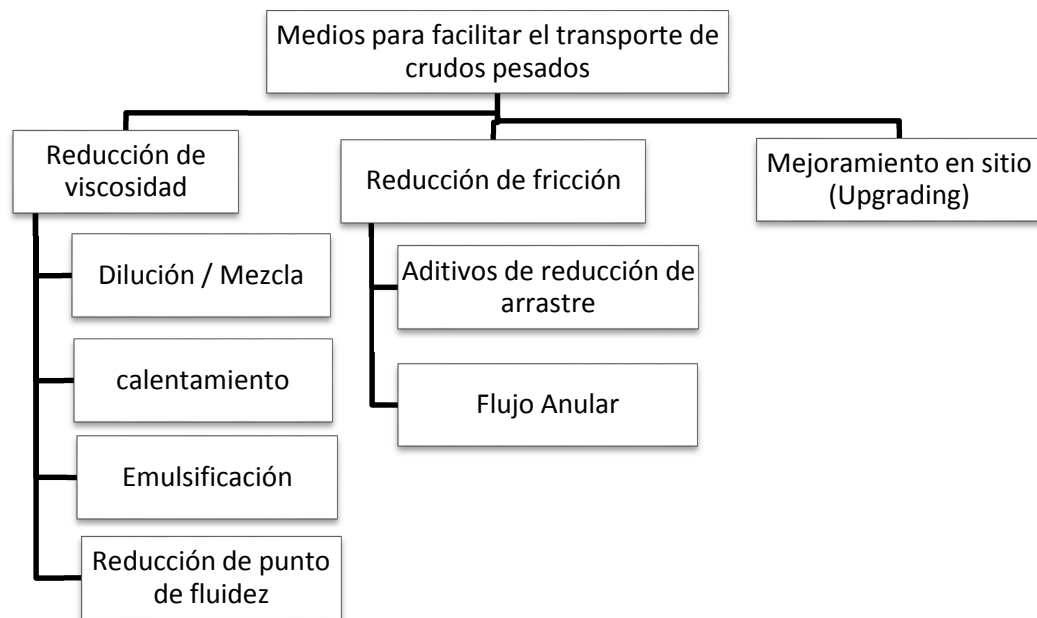
4.2 GENERALIDADES DE LOS MÉTODOS DE TRANSPORTE

El transporte de hidrocarburos a través de tuberías casi siempre requiere una energía adicional, que a menudo implica la adición de calor o diluyentes para garantizar ratas de flujo aceptables cuando se tienen grandes distancias entre pozos, refinerías y facilidades de producción, con el objeto de optimizar su

transporte. Las compañías petroleras, han implementado muchos programas de investigación para superar los problemas que surgen en el transporte de crudos pesados a través de oleoductos.

En la siguiente figura se muestran los diferentes métodos que se han desarrollado para mejorar el transporte de crudos pesados, donde se muestran las diferentes opciones, por reducción de viscosidad, por reducción de fricción y por mejoramiento¹⁰. Los métodos más importantes y que son utilizados actualmente son: calentamiento, dilución, mejoramiento parcial (*upgrading*) y transporte con el uso de lubricantes (flujo anular y emulsiones de agua y crudo). Mientras los tres primeros métodos están dirigidos a la reducción de la viscosidad por la modificación de la microestructura, el transporte con lubricantes reduce el efecto de las presiones de fricción causadas por los efectos de la viscosidad.

Figura 3. Métodos de mejoramiento del flujo por oleoductos para crudos



Fuente: HART, Abarasi. *A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. A review paper.* En *Production Engineering*. 22 de Octubre de 2013. p 327-336.

¹⁰ HART, Abarasi. *A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. A review paper.* En *Production Engineering*. 22 de Octubre de 2013. p 327-336.

Tabla 4. Comparación de los métodos de transporte

	<i>Soluciones tradicionales</i>			<i>Soluciones a ser desarrolladas</i>	
	Dilución	Calentamiento	Mejoramiento	Emulsión	Flujo Anular
Diámetro de tubería requerido	Mayor	Normal	Normal	Mayor	Normal
Corrosión	Ninguna	Potencial	Ninguna	Potencial	Potencial
Inversión adicional	Alta (Sistema paralelo de diluyente)	Normal (Calentadores)	Alta (Refinería de campo)	Normal/Alta (Sistema de suministro)	Normal/Alta (Sistema aplicado)
Problemas ambientales	No especificados	Fuente eléctrica	No especificados	Tratamiento /Separación de agua	Tratamiento de agua

Fuente: SANIERE, A., HEANUT, I. and ARGILLIER, J.F. *Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59, No. 5. 2004.p 455-466.*

4.3 MÉTODOS POR REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD

4.3.1 Método de Dilución.

El método de dilución es uno de los métodos más antiguos y sencillos para reducir la viscosidad, y consiste en mezclar el crudo pesado con un crudo de mayor grado API, el cual se comporta como un diluyente, incrementando la distancia intermolecular en el crudo, generando así una reducción de su viscosidad y a su vez una reducción de su densidad. Con el uso de un diluyente liviano como gasolina se pueden obtener grandes reducciones de viscosidad. Cuando se utiliza como diluyente el agua se consigue también reducir los gradientes de presión.

Entre los diluyentes más empleados en el manejo de crudos pesados se tienen la Nafta, kerosene, los crudos livianos, la gasolina y los condensados de gas natural.

El uso de diluyentes permite el transporte de grandes volúmenes de crudos pesados; teniendo en cuenta que la dilución de crudos pesados por oleoductos requiere dos oleoductos, uno para el crudo y otro para los diluyentes⁸. La viscosidad de la mezcla combinada es determinada por la velocidad de dilución así como por las viscosidades y densidades del crudo pesado y de los diluyentes usados.

Para el transporte de crudo pesado se emplea un factor de mezcla para reducir la viscosidad y asegurar el bombeo de crudo a través del oleoducto. Dependiendo de

las características del crudo, adicionalmente a la inyección del diluyente se inyectará un tipo de químico especial.

La dilución es considerada un método muy eficiente dado que la viscosidad resultante de la mezcla y la fracción volumétrica del diluyente tienen una relación exponencial. Sin embargo, para obtener valores aceptables para el transporte, se requiere un porcentaje hasta del 30% de diluyente por volumen haciendo necesario aumentar la capacidad del oleoducto, como también pueden surgir problemas por desabastecimiento del diluyente. De esta manera, el transporte de crudos pesados con diluyentes puede ser rentable si los diluyentes utilizados son relativamente económicos, fáciles de conseguir y los volúmenes requeridos por barril de crudo transportado no son tan altos.¹¹

Este método requiere una inversión considerable en unidades de bombeo y tuberías, debido al incremento del volumen del fluido transportado y la necesidad de separar el diluyente y retornarlo al sitio de producción del crudo.

La dilución puede ser usada de dos diferentes maneras, dependiendo si el diluyente es reciclado o no. Cuando se opta por el reciclaje del diluyente se debe tener en cuenta la inversión para tubería adicional.

a) Comportamiento de la viscosidad en presencia de un diluyente. La viscosidad de una mezcla combinada depende de las propiedades del crudo, del diluyente, de la velocidad de dilución, de la relación entre el crudo pesado y los diluyentes, así como de la temperatura de operación. La adición de un crudo liviano como diluyente es una alternativa costosa.

Entre los aditivos más usados se tiene los siguientes:

- **Gases Condensados:** Un gas condensado es un crudo muy liviano obtenido de la separación primaria durante la producción de gas natural, el uso de gases de condensado como diluyente permite obtener una reducción significativa de la viscosidad, sin embargo, la precipitación de asfaltenos, su segregación y agregación causan inestabilidad durante el transporte del crudo. Los asfaltenos presentes en el crudo pesado son insolubles en alcanos tales como n-pentanos y heptanos, por lo que los gases condensados son considerados solventes pobres de asfaltenos y además tienen la tendencia a interactuar y agregarse y formar depósitos y así tapar parcialmente las líneas¹².

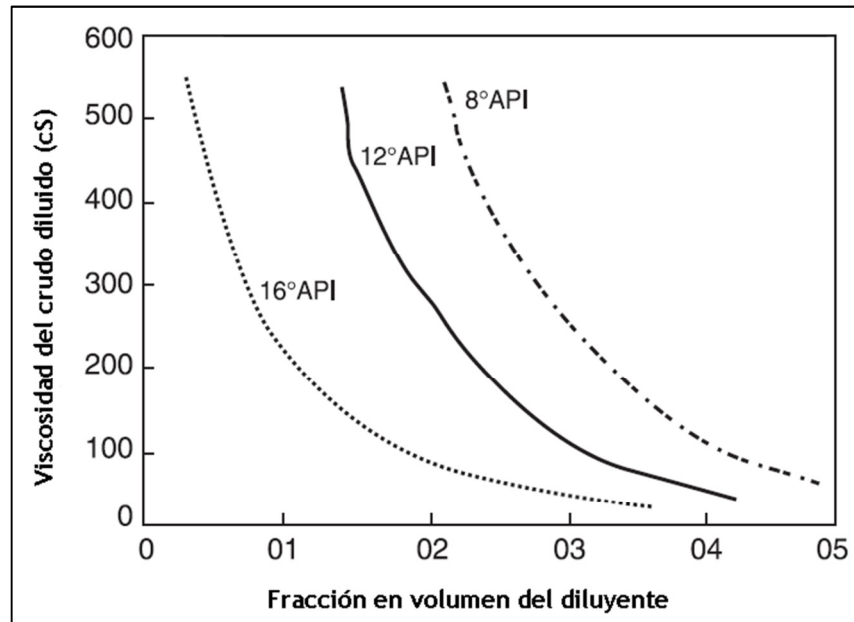
¹¹ ALAIN-YVES HUC. *Heavy crude oils: from Geology to Upgrading: An overview.* Francia. Edition Technip.2011. 480 p.

¹² PALOU, Martínez Rafael. *Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review.* En *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 26 de Noviembre de 2010. p 274-282.

- Nafta: La nafta también es utilizada por ser un muy buen diluyente de crudos pesados, dado que ésta tiene un alto grado API, muestra buena compatibilidad con los asfaltenos y es reutilizable. Estudios indican que el uso de una mezcla de nafta y solventes orgánicos podría reducir la cantidad de diluyentes necesarios para reducir la viscosidad del crudo a ser transportado.
- Kerosene: El kerosene como diluyente es una alternativa costosa, dado que aproximadamente el 20% de éste es requerido para reducir la viscosidad del crudo pesado a un nivel deseable para su transporte.

b) Criterio para predicción de la viscosidad. El criterio empleado para predecir el comportamiento de la viscosidad del crudo una vez sea inyectado el diluyente es la tendencia de la curva “Viscosidad vs. Composición”, a condiciones isotérmicas e isobáricas. Esta curva permite evaluar si la mezcla es ideal o no, y si alcanza a cumplir los parámetros de viscosidad requeridos para el transporte del crudo. Las mezclas ideales tienen una tendencia a la linealidad, de esta manera se verifica si es viable la mezcla.

Figura 4. Influencia del diluyente en la viscosidad de la mezcla



Fuente: SANIERE, A., HEANUT, I. and ARGILLIER, J.F. *Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge*. En *Oil & Gas Science and Technology*. Vol. 59, No. 5. 2004. p 455-466.

c) Parámetros de selección del diluyente. La selección del tipo de diluyente debe realizarse teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Dimensionamiento del oleoducto (diámetro y espesor de la tubería)
- Número de estaciones de bombeo
- Calidad de la mezcla
- Aumento en la capacidad estimada del oleoducto
- Costos de inversión inicial
- Costos asociados con el transporte empleando el método de dilución
- Viabilidad económica, depende en gran medida de la disponibilidad para conseguir el diluyente y el costo del mismo

d) Requerimientos de inversión utilizando el método de dilución. Para la inyección de diluyentes, se debe realizar una inversión inicial de todos los equipos que conforman el paquete de inyección tales como bombas, tuberías, equipos para alimentación de las bombas, entre otros.

Se debe contar con una fuente rentable y segura del diluyente. Por lo general el costo de estos diluyentes es alto, y se debe tener presente que será un costo adicional y será permanente el suministro de este diluyente en los procesos de transporte.

e) Impacto del tipo de diluyente en los gradientes de presión. Durante el diseño de los oleoductos es necesario conocer el perfil de presiones que el fluido tendrá a lo largo del oleoducto, en otras palabras es necesario conocer la curva de gradiente de presiones. Esta curva permite visualizar las pérdidas de presión del fluido en todos los puntos del oleoducto.

El gradiente de presión es resultado de las pérdidas por fricción, elevación y aceleración.

Existen dos tipos de pérdidas, las pérdidas primarias y las pérdidas secundarias. Las primarias se producen por el contacto del fluido con las paredes internas del oleoducto (capa límite), por el rozamiento entre diferentes capas de fluido (régimen laminar) o por el rozamiento de las partículas de fluido entre sí (régimen turbulento). Las pérdidas secundarias se producen debido a las transiciones del flujo (estrechamientos o expansiones de la corriente) y debido a la presencia de los accesorios instalados a lo largo del oleoducto.

La presencia de diluyente aumenta la tasa de flujo, aumentando la velocidad del fluido transportado. Las pérdidas de presión por fricción son reducidas cuando se adicionan crudos livianos o solventes; la tasa de reducción es mayor a bajas temperaturas.

f) **Ventajas y desventajas del uso de diluyentes.** Entre las ventajas y desventajas del uso del método de dilución se tiene:

Ventajas

- Reducción del consumo de energía eléctrica por requerimientos de bombeo del crudo pesado altamente viscoso.
- Mejora la movilización y el transporte del crudo en todo el oleoducto.
- Mejora el proceso de deshidratación en posteriores etapas de tratamiento.

Desventajas

- Cantidad de diluyente por volumen requerido.
- Disponibilidad de los diluyentes en sitio en las cantidades requeridas
- Los crudos livianos que son más usados, son costosos
- Inversión adicional en equipos de bombeo e infraestructura para el diluyente.

4.3.2 Método de Calentamiento.

El método de calentamiento es el segundo método más usado para el transporte de crudos pesados, luego del método de dilución. Durante el transporte del crudo, se presenta una pérdida de temperatura, la cual aumenta la viscosidad del fluido transportado. La viscosidad es una propiedad que es muy sensible a los cambios de temperatura, es esta la razón para considerar el método de calentamiento como alternativa para mejorar el transporte de crudo pesado.

La aplicación de calor mejora el flujo de crudos pesados, reduciendo la viscosidad a medida que aumenta la temperatura del crudo. El efecto de la temperatura sobre la viscosidad depende no solo de la composición del crudo, sino también de la volatilidad del mismo. Durante el transporte de crudos pesados un incremento de temperatura afecta principalmente las estructuras macromoleculares del hidrocarburo, promoviendo la ruptura del agregado y manteniendo las unidades del monómero dispersas, mejorando la resistencia al flujo del crudo.

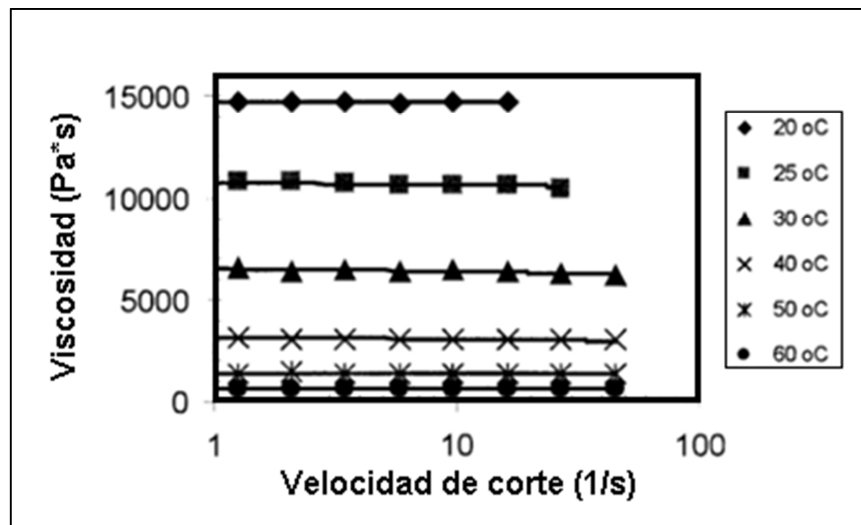
El calentamiento de las tuberías puede inducir posibles cambios en las propiedades reológicas del crudo, lo cual puede provocar inestabilidad en el flujo. Los estudios realizados para comprobar la influencia que ejerce la temperatura sobre las propiedades reológicas del crudo pesado, arrojan que el crudo pesado se comporta como un fluido seudoplástico, en donde la variación de temperatura no provoca cambios significativos en el índice de flujo, pero sí en la viscosidad aparente y en el índice de consistencia másica, propiedades que disminuyen al aumentar la temperatura. Estos parámetros son de gran utilidad para definir la energía necesaria para el transporte del crudo pesado.

Un oleoducto con sistema de calentamiento debe considerar aspectos técnicos como: expansión de la tubería, cantidad y capacidad de estaciones de bombeo, y estimación de pérdidas de calor. De igual forma se debe tener en cuenta que oleoductos con calentamiento tienen altos costos de generación de calor, especialmente cuando se tienen grandes volúmenes de crudo, y debido al aumento de la tasa de corrosión de la tubería interna por efecto de la temperatura.

a) Comportamiento de la viscosidad del crudo pesado con calentamiento. La alta viscosidad de los crudos pesados se atribuye a los altos pesos moleculares de sus componentes y a la formación de estructuras ordenadas en su fase líquida. El calentamiento del crudo destruye estas estructuras y reduce así la viscosidad. Con base a los estudios de investigación de crudos pesados en laboratorio, por los autores citados¹³ se obtuvieron los resultados expuestos a continuación.

La Figura 5 muestra el comportamiento de la viscosidad bajo el efecto de la temperatura. Se puede observar que el crudo se comporta casi como un fluido newtoniano a medida que la temperatura aumenta, así como el efecto sustancial en la reducción de la viscosidad del crudo.

Figura 5. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de un crudo pesado



Fuente: YAGHI, BASMA M. & AL-BEMANI, ALI. *Heavy Crude Oil Viscosity Reduction for Pipeline Transportation*. En *Energy sources*. 2002. p 93-102

¹³ YAGHI, BASMA M. & AL-BEMANI, ALI. *Heavy Crude Oil Viscosity Reduction for Pipeline Transportation*. En *Energy sources*. 2002. p 93-102.

b) Transferencia de calor al fluido. El fenómeno de transferencia de calor se da a través de una fuente externa que suministra calor a una tubería principal que transporta el crudo.

El fenómeno de transferencia de calor, permite un intercambio térmico entre el oleoducto y el sistema externo, garantizando que el crudo transportado a través del oleoducto aumente su temperatura, y a su vez obteniendo el valor de viscosidad requerido.

c) Tipos de Calentamiento. Existen diferentes tipos de calentamiento, el calentamiento eléctrico y el calentamiento por vapor, además del uso de aislamientos para conservar la temperatura del crudo, hasta que llegue a la siguiente estación de bombeo.

Entre las opciones de aislamiento que se tienen están: incluir un material aislante alrededor de la tubería o enterrar la tubería para conservación del calor.

Calentamiento Eléctrico: Cuando se utiliza calentamiento eléctrico, hay dos configuraciones disponibles:

- Una tubería aislada calentada eléctricamente, donde las corrientes eléctricas fluyen a lo largo de ésta.
- Dos tuberías concéntricas (*pipe in pipe*) donde el crudo fluye a través de la tubería interna eléctricamente aislada, la cual es rodeada concéntricamente por una tubería externa eléctricamente conductiva.

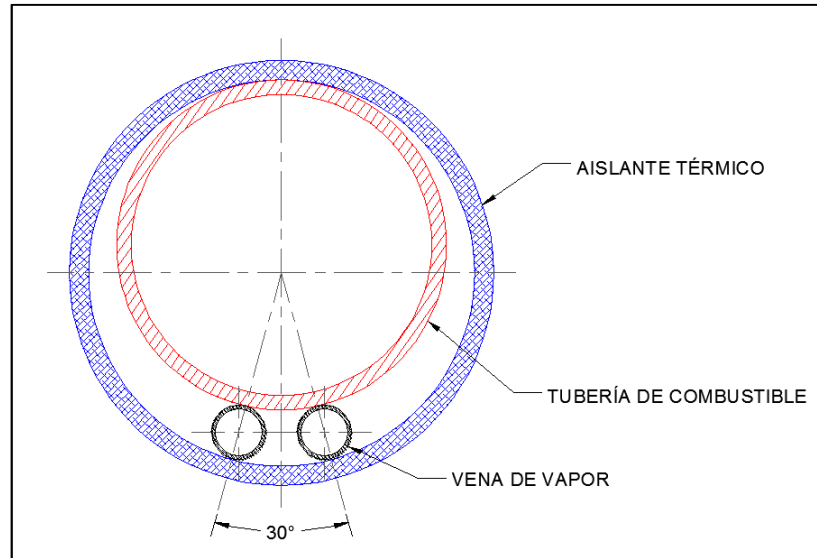
En esta última, el calor es generado por la combinación de resistencias eléctricas y por los efectos magnéticos de Eddy asociados con la transmisión de una corriente alternativa a través de la tubería. En algunos casos, se usan calentadores directos (*Direct fire heaters*) para recalentar el crudo en las estaciones de bombeo.

Calentamiento a Vapor: La transferencia de calor se da a través de una tubería principal que transporta el crudo y las paredes de las tuberías conocidas como venas de vapor, las cuales se adosan a la tubería principal. Este sistema de tuberías se aísla del exterior con ayuda de un sistema de aislamiento térmico. Bajo estas condiciones se presenta el fenómeno de transferencia de calor, permitiendo un intercambio térmico entre las tuberías de vapor y el oleoducto.

Las venas de vapor se instalan en la parte inferior del oleoducto con el objeto de favorecer una adecuada transferencia de calor. La cantidad total de calor suministrado por las venas de vapor, se transmite por convección a las paredes

del oleoducto. En la figura 6 se puede observar un sistema de calentamiento típico de un oleoducto, utilizando venas de vapor¹⁴.

Figura 6. Sistema de calentamiento de oleoductos



Fuente: Vega, Luis Enrique. *Alternativa Metodológica para el Cálculo Térmico de Oleoductos*. En Revista Holguín. Año XV, julio-septiembre, 2009. 10 p.

Los cálculos de transferencia de calor se realizan empleando la Ley de Fourier para el intercambio térmico por conducción a través de paredes cilíndricas y la Ley de Newton para el transporte por convección.

El calor transmitido es proporcional al área perpendicular de la tubería, a la conductividad del material de la tubería y a la diferencia de temperatura, y es inversamente proporcional al espesor de la tubería.

$$\frac{\Delta Q}{\Delta t} = \frac{kA}{x} (T_1 - T_2) \quad \text{Ec. 14}$$

d) Equipos de Transferencia de Calor

Equipos para el traceado eléctrico

La principal función del sistema de traceado eléctrico es compensar las pérdidas de temperatura que sufre el crudo durante el transporte a través de la tubería. La

¹⁴ Vega, Luis Enrique. *Alternativa Metodológica para el Cálculo Térmico de Oleoductos*. En Revista Holguín. Año XV, julio-septiembre, 2009. 10 p.

función del cable calefactor instalado a lo largo de la tubería es aportar la energía calorífica necesaria para compensar las pérdidas a través de los aislamientos térmicos, debido a la diferencia de temperaturas entre la temperatura del crudo y el ambiente. Estos equipos son especialmente usados en crudos altamente viscosos.

- Cable o cinta calefactora: La cinta eléctrica autorregulable, es de resistencia variable con la temperatura (a mayor resistencia, mayor temperatura), tiene una potencia por metro lineal constante. Se caracteriza porque el hilo de calentamiento va arrollado en espiral sobre un conductor paralelo aislado de este. El cable calefactor forma una serie de resistencias en paralelo alimentadas por el mismo cable que le sirve de cuerpo.
- Elemento calefactor: es un polímero especial. Cuando la temperatura en el cable disminuye se crean numerosas líneas de conducción en el polímero, disminuyendo la resistencia, con lo cual hay mayor transmisión de calor y por ende se mantiene la temperatura.
- Dispositivos conectores: conectan las cintas a la potencia.
- Sistemas de Control y regulación: son los sistemas que permiten el control que permite la regulación y el control de las señales eléctricas y de potencia, para el control de la corriente y el voltaje
- Dispositivos monitores: controlan el funcionamiento de las cintas calefactoras.
- Termómetro o termostato: permite sensar la temperatura del sistema de traceado.

Equipos para el Traceado de vapor

Los principales elementos de un sistema de traceado de vapor son:

- Tubería principal de vapor: Las tuberías de vapor se encargan de distribuir la totalidad del vapor de calentamiento y se instalan paralelamente al oleoducto que transporta el crudo.
- Venas de vapor: Son tuberías de diámetros mucho menores, encargadas del calentamiento directo de las tuberías de distribución de crudo. Estas salen de la tubería principal de distribución de vapor y se adhieren en una geometría envolvente alrededor del oleoducto. Las dimensiones (diámetro y paso) de esta tubería son el resultado de estudios de transferencia de calor.
- Tuberías de condensado: Estas tuberías son las encargadas de recolectar el condensado producto de la transferencia de calor al interior de la tubería principal de vapor y las tuberías llamadas venas de vapor.
- Trampas de vapor: Estos equipos son instalados al final de cada vena de vapor y en los pozos de goteo de la tubería principal de vapor.
- Aislamiento térmico: Elementos empleados para la conservación del calor en las tuberías.

e) **Ventajas y desventajas del uso del método de calentamiento.** Entre las ventajas y desventajas del uso del método de calentamiento se tiene:

Ventajas

- Se transmite el calor directamente al crudo.
- Alta reducción de la viscosidad del crudo.
- Se facilitan el transporte a través del oleoducto.

Desventajas

- Altos costos de generación de calor, especialmente cuando es aplicado en regiones frías y cuando se tienen grandes longitudes de tubería.
- Baja eficiencia de los equipos
- Aumento de consumo de energía durante el proceso.
- El aumento de temperatura puede inducir cambios en la estructura coloidal del crudo y desmejorar sus propiedades reológicas.
- En presencia de altas temperaturas, elementos como el calcio, el magnesio, el sodio, los cloruros, sulfatos, carbohidratos, bicarbonatos, entre otros, se convierten en elementos incrustantes en las paredes internas de las tuberías.
- Cuando se usan tuberías concéntricas calentadas eléctricamente, la configuración es costosa de ensamblar y operar, por la complejidad del diseño de la tubería y por el hecho que es necesario tener la tubería calentada en su longitud total.

4.3.3 Método de Emulsificación.

El método de emulsificación es uno de los nuevos métodos para transportar crudos pesados vía oleoductos. Éste permite la mezcla de fluidos inmiscibles bajo condiciones normales de manera más o menos homogénea, no se requiere que estos fluidos se encuentren en la misma proporción. Uno de los fluidos se dispersará en el otro en forma de pequeñas gotas y con la ayuda de surfactantes, se logra una emulsión agua crudo estable con una viscosidad reducida.

Existen dos fases en el proceso de la emulsificación, la primera es la fase continua o fase dispersante que es la fase del fluido que se encuentra en mayor proporción y la segunda es la fase dispersa que es la del fluido que se encuentra distribuido en forma de gotas en la fase continua.

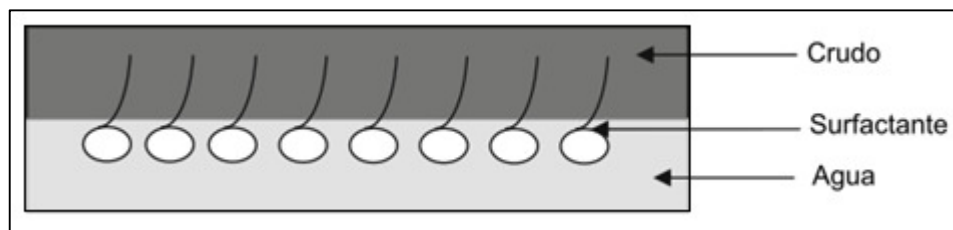
Existen tres tipos de emulsiones inestables: la floculación, la cremación, y la coalescencia.

a) **Condiciones para la formación de una emulsión.** Las principales condiciones se listan a continuación:

- Los fluidos que hacen parte de la mezcla deben ser inmiscibles.
- Se requiere energía suficiente para dispersar un fluido dentro de otro, mediante agitación de la mezcla o turbulencia de la mezcla.
- Presencia de un agente emulsificador o surfactante estabilizador, el cual permita la formación de las gotas, y la formación de una membrana o monocapa, la cual permite retardar la coalescencia de las mismas.

b) Agentes Surfactantes o Emulsionantes. Los agentes surfactantes o emulsionantes que le dan la estabilidad a la emulsión, son solubles en agua o en aceite. Son denominados sustancias anfífilas por tener doble afinidad o dualidad polar. El grupo polar contiene oxígeno, nitrógeno, azufre o fósforo, y tiene afinidad por los solventes polares en particular el agua y se conoce como parte hidrófila o hidrofílica. El grupo apolar está compuesto por hidrocarburos de tipo alquilo o alquilbenceno, se conoce como parte hidrofóbica o lipofílica.

Figura 7. Emulsión estabilizada con surfactantes



Fuente: SANTOS, R.G., LOH, A.C. and TREVISAN, O.V. *An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods.* En *Brazilian Journal of Chemical Engineering.* Vol. 31.No.09. Julio-Septiembre 2014. p 571-590.

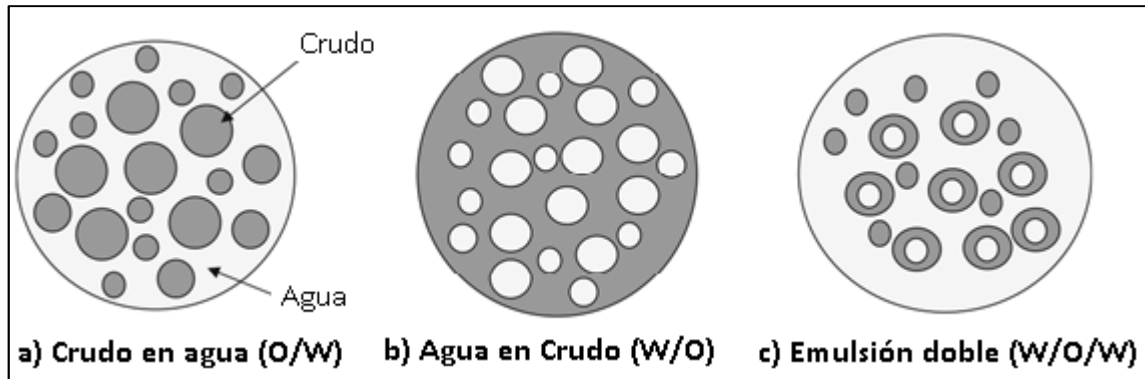
El agente emulsificador se sitúa sobre la interfaz entre los fluidos, como se muestra en la Figura 7, para prevenir el crecimiento de las gotas y la separación de fases, en fases únicas de cada fluido. La capa del agente emulsificador actúa como estabilizador de la superficie entre los dos fluidos, controlando el comportamiento de la emulsión.

c) Emulsiones crudo – agua. Existen emulsiones de agua en aceite (W/O) o emulsiones de aceite en agua (O/W), esto depende de la fracción del volumen de ambas fases y del tipo de emulsificador, como se muestra en la Figura 8. Los emulsificadores y las partículas emulsificantes tienden a fomentar la dispersión de la fase en la que ellos no se disuelven muy bien.

O/W: dispersión de un líquido inmiscible en agua (siempre llamado aceite) en una fase acuosa.

W/O: dispersión de agua o de una solución acuosa en un líquido inmiscible en agua.

Figura 8. Diferentes emulsiones usadas para transportar crudos pesados



Fuente: SANTOS, R.G., LOH, A.C. and TREVISAN, O.V. *An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods*. En *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. Vol. 31.No.09. Julio-Septiembre 2014. p 571-590.

Una emulsión agua crudo es generalmente creada por las moléculas de superficie activas en el crudo, que son mayormente solubles en aceite dada su baja polaridad (dependiendo del pH de los ácidos grasos) y su peso molecular. Como la viscosidad de una emulsión es siempre mayor que la viscosidad de la fase continua, para el transporte de un crudo altamente viscoso, es necesario hacer una emulsión con agua de la fase continua.

Existen básicamente dos métodos para hacer una emulsión acuosa: el primero es adicionar un surfactante natural o sintético de alto HLB (Balance lipofílico hidrofílico); y el segundo método es “activar” los surfactantes naturales que hacen parte de la composición del crudo pesado, haciendo estos surfactantes más hidrofílicos por la ionización de los grupos funcionales ácidos conducidos por los ácidos grasos y asfaltenos.

El transporte de crudos pesados lubricados con agua es una tecnología basada en el fenómeno natural, en el cual la fase menos viscosa migra a la región de alto corte cerca de la pared de la tubería, donde el flujo es lubricado. Una vez las presiones de bombeo son balanceadas por los esfuerzos de corte de la pared de la tubería, se requieren presiones del fluido comparables a la del bombeo del agua para lograr el transporte del hidrocarburo. Esta tecnología utiliza emulsiones crudo en agua o agua en crudo, o emulsiones dobles con combinaciones de las anteriores⁸.

Las emulsiones pueden formarse en crudos pesados que contengan una cantidad significativa de asfaltenos, los cuales actuarán como tensioactivos o emulsificantes naturales. La presencia de componentes de superficie activos, tales como ácidos

nafténicos, resinas, entre otros, aumenta la complejidad de las emulsiones con crudos pesados en el momento de reorganizarse en la interface crudo agua.

El método de emulsificación se compone por tres etapas: producción de la emulsión crudo agua, transporte de la emulsión y separación de la fase de crudo de la fase de agua. La separación o rompimiento de las emulsiones crudo agua representan un reto debido a las siguientes razones:

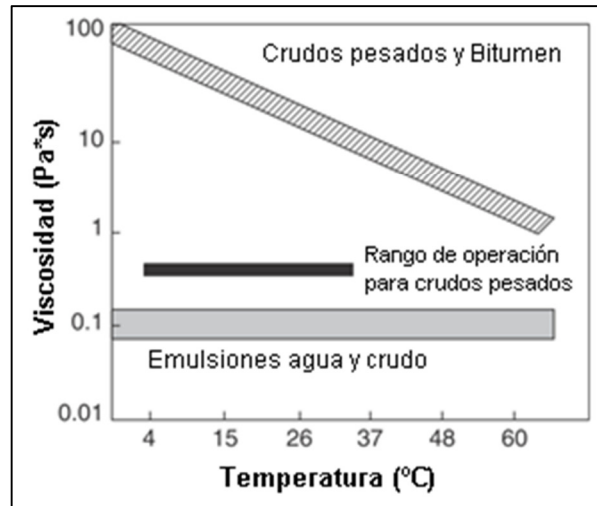
- La densidad del crudo pesado es muy cercana a la densidad del agua. Las técnicas físicas que usan diferencia de densidades (separadores por gravedad, sistemas de centrifugado, etc.) muestran una baja eficiencia de separación del crudo y del agua, pero al aumentar la temperatura de la emulsión, y al adicionar diluyentes de baja densidad, o sales, se incrementa la diferencia de densidades y mejora la separación de la emulsión.
- La presencia de gran cantidad de moléculas de asfaltenos y de moléculas anfifílicas en los crudos pesados, tienden a formar películas fuertes que producen emulsiones muy estables.
- La inversión de la emulsión es difícil de prevenir y es perjudicial, lo que conlleva a que finas gotas de agua sean muy difíciles de separar, dada la alta viscosidad del crudo y la gran cantidad de moléculas de superficie activas.

Existen varias técnicas para la separación o ruptura de la emulsión crudo agua, tales como: demulsificación térmica, método congelación/descongelación, modificación de pH, adicción de solventes y demulsificación por membranas.

d) Comportamiento de la viscosidad del crudo en emulsiones crudo agua. La reología de las emulsiones formadas es un criterio importante para mejorar el transporte por oleoductos. La reología de una emulsión depende principalmente del volumen del crudo dispersado y de la distribución y el tamaño de las gotas, la cual a su vez depende del tipo de surfactante, del tipo de mezcla y de la presión del surfactante.

La siguiente figura muestra la reducción de la viscosidad de crudos pesados por la conversión de las emulsiones de crudo y agua, tomando como base una emulsión típica de 70% de crudo y 30% de agua y una fase acuosa de 500-2000 ppm de aditivos químicos; en la cual se obtiene una emulsión estable que tiene una viscosidad en el rango de 50-200 cP⁸.

Figura 9. Reducción de viscosidad de crudos por conversión de emulsiones



Fuente: S SANIERE, A., HEANUT, I. and ARGILLIER, J.F. *Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge*. En *Oil & Gas Science and Technology*. Vol. 59, No. 5. 2004. p 455-466.

A partir de estudios de investigación basados en pruebas de laboratorio realizadas a crudos pesados generando emulsiones con diferentes concentraciones de surfactantes realizadas por los autores citados⁹ se obtuvieron los resultados expuestos a continuación para una mezcla agua crudo con adición de surfactante:

Efecto del contenido de surfactante sobre la estabilidad de la mezcla: Diferentes cantidades de surfactante producen una estabilidad similar, por lo cual se concluye que resulta más económico preparar emulsiones con bajos contenidos de surfactante.

Efecto del surfactante sobre la viscosidad de la emulsión: La emulsión es termodinámicamente inestable, ya que una fase está dispersa en otra con un incremento de la energía libre del sistema; la emulsión tiende a reducir el incremento de energía libre por la inducción de la coalescencia de las gotas de crudo, sin embargo, un emulsificante es introducido al sistema para estabilizar las pequeñas gotas y no permitir su separación de la fase mayor.

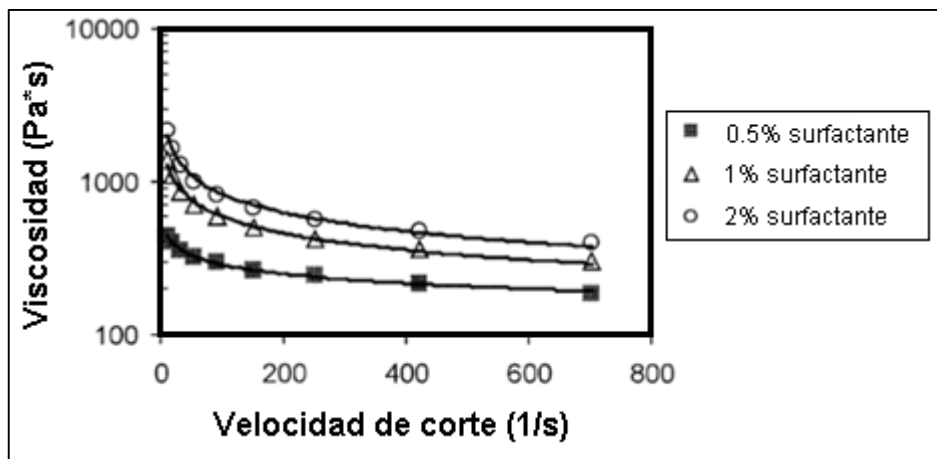
Los estudios realizados con emulsiones de crudo con y sin surfactantes concluyen aspectos como:

- Durante el bombeo de mezclas de crudo y agua, no se consigue la emulsificación incluso con temperaturas hasta de 40°C.
- No hay circulación de las emulsiones crudo agua en el oleoducto cuando hay emulsiones con un contenido mayor de crudo del 50%. De los estudios

anteriores, se concluyó que la reducción de viscosidad no se logra con la adición de agua si no se da el proceso de emulsificación; de esta manera los surfactantes son esenciales para la preparación de emulsiones uniformes en el transporte por oleoductos.

En la figura 10 se observa como la viscosidad de la emulsión se incrementa con la concentración de surfactante. Para este caso particular se observa el comportamiento de la viscosidad en emulsiones en agua de crudos pesados con diferentes concentraciones de surfactante a 30°C.

Figura 10. Viscosidad de emulsiones en agua de crudos a diferentes concentraciones de surfactante.



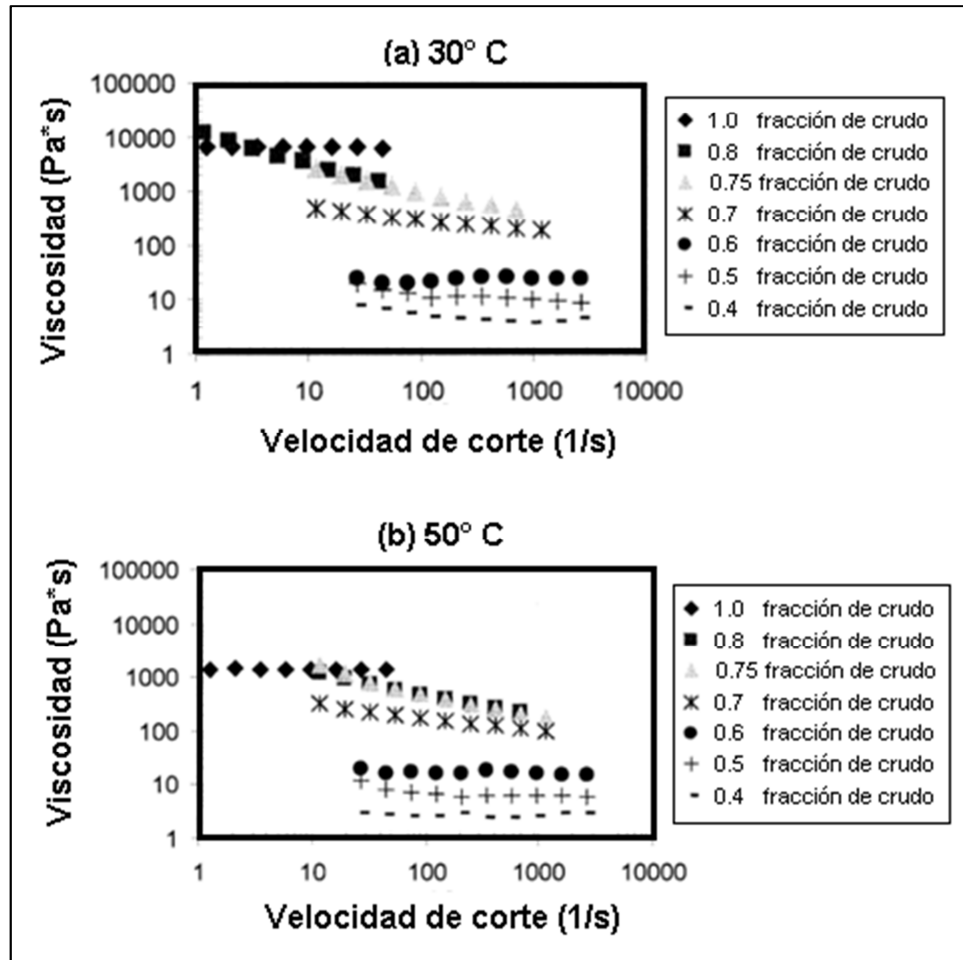
Fuente: SANTOS, R.G., LOH, A.C. and TREVISAN, O.V. *An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods*. En *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. Vol. 31.No.09. Julio-Septiembre 2014 p 571-590.

Efecto del contenido de crudo sobre la viscosidad: Las figuras 11(a) y 11(b) muestran el comportamiento de la viscosidad de las emulsiones agua crudo a diferentes flujos con diferentes fracciones de crudo a diferentes temperaturas. La adición de grandes cantidades de crudo produce emulsiones viscosas, mientras la adición de cantidades pequeñas, forma emulsiones inestables.

e) **Factores que influyen en la estabilidad de las emulsiones.** La emulsión adecuada tiene las siguientes características:

- La viscosidad de la mezcla debe estar dentro del rango operativo del oleoducto.
- La emulsión se mantiene estable en las condiciones de operación (temperatura y presión) del oleoducto.
- Mayor porcentaje de crudo en la mezcla.

Figura 11. Viscosidad de emulsiones agua crudo a diferentes flujos a: Fig. (a) 30° C y Fig. (b) 50° C



Fuente: SANTOS, R.G., LOH, A.C. and TREVISAN, O.V. *An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods*. En *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. Vol. 31.No.09. Julio-Septiembre 2014. p 571-590.

- Fácil rompimiento de la emulsión después del transporte de la mezcla.
- Cantidad reducida de agente emulsificante y desemulsificante.

Para que las condiciones anteriores se den, es importante mantener la estabilidad de la emulsión, pero esto depende en gran medida del tipo de agente emulsionante. En el proceso de estabilización se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Estabilización de Gotas
- Tensión Interfacial
- Película Interfacial

- Repulsión Eléctrica
- Interacción de Gotas

Algunos de los factores que contribuyen a mantener la estabilidad de las emulsiones son:

Composición de los crudos: Los crudos de base nafténica o asfáltica se emulsionan más rápidamente y de manera permanente, comparado con los crudos de base parafínica. Este comportamiento se debe a que tanto el asfalto como el bitumen que se encuentra en los crudos nafténicos, favorecen los procesos emulsionantes.

Viscosidad del crudo: El crudo con alta viscosidad mantiene gotas grandes en suspensión, que los crudos de más baja viscosidad. Los crudos pesados requieren más tiempo para que las gotas de agua se adhieran y rompan la emulsión. Por lo tanto entre mayor sea el valor de la viscosidad, más estable será la emulsión.

Contenido de agua: La estabilidad de la emulsión se dará a una relación específica entre el crudo y el agua, y dependerá del tipo de crudo. Es importante conocer la salinidad y el pH del agua, ya que también afectan la estabilidad de la emulsión.

Temperatura: La estabilidad depende de la temperatura, ya que ésta es un factor influyente en la viscosidad del crudo. La estabilización de la mezcla se dará a una menor temperatura. Para el tratamiento de rompimiento de la emulsión se requerirá adición de temperatura.

Presencia de surfactantes: La adición de agentes surfactantes es imprescindible para la formación de las emulsiones.

Edad de la emulsión: Durante el almacenamiento prolongado de una emulsión, sin que haber recibido tratamiento, se observará una precipitación por gravedad de un porcentaje del agua contenida en la mezcla, otra porción permanecerá emulsionada. Este envejecimiento estabiliza la emulsión, haciéndola difícil de tratar. La emulsión requerirá tratamientos posteriores para completar la ruptura.

Exposición al aire: La exposición al aire estabiliza las emulsiones, debido a que el oxígeno reacciona con los componentes en el crudo para formar un agente emulsionante.

f) Equipos para generación de emulsiones. Los métodos usados para generar las gotas de crudo y crear la agitación necesaria para la aparición de emulsiones incluyen el uso de los siguientes dispositivos:

- Flujo a través de la tubería
- Bombas de superficie
- Caída de presión a través de válvulas y otros equipos de superficie.

Se requiere acondicionamiento del oleoducto para emplear este método de transporte, a continuación se presentan algunas de las etapas de esta implementación:

- Planta de tratamiento: acondicionamiento del crudo, y del fluido emulsionante
- Planta de bombeo
- Planta de mezcla: en donde se prepara la emulsión
- Planta de reacondicionamiento
- Planta de rompimiento de la emulsión: en esta planta se separan los fluidos, y se recupera la sustancia surfactante

g) Ventajas y desventajas del uso de emulsionantes. Entre las ventajas y desventajas del uso de emulsionantes se tiene:

Ventajas

- La fase continua puede ser agua potable
- Importante reducción de viscosidad
- Ahorro energético
- Ruptura de emulsiones sencilla y eficiente
- El agua empleada como fase continua puede ser recuperada al romper la emulsión, a través de posteriores tratamientos.

Desventajas

- Las emulsiones agua en aceite requieren la adición de energía, ya que no se forman espontáneamente.
- Se requiere la adición de surfactantes para estabilizar la mezcla.
- Para mantener la estabilidad de la emulsión es necesario controlar las variables del proceso.
- Esta metodología tiene restricciones en la aplicación en ciertos crudos pesados y extrapesados.
- El principal problema de esta tecnología es que los hidrocarburos tienden a adherirse a las paredes de la tubería produciendo bloqueos en el flujo del sistema.

4.3.4 Reducción del punto de fluidez.

Dada la precipitación y agregación de las macromoléculas de asfaltenos en el crudo que contribuyen en gran medida a su alta viscosidad y densidad, dando como resultado una alta resistencia al flujo en oleoductos; surge como método de transporte, un método que utiliza reactivos depresivos del punto de fluidez para ayudar a mejorar las propiedades del flujo de crudo.

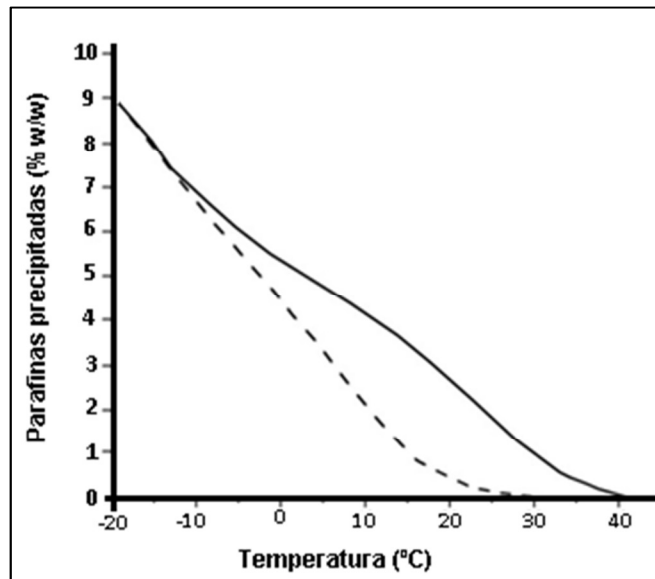
Cuando el crudo es enfriado es bastante difícil transportarlo vía oleoducto, dado que la disminución de temperatura causa el crecimiento de cristales que impiden que las moléculas del crudo fluyan. La cristalización producida depende del clima, de la composición del crudo y de la temperatura y opresión durante el transporte.

El uso de inhibidores poliméricos es una de las alternativas más interesantes para disminuir la causa de la deposición de asfaltenos y parafinas. La adición de copolímeros tales como poliacrilatos, polimetacrilatos, metacrilato, entre otros, inhibe el fenómeno de deposición y estabilizan el transporte.

Para superar los problemas de transporte debidos a bloqueos en las líneas de tubería por formaciones de cristales de parafinas, se utilizan reactivos también conocidos como modificadores de los cristales de parafina, los cuales son aditivos químicos que afectan la nucleación, absorción o solubilidad de las parafinas, al contener una larga cadena soluble en aceite del grupo, que es insertada dentro de los cristales parafínicos reduciendo el tamaño de los cristales.

En la Figura 12, se muestra el efecto de la viscosidad del crudo en presencia de aditivos, basados en estudios realizados sobre crudos con diferentes tipos de agentes depresores del punto de fluidez, donde se estudiaron la viscosidad, el punto de fluidez y la apariencia de las parafinas.

Figura 12. Cantidad de parafinas precipitadas con y sin el uso de inhibidores



Fuente: PALOU, Martinez Rafael. *Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review*. En *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 26 de Noviembre de 2010. p 274-282.

4.4 MÉTODOS POR REDUCCIÓN DE FRICCIÓN

4.4.1 Aditivos de Reducción de Fricción¹⁵.

Como método alternativo de transporte de crudos pesados vía oleoducto para distancias largas, donde se presentan mayores caídas de presión, surge el uso de aditivos de reducción de arrastre y resistencia al flujo, llamados agentes reductores de fricción (DRA por sus siglas en inglés), los cuales reducen sustancialmente las pérdidas de presión por fricción del fluido circulante por disminución de la energía disipada.

El arrastre es una fuerza mecánica aplicada sobre el fluido en movimiento en dirección de la corriente, en la región de las paredes de la tubería, la cual tiende a aislar la corriente central, disminuyendo así la velocidad de flujo. El arrastre es más conocido con el término de fricción.

La inyección de estos aditivos en crudos pesados diluidos permite reducir la viscosidad del crudo, reduciendo significativamente las pérdidas de presión por fricción bajo condiciones de flujo turbulento, el cual es el régimen predominante en el transporte de hidrocarburos vía oleoductos. Un alto arrastre se presenta en el flujo turbulento, causado por el transporte radial de las corrientes turbulentas creadas en este régimen de flujo. Los aditivos reductores de fricción actúan ayudando a reducir la fricción o el arrastre cerca las paredes de la tubería y dentro del núcleo del flujo del fluido en movimiento, y a su vez suprimiendo el crecimiento de las corrientes turbulentas a través de la absorción de energía liberada de la desintegración de las capas laminares.

a) Antecedentes del uso de agentes reductores de fricción. El efecto de la reducción de fricción en flujos turbulentos por aditivos fue aparentemente descubierto por Toms en 1948, quién encontró que una solución polimérica puede ser bombeada a través de una tubería con flujo turbulento con una pérdida de fricción considerablemente baja respecto a la misma tubería sin el polímero. Desde ese entonces, este fenómeno es conocido como el *Fenómeno de Toms* o como *Reducción de la fricción turbulenta*.

El efecto es muy significativo, con valores de ahorro de energía hasta del 85%, requerida para bombear soluciones de polímeros con concentraciones de 100 ppm o menos.

¹⁵ PALOU, Martínez Rafael. *Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review*. En *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 26 de Noviembre de 2010. p 274-282.

b) Características de los agentes reductores de fricción. Los reductores de viscosidad actúan sobre las características del crudo (viscosidad, gravedad API). El funcionamiento de los agentes DRA dependerá de las características de flujo, así como de sus características principales: peso molecular, estructura y composición química; así como de parámetros externos como intensidad de la turbulencia, viscosidad del crudo, etc.

El requerimiento más importante de estos agentes reductores es que sean solubles en el crudo y para el caso de polímeros, se tengan en cuenta las siguientes propiedades que inciden en su funcionamiento: alto peso molecular ($M > 1,000,000$ g/mol), resistencia a la degradación por corte, rápida solubilidad en el fluido, estabilidad contra el calor, que sea liviano y que tenga agentes químicos y biológicos.

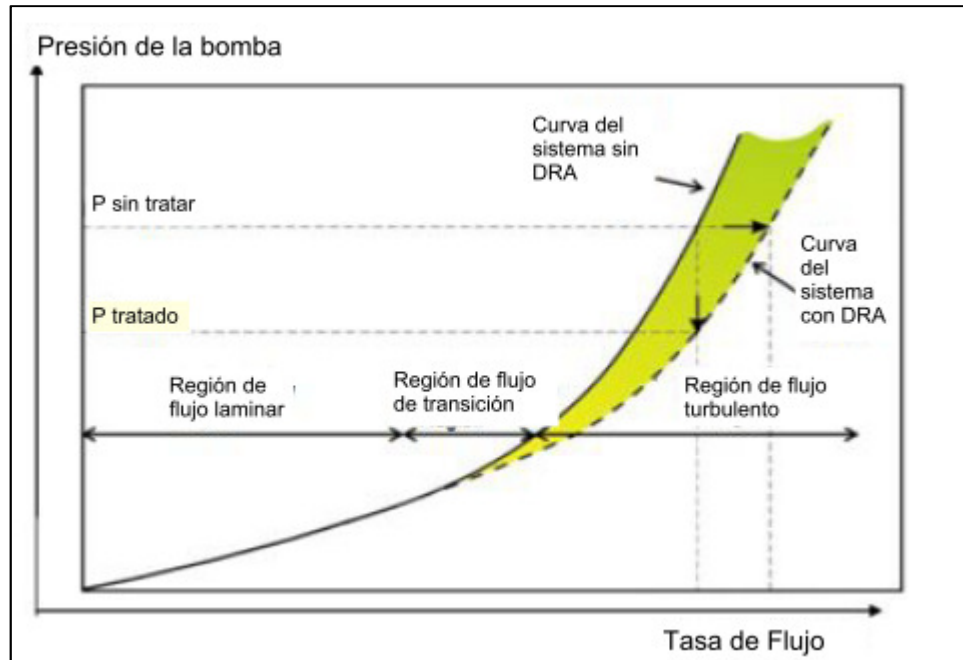
El flujo con agentes reductores de fricción se comporta con características viscoelásticas. La característica elástica más notable de los polímeros viscoelásticos o soluciones surfactantes es que los esfuerzos no llegan inmediatamente a cero cuando el flujo se detiene sino que decae con cierto tiempo característico que es denominado como *tiempo de relajación*, que puede alcanzarse en segundos e incluso minutos. La existencia de fluidos viscoelásticos da lugar a flujos secundarios inusuales y produce reducciones de arrastre anormales en el flujo turbulento.

Usualmente el DRA es inyectado en el centro de la tubería durante el flujo totalmente turbulento y funciona reventando la zona de amortiguación, incrementando las subcapas laminares, disminuyendo la fuerza de vórtice e incrementando la velocidad del fluido sin suministrar una energía adicional.

La Figura 13 muestra el efecto de la adición de agentes reductores de fricción en oleoductos para reducir la caída de presión. La caída de presión aumenta por unidad de longitud de tubería incrementando con el aumento en la tasa de flujo dado a la fricción en las paredes de la tubería y las fuerzas de corte.

c) Tipos de agentes reductores de fricción. Los agentes reductores de fricción pueden ser divididos en tres grupos principales: surfactantes, fibras y polímeros. Los surfactantes pueden reducir la tensión superficial de un líquido mientras que las fibras y los polímeros están orientados en la dirección principal del flujo, limitando la aparición de remolinos lo que se traduce en una reducción del arrastre. Estudios indican que la formación de películas de polímeros dentro de la matriz del crudo, lubrica y permite una efectiva reducción del arrastre. Comercialmente, los aditivos de tipo polimérico viscoelásticos son los aditivos más utilizados en oleoductos, dada su eficiencia probada en la reducción de fricción.

Figura 13. Efecto del DRA en tuberías para reducir la caída de presión



Fuente: BINTI K. SITI N. *Formulation a dual effect natural drag reduction agent. Thesis submitted of the degree of Master of Engineering in Chemical. Malasya. University Malasya Pahang.2012.*

Polímeros

El DRA polimérico está probado para reducir el gradiente de flujo transversal y así crear un flujo con menor intensidad de turbulencia en la tubería.

Actualmente, se conoce un tipo de agente reductor de fricción para hidrocarburos líquidos, el cual consiste en polímeros de alto peso molecular compuestos por largas cadenas de hidrocarburos que actúan como capas intermedias entre el fluido y la pared interna de la tubería reduciendo las pérdidas de energía causadas por la turbulencia.

La adicción de pequeñas concentraciones de polímeros de alto peso molecular puede producir grandes reducciones en la caída de presión por fricción incrementando la capacidad del oleoducto.

El uso de polímeros de alto peso molecular para reducción de arrastre está basado en la producción de suspensiones de látex, producto de la reacción de la polimerización de la emulsión generada.

Los reductores poliméricos de alto peso molecular son los reductores de arrastre más eficientes, pero su susceptibilidad a la degradación al corte, limita su uso.

Estudios muestran resultados de porcentajes de reducción del arrastre del orden del 30 a 40%, cuando se utiliza aditivos poliméricos.

Surfactantes

Los surfactantes actúan reestructurando sus microestructuras de micelas en forma de barras, las cuales promueven el fenómeno de reducción de fricción, y le permiten reasumir su capacidad de reducción de fricción cuando los esfuerzos de corte en el flujo disminuyen a cierto nivel.

La mayoría de los surfactantes a altas concentraciones pueden causar un cambio de las propiedades físicas de las soluciones de surfactantes y también pueden producir fuertes películas en la superficie entre las moléculas adyacentes. Cuando se incrementa la concentración de la solución de surfactante, la tensión superficial disminuye y la tensión superficial dinámica es usualmente mayor que la tensión superficial a una concentración fija.

Los surfactantes tiene menores capacidades reductoras de arrastre comparados con los poliméricos, pero su ventaja radica en que la reducción de arrastre se da a velocidades del fluido por encima de los esfuerzos críticos de corte; los esfuerzos de corte en los cuales las micelas de surfactante desaparecen se afectan en menor proporción, que en presencia de los polímeros.

Fibras

Son cilindros largos con alta relación de longitud y ancho, que se orientan por sí solos en la dirección principal del flujo para reducir la fricción. Las suspensiones de fibras se componen de una amplia variedad de materiales naturales y de materiales fabricados por el hombre.

Las propiedades mecánicas, térmicas y eléctricas de las suspensiones de fibras son altamente susceptibles a la distribución y configuración espacial de las fibras; así como las suspensiones tienen propiedades reológicas complicadas que son diferentes a las del fluido en suspensión, incluso a bajas concentraciones. Lo anterior, ha sido objeto de estudio de muchas investigaciones de la microestructura de las suspensiones de fibras.

d) Cálculos. La reducción de fricción puede definirse como un fenómeno en el cual una pequeña cantidad de aditivos pueden reducir enormemente la fricción turbulenta de un fluido. El propósito de la reducción de fricción es desarrollar una eficiencia mecánica en el fluido usando agentes activos (DRA).

La reducción de fricción (%DR), cuando el flujo se mantiene constante, puede ser definida por la siguiente ecuación:

$$\%DR = [(\Delta P_b - \Delta P_a) / \Delta P_b] * 100 \quad \text{Ec. 15}$$

Donde, ΔP_b es la diferencia de presión por fricción o caída de presión antes de adicionar los aditivos y ΔP_a es la diferencia de presión por fricción o caída de presión después de adicionar los aditivos.

El incremento en porcentaje de flujo se obtiene a partir del porcentaje de reducción de fricción, mediante la siguiente ecuación:

$$\%FI = \left(\frac{1}{1 - \left(\frac{\%DR}{100}\right)^{0.55}} - 1 \right) * 100 \quad \text{Ec.16}$$

Un modelo de reducción de fricción turbulenta desarrollado por Darby y Chang y después modificado por Darby y Pivsa-Art muestra que la relación entre el factor de fricción y el número de Reynolds utilizada para tuberías lisas con fluidos Newtonianos puede también ser usada para flujos con agentes reductores, definiendo el número de Reynolds con respecto a las propiedades del solvente y el factor de fricción *Fanning* como se muestra a continuación¹⁶:

$$f_p = \frac{f_s}{\sqrt{1 + N_{De}^2}} \quad \text{Ec.17}$$

Donde f_s es el factor de fricción *Fanning* del solvente como se predijo para el fluido newtoniano con la viscosidad del solvente usando el número de Reynolds (Newtoniano). f_p un factor de fricción *Fanning* generalizado que aplica para las soluciones de polímero (reductoras de fricción) como también para fluidos Newtonianos. Y N_{De} es el número adimensional Deborah, el cual depende de las propiedades del fluido viscoelástico y es una medida de la energía almacenada por las deformaciones elásticas.

Darby y Pivsa-Art desarrollaron la siguiente ecuación simplificada para un fluido viscoelástico, la cual contiene dos constantes k_1 y k_2 , las cuales dependen de la solución polimérica específica y su concentración:

$$N_{De} = k_2 * \left(\frac{8\mu_s N_{Re,s}}{\rho D^2} \right) * N_{Re,s}^{0.34} \quad \text{Ec. 18}$$

Darby y Pivsa-Art estudiaron las propiedades de varias soluciones poliméricas en diferentes tamaños de tubería y los correspondientes valores de las constantes k_1 y k_2 que se ajustan al modelo desarrollado. Estos valores se muestran en la Tabla del Anexo B.

¹⁶ DARBY, Ron. *Chemical Engineering Fluid Mechanics. Second Edition*. Estados Unidos de América. 2001

Basándose en la Ecuación de Colebrook para tuberías lisas, la relación generalizada para el factor de fricción es la siguiente:

$$f = \frac{0.41}{[\ln(N_{Re,s}/7)]^2} * \frac{1}{(1+N_{De}^2)^{1/2}} \quad \text{Ec. 19}$$

e) Mecanismo de reducción de fricción. En la bibliografía disponible, el mecanismo de reducción de fricción por la adición de aditivos reductores de fricción no ha sido claramente descrito. Una de las teorías propuestas por *Lumley* indica que el incremento de la viscosidad exterior dada por el estiramiento de los polímeros tiende a amortiguar los pequeños remolinos en la capa amortiguadora, para aumentar la reducción de fricción. Lumley enfatiza que el efecto de reducción de fricción ocurre sólo cuando el tiempo de relajación de la solución es mayor que la escala de tiempo característico. Otra teoría importante fue propuesta por *De Gennes*, quien argumenta que la energía elástica almacenada en las macromoléculas causa la reducción de arrastre. Para soluciones surfactantes, generalmente, las estructuras de red de orden superior compuestas de micelas tipo barras muestran elasticidad y causan la reducción de fricción. Sin embargo las teorías descritas son cualitativas.

f) Beneficios del uso de agentes reductores de fricción. Con este método de transporte se obtiene una mejora en la eficiencia del sistema de transporte, dado que las altas pérdidas por fricción, producto de la alta viscosidad, causan que mucha de la energía aplicada para el transporte del crudo sea desperdiciada.

El empleo de reductores de fricción en sistemas de tubería ha dado como resultado múltiples beneficios, tales como ahorro en la potencia de los sistemas de bombeo, reducción del consumo de energía, incremento en la tasa de flujo, disminución del tamaño de las bombas, entre otros.

g) Requerimientos de inversión. Para la inyección de DRA, se debe realizar una inversión inicial de todos los equipos que conforman el paquete de inyección tales como bombas, recipientes de almacenamiento del diluyente, instrumentación asociada al control del proceso, sistemas de control de las variables del proceso, tuberías, equipos para alimentación de las bombas, entre otros.

Se debe contar un una fuente rentable, y segura de DRA. Por lo general el costo de estos diluyentes es alto, y se debe tener presente que será un costo adicional y permanente y el suministro de este diluyente será permanente en los procesos de transporte.

h) Ventajas y desventajas del uso de agentes reductores. Entre las ventajas y desventajas del uso del método de agentes reductores se tiene:

Ventajas

- Mejora en la eficiencia del sistema de transporte, dado que las altas pérdidas por fricción, producto de la alta viscosidad causan que mucha de la energía aplicada para el transporte del crudo sea desperdiciada.
- Ahorro en la potencia de los sistemas de bombeo
- Reducción del consumo de energía eléctrica por requerimientos de bombeo del crudo pesado altamente viscoso.
- Incremento en la tasa de flujo, mejoras en la movilización y el transporte del crudo en todo el oleoducto
- Disminución del tamaño de las bombas, entre otros.
- Mejora el proceso de deshidratación en etapas posteriores de tratamiento.

Desventajas

- Tanto el agente reductor, como su transporte y almacenamiento, constituyen altos y permanentes costos.
- Se requieren fuentes seguras de almacenamiento de DRA, en las cantidades requeridas para el proceso.
- El sistema de inyección del agente reductor requiere incluir sistema de bombeo, sistemas de medición y control, fuentes adicionales para la alimentación de los equipos de bombeo, incrementando los costos iniciales del proceso, adicionando costos de mantenibilidad, los cuales no estaban inicialmente presupuestados.
- Una desventaja de los reductores de arrastre poliméricos comerciales o homopolímeros es que no funcionan bien con crudos de bajo grado API y/o alto contenido de asfaltenos.
- La tendencia de los aditivos a separarse cuando son almacenados, dificulta su disolución en el crudo.
- Dificultad en determinar la cantidad requerida de aditivos para mantener la caída de presión constante.

4.4.2 Método de Flujo Anular.

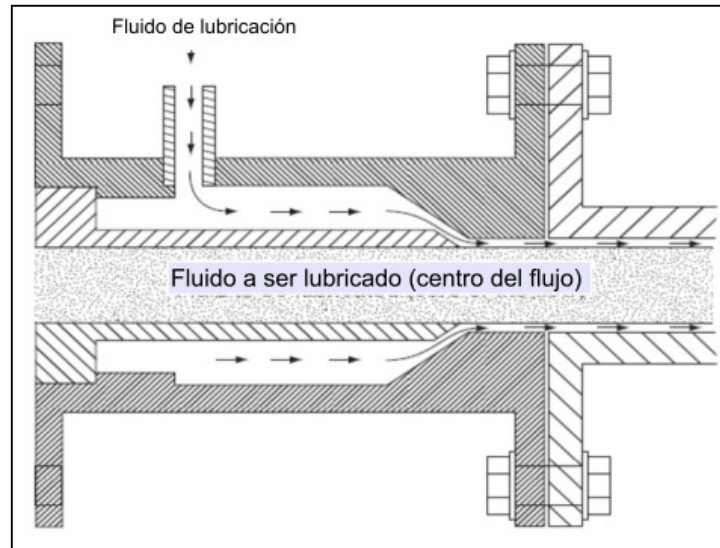
Otro método para reducir la caída de presión causada por la fricción en oleoductos es desarrollando un flujo anular. Este método introduce una película delgada de agua entre el crudo y las paredes de la tubería del oleoducto. La capa delgada de agua actúa como un lubricante, manteniendo la presión de la bomba similar a la requerida para bombear el agua o solvente, mejorando así la fluidez del crudo pesado.

El porcentaje requerido de agua varía entre 10 y 30%; lo que significa que la caída de presión a lo largo de la tubería depende principalmente de la viscosidad del agua y muy poco de la viscosidad del crudo. Estudios muestran que la reducción de la caída de presión cuando se tiene flujo anular puede ser mayor al 90% comparada con flujos no lubricados; es una característica específica de este tipo

de flujo que la caída de presión del sistema sea la menor de todos los regímenes de flujo para equivalentes velocidades de flujo de agua.

La Figura 14 muestra como el flujo del agua forma un anillo exterior en la tubería mientras el crudo pesado fluye en el centro de la tubería⁸.

Figura 14. Configuración de un inyector de flujo anular



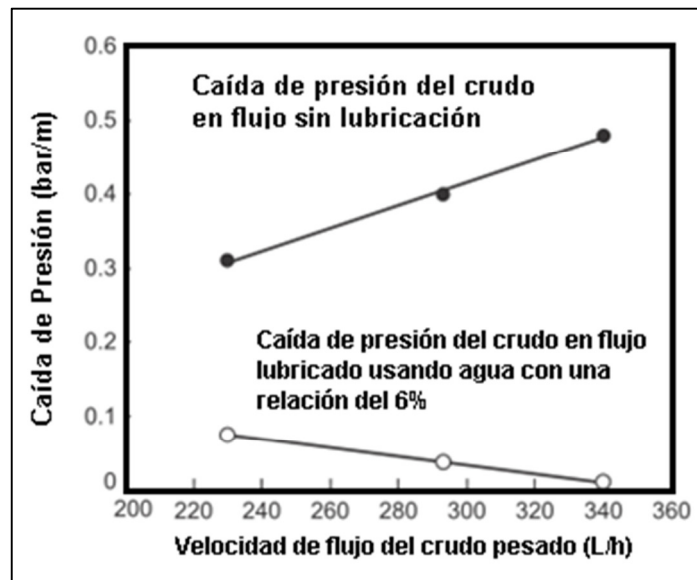
Fuente: SANTOS, R.G., LOH, A.C. and TREVISAN, O.V. *An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods*. En *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. Vol. 31.No.09. Julio-Septiembre 2014. p 571-590.

La Figura 15 muestra el resultado de un estudio experimental realizado para crudos pesados, en donde varía la caída de presión en la tubería con un flujo de crudo lubricado y sin lubricación. Para flujo no lubricado se observa un incremento lineal de la caída de presión; en cambio para flujo lubricado se observa que la caída de presión decrece con la velocidad de flujo. La caída de presión se incrementa con la velocidad de flujo en condiciones regulares; esta propiedad es una característica particular de flujo anular cuando hay diferencia entre la densidad del agua y del crudo.

a) Análisis del flujo anular para transportar crudos pesados. El flujo anular es uno de los regímenes que tiene un flujo de dos fases en los oleoductos, de tal forma que el flujo del agua o solvente se encuentra en la pared de la tubería lubricando el fluido de crudo pesado que se ubica en el centro de la misma; de esta forma el centro de crudo pesado actúa aproximadamente como un flujo tapón.

Durante el flujo de dos fases crudo y agua en el oleoducto, muchos regímenes de flujo son posibles dependiendo de propiedades del crudo como la densidad, tensión superficial, velocidad de corte del flujo y velocidad de flujo de inyección del fluido.

Figura 15. Variación de la caída de presión vs la velocidad de flujo del crudo pesado con y sin lubricación



Fuente: BENSAXHRIA, A., PEYSSON, Y. and ANTONINI, G. *Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport*. En *Oil & Gas Science and Technology*. 2004. Vol. 59, No. 5. p 523-533.

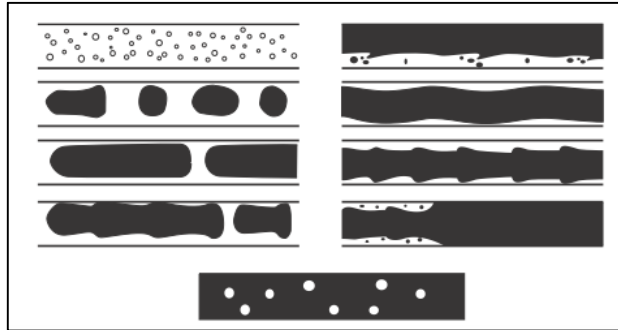
En la Figura 16 se muestran diferentes regímenes de flujo con diferentes relaciones de crudo y agua, a una velocidad del flujo de inyección fija, donde el volumen relativo del crudo aumenta de izquierda a derecha.

Una característica atractiva del flujo agua crudo desarrollado en el CAF es que es un flujo estable para un rango aceptable de velocidades y la caída de presión es muy pequeña y depende muy poco de la viscosidad del crudo. Investigaciones de la estabilidad en este tipo de flujo, CAF, muestran que la estabilidad es alcanzada solo para un rango reducido de parámetros controlados.

Para una razón fija de volumen entre crudo y agua, el CAF no es estable a baja velocidad, ya que la inestabilidad capilar causada por la tensión superficial aparece y rompe el centro. Pero el incremento de velocidad mantiene la inestabilidad capilar y entonces el régimen de flujo puede ser observado. Sin embargo, para una velocidad mayor, el flujo CAF se vuelve de nuevo inestable por

la fricción interfacial y la ondulación del flujo aparece sobresaliendo el flujo ondulado CAF.

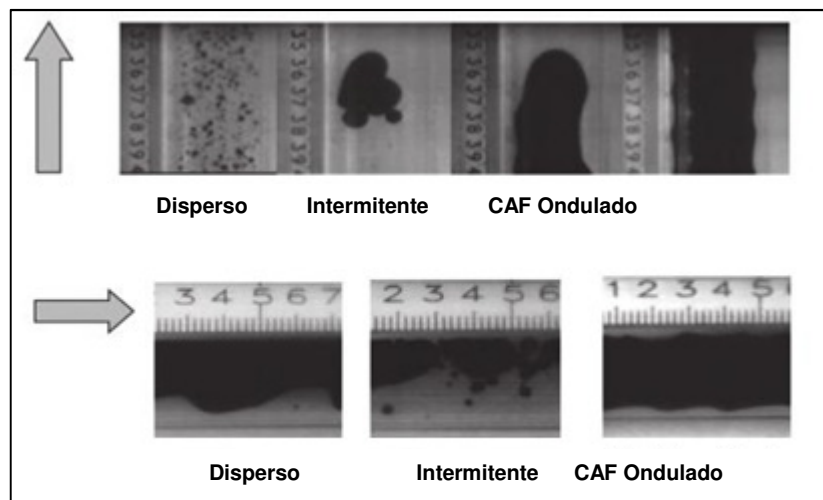
Figura 16. Regímenes de flujo de un fluido de dos fases (crudo en agua)



Fuente: BENSAXHRIA, A., PEYSSON, Y. and ANTONINI, G. *Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport*. En *Oil & Gas Science and Technology*. Vol. 59, No. 5. 2004. p 523-533.

La Figura 17 muestra varios regímenes de flujo para crudos pesados en configuraciones de flujo vertical y horizontal. Estas configuraciones dependen principalmente de la velocidad promedio de inyección, y son dependientes de las propiedades del fluido tales como la relación de densidad y la tensión superficial.

Figura 17. Regímenes de flujo de crudo viscoso en agua



Fuente: ALAIN-YVES HUC. *Heavy Crude Oils: From Geology to Upgrading: An overview*. Francia. Edition Technip.2011. 480 p.

El rango particular de estabilidad conlleva dos problemas principales. Primero, las condiciones de operación (potencia de la bomba, geometría de la tubería, etc) deben ser compatibles con la estabilidad del flujo; y segundo, si el CAF es no estable a baja velocidad, la parada y re-arranque del flujo deben ser direccionados específicamente.

b) Ventajas y desventajas del uso de flujo anular. Entre las ventajas y desventajas del uso de este método se tiene:

Ventajas

- Baja caída de presión.
- Menores requerimientos de energía aplicada para la aplicación de este método de transporte.
- Bajos gradientes de presión que se tienen en la reducción de viscosidad.

Desventajas

- El oleoducto debe tener una dedicación exclusiva de régimen de flujo anular, manteniendo la estabilidad de éste por grandes distancias.
- Se presenta ensuciamiento y corrosión de las tuberías por la adhesión de crudo en las paredes.
- Dificultades para restablecer el flujo en caso de una parada no programada

4.5 MÉTODOS POR MEJORAMIENTO EN SITIO (UPGRADING)

Upgrading es un método de mejora de los crudos, el cual modifica la proporción relativa del hidrocarburo, extrayendo los elementos no deseados y haciéndolo menos viscoso sin alterar sus características de refinación. La principal finalidad de este método es mejorar la calidad del crudo incrementando su valor comercial.

En este proceso las cadenas de carbono-carbono son rotas produciendo moléculas pequeñas de parafinas y oleofinas, reduciendo la viscosidad del hidrocarburo y a su vez haciéndolo más liviano.

Casi siempre se prefiere realizar un proceso de mejora parcial (*partial upgrading*) con respecto a una mejora total (*total upgrading*) dado al elevado costo del proceso y a la extensión de la mejora¹⁷.

Existen cuatro grandes procesos de mejoramiento, entre los que se tienen:

- *Cracking*
- Hidrogenación

¹⁷ SANTOS, R.G., LOH, W., Bannwart, A.C. and TREVISAN, V. *An Overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods*. En *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. Vol. 31.No.09. Julio-Septiembre 2014. p 571-590

- Viscorreducción
- Aquaconversión

4.5.1 *Cracking*.

El mejoramiento de crudos se realiza por medio de dos vías: una es a través de procesos de conversión mediante reacciones catalíticas y la otra es por conversiones mediante craqueo térmico.

Existen dos tipos de cracking, el *cracking* térmico y el *cracking* catalítico.

a) *Cracking Térmico*. Los procesos de conversión por craqueo térmico son conocidos como tecnologías de rechazo de carbón, estos procesos se trabajan a elevada temperatura y presión y son la tecnología más antigua para conversión de residuos de hidrocarburos.

En este proceso químico se descomponen los constituyentes del crudo debido a elevadas temperaturas (mayores a 350° C), al romperse los enlaces carbono-carbono. Las moléculas de elevado peso molecular son convertidas en moléculas de bajo peso molecular. En este proceso se crean radicales libres en los sitios donde los enlaces moleculares están rotos potenciando reacciones químicas, tales como la polimerización para crear nuevos componentes químicos.

La química de los procesos que causan la descomposición térmica del hidrocarburo (usualmente referida como proceso de conversión) es compleja, así como el entendimiento de la química y la física implicadas en la conversión del crudo en una gran variedad de subproductos.

Este proceso es usado para extraer componentes útiles, conocidos como fracciones, los cuales son liberados durante el craqueo. Algunas veces, se utiliza un catalizador para controlar las reacciones químicas que ocurren durante el proceso, con el objetivo de promover moléculas específicas. Uno de los productos que se obtiene es el gasóleo de fracción media procedente de la destilación realizada mediante este tipo de proceso. A través de este proceso, constituyentes de alto punto de ebullición son transformados en productos con bajo punto de ebullición, por ejemplo, la gasolina.

Normalmente, la alimentación a este proceso se obtiene de una mezcla de productos pesados, basados en los residuos procedentes de los procesos de destilación.

b) Cracking Catalítico. En este proceso se descomponen los constituyentes del crudo debido a la presencia de catalizadores. Este proceso usa un gasóleo al vacío (*vacuum gas oil*) como materia prima.

El residuo de este proceso catalítico permite una producción eficiente de la gasolina directamente de éste, lo cual hace que este proceso catalítico juegue un papel importante como residuo del proceso de cracking.

En el craqueo catalítico se presentan dos fases. En una fase se rompe las moléculas complejas de hidrocarburos en moléculas más sencillas para aumentar la calidad y cantidad de productos más ligeros y así disminuir la cantidad de residuos. Y en la otra fase, se re ordena la estructura molecular de los hidrocarburos para convertir las fracciones más livianas del crudo pesado, tales como queroseno, gasolina, GLP, entre otros.

El craqueo catalítico es semejante al craqueo térmico excepto que en éste los catalizadores facilitan la conversión de moléculas más pesadas en productos más ligeros. El uso de un catalizador en la reacción de craqueo aumenta el rendimiento de los productos mejorados en el proceso bajo condiciones operacionales menos severas que en el craqueo térmico. Las temperaturas típicas del proceso son de 850 °-950 °F (454 - 510°C), con presiones más bajas alrededor de 10-20 psi (69–138 kpa).

Los catalizadores usados en unidades de craqueo son materias sólidas tales como zeolita, hidrosilicato de aluminio, arcilla tratada de bentonita, bauxita y aluminio de sílice; y como soportes ácidos de metales como molibdeno (Mo), cobalto (Co), níquel (Ni) y tungsteno (W).

4.5.2 Hidrogenación.

En el proceso de hidrogenación se transforman los constituyentes de alto peso molecular en combustibles líquidos. Este tratamiento requiere altas temperaturas y altas presiones de hidrógeno, con el objetivo de reducir la producción de coque.

Este proceso es reconocido como un proceso de pre-tratamiento, donde se remueven sulfuros, metales y contenido de asfalto del residuo del proceso.

En el proceso de hidrogenación se mejoran los productos existentes o se desarrollan nuevos productos, y se transforman los constituyentes de alto peso molecular en combustibles líquidos.

Entre los beneficios que se obtienen con este proceso se encuentran:

- Procesamiento de residuos pesados para obtener productos limpios de alto valor

- Mejoramiento de crudos para producir crudo sintético o combustibles de alta calidad
- Valorización de crudos pesados y residuales

Existen dos tipos de Hidrogenación, *Hydrocracking* e Hidrotratamiento¹⁸.

a) *Hydrocracking*. El *hydrocracking* es un proceso catalítico para convertir hidrocarburos líquidos de alto punto de ebullición a fracciones más livianas de alta calidad, tales como gasolina, combustible diesel, etc. en presencia del hidrógeno.

En este proceso se toma la materia prima, se añade agua y se inicia el proceso de calentamiento. Este tratamiento térmico se da a temperaturas superiores a los 350° C, a relativamente altas presiones entre 100 y 20000 psi.

Entre los catalizadores se encuentra la silica-alumina, el platino, el óxido de tungsteno y el níquel.

El producto obtenido de este proceso contiene menos azufre y genera menos óxido de nitrógeno al quemarse. Por lo tanto, con este proceso se obtiene un combustible de calidad y baja contaminación.

b) Hidrotratamiento. Los procesos de hidrotratamiento para crudos pesados tienen tres roles principalmente: (1) desulfuración de los crudos de alimentación, de bajo azufre, (2) pretratamiento de la materia prima para los procesos de craqueo catalítico y (3) hidrotratamiento para producir materia prima para procesos de craqueo catalítico. De esta manera, este proceso se utiliza principalmente como un proceso de pretratamiento, donde su principal objetivo es remover azufre, metales y contenidos de asfalteno de los residuos y otras materias primas.

Este tratamiento se usa para saturar las olefinas o convertir los aromáticos a naftenos. Estudios han reportado que a medida que el contenido de hidrógeno en el crudo aumenta, así mismo es mayor la calidad del mismo.

Entre los catalizadores activos para el proceso de hidrogenación se encuentran el níquel, el paladio, el cobalto y el platino.

4.5.3 Viscorreducción.

La viscorreducción es un proceso de craqueo, donde ocurre una conversión térmica, lograda por calentamiento a altas temperaturas.

¹⁸ GUERRERO, Adriana Lucía. Mejoramiento (*Upgrading*) de Crudos Pesados y Extrapesados por Inyección de Vapor Sobrecalentado y Catalizadores en Oleoductos (Tubería). Trabajo de Monografía Ingeniero Químico. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería Química. 2007. 95 p.

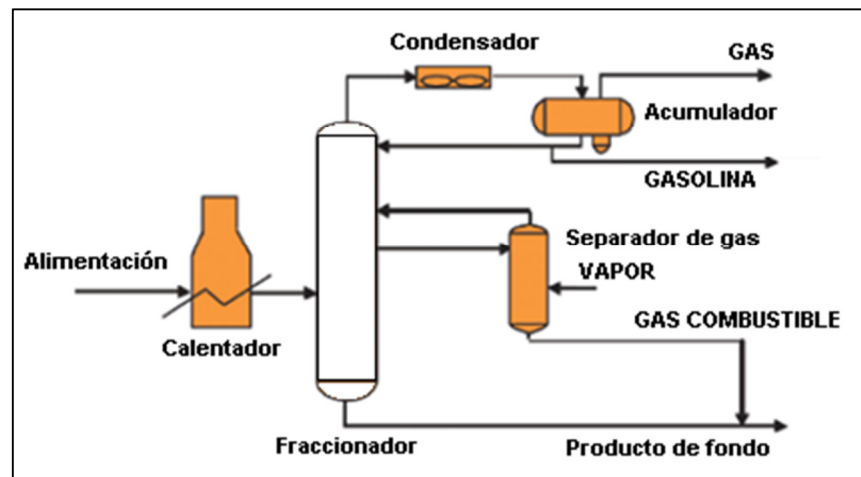
Esta tecnología de mejoramiento del crudo se realiza en una torre de fraccionamiento atmosférica (craqueo no catalítico), de la cual se obtienen tres productos principalmente: gas y una fracción de nafta, un gasoil ligero y un residuo pesado; como se muestra en la Figura 18¹⁹. En la figura también se muestra que se obtiene un producto mejorado a partir del gasoil ligero y de la mezcla de gas y la fracción de nafta; el cual tiene una viscosidad reducida.

Proceso térmico no catalítico que convierte residuos de torres atmosféricas o de vacío en gas, nafta, destilados y residuos. Estos residuos típicamente alcanzan una conversión a gas, gasolina y gasóleo del orden de 10 a 50%, dependiendo de la severidad del craqueo y de las características de alimentación.

Generalmente, los productos provenientes del craqueo térmico son inestables (durante su almacenamiento y envío por ser una mezcla de materia craqueada y materia no craqueada), oleofínicos y con muy altas concentraciones de azufre y nitrógeno, dependiendo del grado de conversión.

Dadas las condiciones severas de altas temperaturas en las que se trabaja este proceso de viscorreducción, se incrementan las reacciones de polimerización, disminuyendo la producción de destilados y aumentando la producción de asfaltenos, este comportamiento inestable del proceso, disminuye la efectividad del proceso.

Figura 18. Esquema de proceso de viscorreducción



Fuente: DOMÍNGUEZ, J.C. Transporte de crudo pesado a través de oleoducto. Evaluación de diferentes tecnologías. Ingeniería Química No. 465. p 54-65.

¹⁹ DOMÍNGUEZ, J.C. Transporte de crudo pesado a través de oleoducto. Evaluación de diferentes tecnologías. Ingeniería Química No. 465. p 54-65.

La ventaja de este proceso de viscorreducción es su bajo costo comparativo, sin embargo la mejora en la calidad es limitada por las características de alimentación en cuanto al contenido de asfaltenos, sodio y contenido de carbón Conradson; de esta manera, para un alto contenido de asfaltenos, resultará un bajo porcentaje de conversión.

Otra variable a ser evaluada en un proceso de viscorreducción es el porcentaje de azufre presente en el residuo viscorreducido. Típicamente, este contenido es alrededor de un 0,5% en peso mayor que el contenido en la alimentación. Lo cual puede ser una dificultad para encontrar las especificaciones comerciales de los productos residuales en refinerías, pudiendo requerir la mezcla con otros productos con bajo contenido de azufre.

Otro punto para tener en cuenta son los productos de cabeza del viscorreductor, que son gases parcialmente condensados y enviados al acumulador.

4.5.4 Aquaconversión

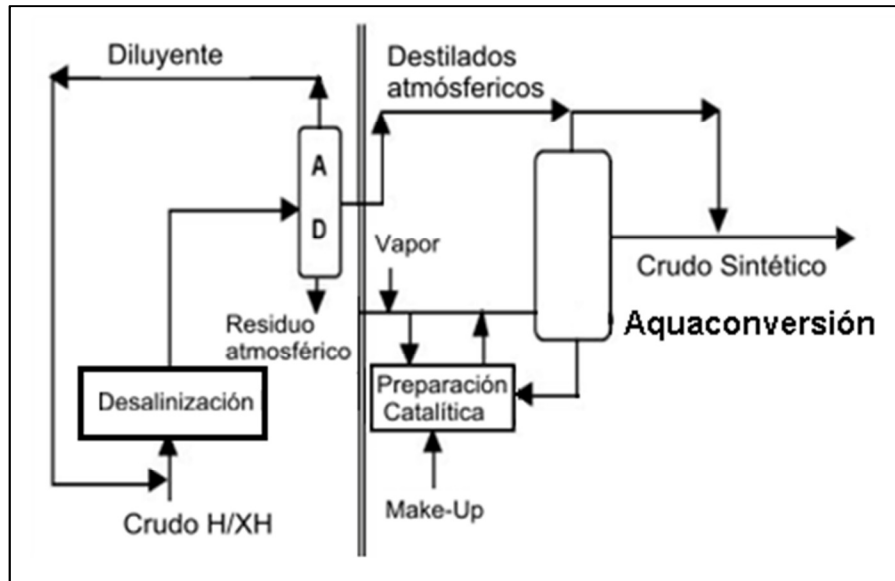
Una mejora del proceso de viscorreducción es conocida como Aquaconversión y fue desarrollado y patentado por un grupo de empresas entre las que se encuentran UOP, Foster Wheeler e Intevep. Este proceso de Aquaconversión o hidro-viscorreducción trabaja en presencia de vapor, y ocurre por la interacción de dos catalizadores, el primero es un catalizador soluble que facilita la separación del agua y el segundo favorece la adición de hidrógeno a los radicales libres aromáticos.

Aunque esta tecnología tiene un nivel limitado de conversión debido a la inestabilidad de los productos resultantes; este proceso catalítico permite que el hidrogeno del agua sea transferido y su incorporación permita una grado de conversión mayor, que permite que se logren mayores mejoras en el grado API y en la viscosidad del crudo²⁰.

Entre los beneficios que se tienen en este proceso está la valorización de crudos pesados y residuales, adicionalmente no produce ningún producto sólido tal como el coque y no requiere una fuente de hidrógeno o un equipo de alta presión para ser implementado. Adicionalmente, esta tecnología puede ser implementada en el área de producción, es decir, no requiere de un diluyente externo y su transporte por largas distancias, de esta manera podría implementarse en cabeza de pozo.

²⁰ SPEIGHT, James G. *Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands*. Única edición. Estados Unidos. Gulf Publishing Company. 2009.

Figura 19. Proceso de Aquaconversión



Fuente: SPEI GHT, James G. *Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands*. Gulf Publishing Company. Única edición. Estados Unidos. 2009.

5 DISEÑO DE OLEODUCTOS

En el diseño de oleoductos para el transporte de hidrocarburos a través de tuberías, el oleoducto debe analizarse como un sistema cerrado, al cual se le adiciona o sustrae energía, mediante sistemas mecánicos o por medios físicos.

Durante el diseño de oleoductos se deben tener en cuenta las diferentes variables que lo afectan, tanto internas como externas.

En este capítulo se realiza una descripción general del diseño de oleoductos, identificando las variables más importantes que intervienen en el diseño. Adicionalmente se describen brevemente las diferentes etapas del diseño de oleoductos, partiendo del requerimiento de transporte, evaluación de alternativas de ruteos, pre factibilidad del proyecto, análisis de riesgos, y costos del proyecto.

El perfil de elevación del oleoducto o gradiente hidráulico, presenta variaciones en los niveles de energía potencial dentro del sistema. Con relación al punto más alto, el mayor potencial se encuentra en las áreas elevadas y el menor potencial en las áreas valle. Las unidades de bombeo constituyen el mecanismo a través del cual se adicionar energía al sistema, mientras que los sistemas de tubería y sus accesorios, son los elementos que le restan energía al sistema.

Operar de manera eficiente el oleoducto se traduce en el suministro de la energía suficiente, la cual deberá ser equivalente a la energía consumida por el mismo.

La generación de la energía requerida por el sistema se hace mediante un concienzudo diseño de la estación de bombeo, y la optimización de la energía durante el transporte, haciendo los respectivos cálculos hidráulicos para determinar el tamaño óptimo de la tubería, y el número de estaciones de rebombeo requeridas garantizando el cumplimiento de los siguientes aspectos.

- Rata de flujo estable dentro del sistema del oleoducto.
- Perfil de presión estable dentro del sistema.

Manteniendo estas variables controladas, se pueden obtener los siguientes beneficios:

- Reducción de energía y costos operacionales.
- Reducción de los ciclos de presión.
- Menores cambios de la presión y de la rata de flujo, que puedan afectar la seguridad e integridad del oleoducto.
- Menores sobrecargas a los equipos instalados.

- Mejoran los controles de protección del sistema (incluyendo la detección de fugas de las tuberías)

Para la realización de un diseño adecuado de un oleoducto, se deben conocer las siguientes condiciones, que afectan el fluido en el oleoducto:

- La relación entre la tubería y la tasa del flujo del fluido (número de Reynolds (Re)).
- Las propiedades físicas del líquido: viscosidad, densidad, presión de vapor, punto de fluidez, compresibilidad y temperatura.
- Las condiciones de operación del oleoducto (caudal, presión, temperatura y pérdidas de presión admisibles en el sistema)
- Las características de la tubería: el diámetro interno (D), la longitud (L), y la rugosidad relativa de la superficie de la pared interna. Dado que el diámetro de la tubería es función directa de una constante por el factor de Moody, y teniendo un factor de fricción se calcula un diámetro. Con este diámetro se recalcula el valor de f y se calcula un error. Cuando el error es considerablemente pequeño, se considera que se ha llegado a una solución.
- La evaluación de los puntos críticos del oleoducto en donde se presentan restricciones de presión en el sistema, o a cambios en la elevación del terreno bastante rigurosas.

La topografía, la capacidad del oleoducto y la confiabilidad del suministro de potencia disponible, generan un conjunto único de variables que influyen significativamente en la configuración de las estaciones de bombeo y en la selección del tipo de bomba principal, en el mecanismo de impulsión y los equipos de control de presión de la estación.

La confiabilidad de las distintas fuentes de suministro de potencia disponibles, difieren de estación a estación y constituye un factor determinante para seleccionar una bomba impulsada con motor diésel o eléctrico. Los requerimientos hidráulicos (presión) de cada estación influyen en el tamaño (HP) de las unidades de bombeo requeridas. Esto también puede influir en la elección del motor impulsador.

5.1 GENERALIDADES

Para el diseño de oleoductos se parte de un diseño conceptual basado en un requerimiento de un nuevo oleoducto o modificación de un oleoducto existente por incremento de su capacidad. Según sea el caso, se requerirá la instalación de líneas paralelas al oleoducto existente o su reemplazo por un oleoducto de mayor capacidad.

El principal dato de entrada requerido es el caudal del hidrocarburo a ser transportado, el cual depende generalmente de los siguientes parámetros²¹:

- Extensión del campo
- Cantidad de pozos productores
- Proyección/Estimación del crecimiento del campo
- Tasa de producción de los pozos actuales
- Cantidad de pozos en perforación
- Reservas totales del campo
- Tasa de producción estimada del campo para los próximos años

Existen diferentes factores que son determinantes en el momento de definir el medio de transporte a usar con crudos pesados. Entre los factores que deben ser evaluados se deben tener en cuenta los siguientes:

- Localización geográfica
- Costos de operación
- Clasificación del crudo
- Verificación de vías disponibles para el transporte

5.2 UNIDADES DE MEDIDA

Tabla 5. Unidades de medida

Variable	Unidades
Calor	BTU
Condiciones Normales, Presión/Temperatura	14.7psia/32°F
Condiciones Estándar, Presión/Temperatura	14.7psia/60°F
Densidad / S.G.	lb/pie ³ , °API
Diámetro	ft, in
Flujo de líquidos	BPH, BPD, KBPD, gpm, lb/h
Flujo de gases	MMSCFD, pie ³ /s, lb/h
Longitud	ft, in, m, km
Peso (másico)	lb, kg
Potencia	BTU/h, HP, KW, KVA, KVAR

²¹ RAMIREZ, Oscar Eduardo. Evaluación de parámetros de diseño y operacionales en el transporte de hidrocarburos líquidos a través de oleoductos bajo tierra. Trabajo de Monografía Especialista en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2011. 88 p.

Variable	Unidades
Presión	psia, psig
Tamaño de tubería	In
Temperatura	°F
Velocidad	pie/s, kph, m/s
Viscosidad dinámica / Viscosidad cinemática	cP, cSt
Volumen de líquidos	pie ³ , bbl, US gal, kbbbl
Volumen de gases	pie ³ (Act o Std)

5.3 CRITERIOS DE DISEÑO

Dentro de las etapas del diseño de oleoductos se encuentra una primera etapa conceptual en la que se han estimado las necesidades de transporte, se han considerado unas alternativas iniciales de rutas de tubería, se han realizado evaluaciones de pre factibilidad del proyecto, se han realizado análisis de riesgo teniendo en cuenta todos los costos asociados tanto al diseño, como a la construcción, operación y mantenibilidad del oleoducto.

En las etapas posteriores a esta conceptualización, con ayuda de ciertos criterios se obtiene un primer diseño básico del oleoducto, a continuación se enumeran algunos de los criterios de diseño básicos empleados para la definición del proyecto:

- Definición de la ruta o corredor de tubería. Definición de los puntos de origen y destino con base a un estudio topográfico. Para la definición de la ruta es importante tener en cuenta los sistemas de carreteras disponibles en las zonas alrededor de las cuales serán instaladas las facilidades de transporte, dado que sistemas de carreteras ineficientes dificultan las operaciones de construcción del oleoducto. Para el trazado de la línea de tubería se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:
 - Trazado de tubería en zonas de fácil acceso, sin afectación a reservas naturales, o a comunidades.
 - Aprovechar paralelismo con otras infraestructuras (carreteras, líneas de ferrocarril, caminos, otras líneas enterradas, etc.) respetando las servidumbres impuestas por ellas.
 - Minimizar longitud de los trazados.
 - Realizar un trazado lo más rectilíneo posible.
 - Evitar el paso por: concesiones mineras o canteras, medias laderas, zonas pantanosas o inundables, y terrenos inestables.
 - Minimizar cantidad de cruces especiales (cruces de autopistas, carreteras nacionales, ferrocarriles, canales, ríos, etc.).

- Garantizar adecuados accesos a las instalaciones auxiliares (estaciones de bombeo, válvulas de seccionamiento, estaciones de protección catódica, entre otras).
- Definición de capacidad del oleoducto. Se define el volumen transportado, teniendo en cuenta la velocidad de flujo requerida para llenar la línea de tubería, y es expresada generalmente en barriles por hora o barriles por día.
- Definición del diámetro del oleoducto. Es el principal parámetro que define los costos del proyecto, asociados a su construcción, operación y mantenimiento. Los costos de construcción por kilómetro están asociados al diámetro, ya que los precios de materiales, accesorios, soldadura y demás procesos de manufactura, excavación, y transporte dependen del diámetro de la tubería.
- Cálculo hidráulico. Permite definir los requerimientos de potencia necesarios para transportar el crudo, con base a la topografía y diseño del oleoducto.
- Diseño hidráulico detallado. Este diseño permite definir el tipo de tubería, el número de estaciones de bombeo requeridas, el número y configuración de los equipos de bombeo, y la definición de las protecciones necesarias para la correcta operación del sistema.

La siguiente etapa conocida como diseño detallado, permite afinar cálculos de diseño y terminar de definir todos los equipos requeridos para el transporte y diseñar los sistemas auxiliares asociados con el transporte. En este diseño se contemplan los siguientes aspectos:

- Alineamiento de la ruta. Definición de todos los puntos topográficos para construir una ruta definitiva.
- Diseño geotécnico. Diseño detallado de movimientos de tierra para garantizar la instalación segura de la tubería y de esta manera la estabilidad de la línea.
- Diseño final de las estaciones de bombeo iniciales, finales e intermedias. En este diseño se contemplan los costos por instalación de bombas, motores, sistemas de alimentación eléctrica, sumideros y la instalación de los demás sistemas auxiliares asociados por el bombeo.
- Generación de documentación técnica, P&ID, PFD, planos de detalle, manuales y procedimientos de mantenimiento, operación y puesta en marcha de las estaciones.

Una última etapa, es la etapa final o de cierre del proyecto. En esta etapa se genera la documentación Como Construido (*As Built*), de las facilidades instaladas y se ajustan los manuales procedimentales y de operación de las estaciones.

5.4 VARIABLES INTERNAS DEL DISEÑO

Las variables físicas del crudo transportado a través de la tubería afectan el diseño del oleoducto. Entre las propiedades de los crudos pesados más importantes se

encuentran la viscosidad, la gravedad específica, la presión de vapor, el punto de fluidez y la compresibilidad.

Entre las variables de operación más importantes se encuentran la temperatura y presión tanto de diseño, como de operación, y las caídas de presión a lo largo del oleoducto.

Algunos criterios para definir las presiones de diseño usados como buenas prácticas de ingeniería se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 6. Presión de Diseño

Presión de operación (psig)	Presión de diseño (psig)
< 150	$P_{OP} + 40$ (50 mínimo)
150 – 300	$1,25 * P_{OP}$
300 – 750	$P_{OP} + 75$
> 750	$1,10 * P_{OP}$

P_{OP} : presión de operación

5.4.1 Viscosidad del crudo pesado.

La viscosidad es una de las propiedades más importantes del crudo, y es determinante al momento de diseñar el oleoducto. La viscosidad del crudo es altamente sensible a los cambios de temperatura, disminuye a medida que aumenta la temperatura y aumenta al reducirse la temperatura. Como se vio en capítulos previos, los valores de la viscosidad debido a cambios de temperatura pueden evaluarse con la ecuación de Andrade.

Esta variable es uno de los parámetros principales de estudio cuando se evalúan los métodos de transporte siendo el objetivo principal la reducción de ésta para mejorar la fluidez del crudo pesado.

5.4.2 Efecto de la Temperatura en el Diseño de Oleoductos.

El transporte de crudo se hace a temperatura ambiente, en algunos casos esta temperatura es menor a la temperatura del punto de fluidez del crudo. Por lo general la temperatura a la cual debe transportarse el crudo debe estar por encima del punto de fluidez, para que no se requiera una energía adicional en el sistema.

- Máxima temperatura de trabajo permitida: Se especifica la máxima temperatura de trabajo a la cual será sometido el oleoducto, durante toda su operación.
- Temperatura Normal de Operación: Es el valor de temperatura máxima estimada en la cual puede operar el oleoducto. A partir de este valor se determinan los requerimientos de diseño.

5.4.3 Caídas de Presión en Tuberías Horizontales.

Entre las variables que afectan la caída de presión en tuberías horizontales se encuentran:

- Diámetro de la tubería: Entre menor sea el diámetro de la tubería, mayor será la caída de presión a lo largo de la tubería.
- Tasa de flujo: A mayor tasa de flujo, mayor será la velocidad del crudo transportado, aumentando de manera significativa las pérdidas por fricción.
- Relación Gas-Líquido: Entre mayor sea la relación gas-líquido, mayor es la caída de presión, y el valor de la velocidad de la mezcla, por lo que las pérdidas de presión por fricción serán mayores.
- Viscosidad: A mayor valor de viscosidad, mayor es la resistencia que la fase líquida opone a fluir, aumentando el valor de las pérdidas de energía en la tubería.
- Energía cinética: El efecto de la energía se tiene en cuenta cuando se tienen altas tasa de flujo a bajas presiones.

5.4.4 Efecto de la Presión en el Diseño de Oleoductos.

La presión de diseño es la máxima presión interna a la que se puede someter la tubería bajo condiciones normales de operación.

No se considera que los cambios de presión afecten la viscosidad, siempre y cuando estos cambios sean isotérmicos.

Los cálculos de la presión deben tener en cuenta el caudal de diseño, diámetro y longitud de la tubería.

- Máxima presión de trabajo permitida: Es la máxima presión a la cual será sometido el oleoducto, durante toda su operación.
- Presión Normal de Operación: Es el valor de la presión máxima estimada en la cual puede operar el oleoducto. A partir de este valor se determinan los requerimientos de diseño.

5.4.5 Velocidad de Erosión.

Las líneas de tubería deben diseñarse con base en la velocidad de erosión del crudo. Las pérdidas de espesor de las paredes de la tubería ocurren por procesos

de erosión y corrosión. Estos procesos se aceleran debido a las altas velocidades del fluido, y a la presencia de elementos corrosivos como lo son el CO₂, el H₂S, por presencia de arena en la tubería, deposición de sólidos, tales como hidratos, ceras y asfaltenos y por la presencia de accesorios en la tubería.

La velocidad erosional será calculada de acuerdo a lo establecido en el API RP 14E, 5ta Edición, Marzo 2007, numeral 2.5a Eq. 2.14.

A continuación se muestran cálculos de caída de presión estimados para diferentes servicios, basados en buenas prácticas de Ingeniería.

Cuadro 2. Caídas de presión en función de la velocidad en tuberías de acero

Servicio	Tamaño de línea	Velocidad máxima (pie/s)	Caída de presión (psi/100ft)	
			Normal	Máx
Succión bombas (en el punto de burbuja) y de descarga por gravedad	≤ 2"	2	0.25	0.40
	3" – 10"	2.9		
	12" – 18"	3.9		
	≥ 20"	4.9		
Descarga de bombas de alta presión (P < 700 psig)	-	5 a 10	1.25	2.00
Descarga de bombas de alta presión P ≥ 700 psig	-		3.00	4.00
Líneas de Transferencia de Líquidos y Líneas de Empalmes	-	-	-	25

Fuente: Cálculo Hidráulico de Tuberías. Procedimiento de Ingeniería. PDVSA L-TP 1.5. 1994. 128 p.

Para crudos sucios (presencia de arena), la velocidad máxima permisible debe ser menor o igual al 50% de la velocidad erosional²²:

$$V_e = \frac{80}{\sqrt{I}} \quad \text{Ec. 20}$$

Para crudos limpios (sin presencia de arena), la velocidad máxima permisible de la mezcla debe ser menor o igual al 62,5 % de la velocidad erosional o sea

$$V_e = \frac{100}{\sqrt{I}} \quad \text{Ec. 21}$$

²² RODRÍGUEZ B. Thaismar Y. Evaluación del Sistema de Enfriamiento de Crudo y Gas de los Módulos de Producción VI y VII de la Estación Principal Jusepín 2 (Epj-2), Estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. 2013. 205 p.

Para el diseño se toma como premisa la velocidad más crítica que pueda soportar una tubería, es la velocidad de erosión según la normas de Cálculos Hidráulicos de Tubería de ECOPETROL.

$$V_e = \frac{160}{\sqrt{l}} \quad \text{Ec. 22}$$

Valores adecuados de la velocidad son los comprendidos entre 0.5 y 2.5 m/s.

La velocidad del fluido no deberá ser superior a la velocidad de erosión para líquidos, de conformidad con lo recomendado por el API RP- 14A.

5.4.6 Perfil de Presiones.

Durante el transporte de crudos pesados a través de oleoductos, se presentan pérdidas de presión debido a varios factores. Entre los principales factores que influyen se tienen los siguientes: el cambio de elevación a lo largo de todo el oleoducto, las pérdidas por fricción entre el crudo en movimiento y la pared interna del oleoducto, los cambios de velocidad debido a cambios de diámetro de la tubería a lo largo del oleoducto, la presencia de accesorios, entre otros.

El primer paso es obtener el perfil de temperaturas a lo largo del oleoducto se debe conocer el coeficiente global de transferencia de calor, para realizar el cálculo de las pérdidas de calor del crudo, se debe conocer el caudal másico, ya que el perfil de temperatura está relacionado con la tasa de producción.

El segundo paso para realizar el cálculo de pérdidas de presión por fricción es calcular el número de Reynolds, de esta forma se determina el tipo de flujo que será transportado en el oleoducto. Este flujo se determina teniendo en cuenta la clasificación del flujo referenciada en la Tabla 3.

El tercer paso es la determinación del factor de fricción el cual es función de la rugosidad de la tubería y del número de Reynolds. Con estos valores se lee en el Diagrama de Moody (Ver Anexo A) el factor de fricción.

Existen diferentes tablas que relacionan la rugosidad en función del diámetro interno de la tubería, que también son función del material.

El tercer paso es el cálculo de la pérdida de cabeza de presión por fricción, empleando la ecuación de Darcy. Esta ecuación relaciona cinco variables, el factor de fricción, la longitud de tubería, la aceleración de la gravedad, el diámetro interno de la tubería y la velocidad del fluido.

5.4.7 Espesor de corrosión.

El espesor de corrosión debe ser especificado teniendo en cuenta el material y el rating de la tubería.

Para contrarrestar la corrosión en las paredes externas de la tubería en la actualidad es común ver revestimientos anticorrosivos epóxicos, plásticos en polietileno de dos o tres capas, o en bases de asfalto aplicadas en caliente para protección de la corrosión de la tubería.

5.4.8 Contenido de sales y azufre.

Como parámetro de diseño se considera que el contenido de sales del crudo debe no superar los 20 PTB. En caso de superar este valor, deberá desalarse antes de ser transportado, ya que altos contenidos de sal, favorecen la presencia de puntos de corrosión en las tuberías.

Es importante conocer el contenido de azufre del crudo, ya que la cantidad indica el tipo de tratamiento requerido para procesos posteriores de destilación.

5.5 VARIABLES EXTERNAS DEL DISEÑO

Cuando el oleoducto se instalará bajo tierra se deben considerar los siguientes aspectos durante su diseño:

5.5.1 Transferencia de Calor con el terreno.

Los oleoductos pueden ser instalados sobre el terreno o enterrados en zanjas para su protección y para seguridad de las personas que viven en las inmediaciones del oleoducto.

Durante el diseño del oleoducto se debe tener en cuenta las pérdidas de calor presentes en los diferentes tipos de instalación, entre los cuales se tienen los siguientes casos:

- Tuberías Expuestas al Aire Revestidas
- Tuberías Expuestas al Aire Sin Revestimiento
- Tuberías Enterradas Revestidas
- Tuberías Enterradas Sin Revestimiento

Para el cálculo de las pérdidas de calor se deben tener presente los siguientes parámetros:

- Temperatura del crudo transportado
- Temperatura del ambiente

- Temperatura de la tierra en la cual se va a enterrar la tubería
- Conductividad térmica de la tierra
- Conductividad térmica de la tubería
- Conductividad térmica del aire
- Profundidad del enterrado
- Espesor del aislamiento
- Espesor de la tubería
- Material del aislamiento
- Material de la tubería

A continuación se muestra la ecuación del Perfil de Temperaturas, deducida por Ramey:

Temperatura de salida del crudo (aguas abajo):

$$T_2 = T_a + (T_1 - T_a)e^{-A_R} \quad \text{Ec. 23}$$

$$T_a = T_g - \left(\frac{P_1 - P_2}{A_R} J_{12} - \frac{H_2 - H_1}{jACp_{12}} \right) \quad \text{Ec. 24}$$

$$A_R = 5280 \frac{skL_m}{mCp_{12}} \quad \text{Ec. 25}$$

Las variaciones de la temperatura a lo largo de la tubería son función de los siguientes efectos:

- Calor transmitido desde el crudo al terreno o viceversa.
- Disminución de la temperatura por efecto JouleThompson.
- Posible disminución de temperatura en las zonas de baja presión al aumentar la velocidad del crudo.
- Calentamiento por fricción

5.5.2 Topografía.

A través de un estudio topográfico se evalúan las condiciones del terreno para analizar factores como: accesibilidad, condiciones del suelo, ríos, cuerpos de agua, viviendas, fauna presente en la zona, entre otros.

5.6 CÁLCULO DE LA TUBERÍA

Para que el transporte a través de oleoductos sea una opción viable, se debe hacer una evaluación económica, en la cual se estimen los costos de construcción del oleoducto, costos de las estaciones intermedias de rebombeo en caso de que el cálculo hidráulico lo demande, costos de materiales, costos de operación y

mantenimiento y costos asociados con logística y administración del oleoducto, por un periodo de tiempo estimando la vida útil del oleoducto.

Durante esta primera etapa se desarrollan diferentes evaluaciones técnico-económicas, que involucran el diseño mecánico de la tubería, el diseño hidráulico del oleoducto, se define los requerimientos de volumen a ser transportado y se establece un presupuesto basado en una serie de indicadores propios de la compañía dueña del futuro oleoducto.

Para evaluar la viabilidad del proyecto, se realizan una serie de iteraciones matemáticas para calcular el diámetro de tubería más óptimo versus el número de estaciones intermedias que deben ser instaladas para lograr la meta de transporte.

Todo eso a la larga se convierte en cifras que deberá invertir el dueño del oleoducto, por eso es importante tener en cuenta todas las variables que intervienen a favor y en contra de la construcción de esta facilidad de transporte.

El diámetro de tubería debe calcularse de tal manera que se obtenga el valor más bajo posible de pérdidas por fricción, sin impactar en altos costos por diseños con tuberías de grandes dimensiones.

Las variables de entrada para la realización del cálculo mecánico son el caudal y la velocidad, partiendo de esta información se estima un diámetro. Posteriormente conociendo las pérdidas por fricción, se calcula el espesor.

Entidades como la ASTM (*American Society for Testing Material*), la ASME (*American Society of Mechanical Engineers*) y la API (*American Petroleum Institute*) han desarrollado una detallada clasificación de más de 150 materiales diferentes, empleados en la fabricación de tubería.

Dependiendo del tipo de fluido transportado y del tipo de servicio, los espesores de tubería se calculan de acuerdo a los siguientes estándares:

- ASME B31.3. Tubería de Procesos (*Process Piping*). Estándar usado en tuberías de proceso en refinerías y plantas químicas.
- ASME B31.4 Sistemas de Transporte por Tubería para Hidrocarburos líquidos y otros líquidos (*Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids*). Este estándar es usado en facilidades de producción de petróleo en tierra.
- ASME B31.8. Sistemas de Tubería para Distribución y Transmisión de Gas (*Gas Transmission and Distribution Piping Systems*). Este estándar es usado para el diseño de líneas de gas en facilidades de producción en tierra o en transporte y distribución de gas.

- API 5L. Especificaciones para Tuberías de Conducción (Specification for Line Pipe). Es un estándar que especifica los requisitos para la fabricación de tubos de acero con costura para uso en sistemas de transporte por ductos en la industria del gas natural y del petróleo.
- ASME B36.10. Tubería de acero forjado, soldada y sin costura (*Welded and Seamless Wrought Steel Pipe*). Estándar usado para Tubería soldada y sin costura.

5.6.1 Identificación Clase de Tubería.

Para identificar la clase de tubería que se va a emplear, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Designación del Material
- ASME Rating
- Tolerancia de Corrosión

a) Designación del Material. A continuación se muestran los materiales empleados para tubería en oleoductos. Los límites de temperatura del material para estas especificaciones es -20°F (-30°C) to 250°F (120°C), de acuerdo con lo indicado en el ASME B31.4-2006, sección 402.2.1, Componentes que tienen rangos específicos.

Tabla 7. Designaciones de material

Especificación de Material	Material
ASTM A-53	Acero al Carbono (<i>Pipe, Steel, Black & Hot-Dipped, Zinc-Coated Welded & Seamless</i>)
ASTM A-106 Gr. B	Acero al Carbono (<i>Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service</i>)
API 5L	Acero al Carbono (<i>Line Pipe, Use of PSL 2 pipe is recommended</i>)

Fuente: AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other Liquids ASME Code for Pressure Piping ASME B31.4*. Estados Unidos. 2006. p 86.

Esfuerzos Permitidos

De acuerdo a lo indicado en el código de diseño ASME B31.4, el valor, S, de esfuerzos permisibles usado para el diseño de la tubería nueva, debe tenerse en cuenta el siguiente criterio:

$$S = F \times E \times \sigma_f \quad \text{Ec. 26}$$

S: Esfuerzo admisible (–20 °F a 250 °F), psi (MPa)

σ_f : Mínimo esfuerzo de fluencia especificado para la tubería, psi (MPa)

E: Factor de Unión de Soldadura (ver tabla 402.4.3 del ASME B31.4)

F: Factor de diseño basado en el espesor de pared nominal

El valor, F, usado en el código no debe ser superior a 0.72.

En la tabla a continuación aparecen ejemplos de esfuerzos permitidos usados en tuberías para oleoductos, para un valor de $F = 0.72$.

Cuadro 3. Esfuerzos permitidos para tubería sin costura

Especificación	Grado	σ_f psi (MPa)	E	S psi (MPa)
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 106	B	35.000 (241)	1.0	25.200 (174)
API 5L	X42	42.000 (289)	1.0	30.250 (208)
API 5L	X46	46.000 (317)	1.0	33,100 (228)
API 5L	X52	52.000 (358)	1.0	37,450 (258)
API 5L	X56	56.000 (386)	1.0	40,300 (278)
API 5L	X60	60.000 (413)	1.0	43,200 (298)
API 5L	X65	65.000 (448)	1.0	46,800 (323)
API 5L	X70	70.000 (482)	1.0	50,400 (347)
API 5L	X80	80.000 (551)	1.0	57,600 (397)

Fuente: *AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other Liquids. ASME Code for Pressure Piping ASME B31.4. Estados Unidos. 2006. Tabla 402.3.1.*

b) Límites de Diseño y Espesor de Tubería (ASME Rating). Los valores de espesor de pared indicados en la presente especificación están de acuerdo con la norma ASME B 31.3 e incluyen los factores de corrosión y de fabricación. Igualmente, estos espesores son adecuados para el rango de presión y temperatura indicado en cada clase, como se muestra en Tabla 11.

c) Tolerancia de Corrosión. El valor típico aceptado de tolerancia a la corrosión en tuberías de acero al carbono es de 0.125" (1/8")²³.

²³ *NORSOK STANDARD. Design principles. Materials selection. M-001. Rev. 3. Norway. Norwegian Technology Centre (NTS). Diciembre 1994. 35 p.*

Cuadro 4. Límites de Diseño

Temperatura (°F)	Máxima Presión Permitida (psig)						
	Presión (lb)						
	150	300	400	600	900	1500	2500
-20 to 100	290	750	1000	1500	2250	3750	6250
200	260	750	1000	1500	2250	3750	6250
300	230	730	970	1455	2185	3640	6070
400	200	705	940	1405	2110	3520	5865
500	170	665	885	1330	1995	3325	5540
600	140	605	805	1210	1815	3025	5040
650	125	590	785	1175	1765	2940	4905
700	110	555	740	1110	1665	2775	4630
750	95	505	675	1015	1520	2535	4230
800	80	410	550	825	1235	2055	3430
850	65	320	425	640	955	1595	2655
900	50	225	295	445	670	1115	1855
950	35	135	185	275	410	685	1145
1000	20	85	115	170	255	430	715
Presión de Prueba	450	1125	1500	2225	3350	5575	9275

Fuente: *Maximum temperature and pressure ratings of flanges conforming dimensions ASME B16.5 and materials specification ASTM A-105*

d) Espesor de Tubería para Transporte de Hidrocarburos. El espesor mínimo de pared para cualquier tubería sometida a presión interna o externa, y es calculado con base en las condiciones de diseño de cada fluido y de acuerdo con lo indicado en el código ASME B31.4 y lo indicado en el API 5L, este espesor es función de las siguientes variables:

- Diámetro de la tubería
- Presión de diseño
- Esfuerzo permisible del material
- Tolerancia por corrosión
- Factor de junta
- Factor de calidad del material

El espesor de pared para la presión de diseño interna debe ser calculado con ayuda de la siguiente ecuación:

$$t = \frac{P_i D}{2S} \quad \text{Ec. 27}$$

- D : Diámetro externo de la tubería in. (mm)
 Pi : Presión interna de diseño, psi (bar) (ver parágrafo 401.2.2)
 S : Esfuerzo permisible, psi (MPa), (ver parágrafo 402.3.1(a)).

Para tuberías de acero al carbón, el Schedule de la tubería no debe ser inferior a lo indicado a continuación:

Tabla 8. Schedule de Tubería

Rango de Diámetros de Tubería, D	Schedule
2" < D <= 8"	40
8" < D <= 24"	20

Fuente: Buenas prácticas de Ingeniería

5.6.2 Cálculo Hidráulico de una Línea de Tubería.

Para el dimensionamiento hidráulico de una línea de tubería se deben considerar los siguientes aspectos:

- Presión estática
- Presión dinámica
- Presión manométrica
- Gradiente hidráulico
- Caídas de presión debidas a pérdidas por fricción
- Velocidad del flujo
- Cabeza disponible
- Presión a la entrada y a la salida del oleoducto
- Transientes

El diámetro de la tubería también debe ser determinado teniendo en cuenta la velocidad mínima y la máxima permitida, con el objetivo de prevenir problemas por erosión, ruido y golpe de ariete, o deposición de sólidos.

A continuación se presentan algunos criterios de dimensionamiento:

- Caída de presión, expresada en psi por cada 100 ft de longitud equivalente de la línea ($\Delta P/100$ ft).
- Condiciones de flujo máximo, de diseño, de arrancada, apagada, etc., que puedan tener una influencia significativa en el perfil de presiones de la tubería.

5.6.3 Cálculo Mecánico de una Línea de Tubería.

A través del cálculo mecánico se obtiene el diámetro inicial y el espesor de tubería con el cual arranca el diseño del oleoducto.

Este cálculo permite definir incluso la calidad del material de la tubería requerido teniendo en cuenta la presión que va a manejar el oleoducto.

$$MAOP = \frac{2 * \sigma_f * e * K_1 * K_2}{D_{ext}} \quad \text{Ec. 28}$$

Para el diseño de oleoductos se consideran los siguientes factores:

MAOP : Máxima Presión de Operación Aceptable (*Maximum Allowable Operating Pressure*)

K_1 : 1 para el coeficiente de tipo de tubería

K_2 : 0.6 (gas); 0.72 (crudo) para el coeficiente de tipo de construcción

Los diámetros empleados con mayor frecuencia en Colombia para el diseño de oleoductos son: 8", 10", 12", 14", 16", 20" y 24".

El espesor de pared de la tubería será seleccionado de manera que el MAOP establecido por el *Rating* ANSI sea mayor o igual a la máxima presión de operación definida por el sistema.

La tubería se suministrará en largos dobles, con los requisitos fijados en las normas API 5L, ASTM A53, ASTM A106 y ANSI B36.10.

5.6.4 Velocidades mínimas y máximas de diseño.

Existen diferentes criterios para determinar el valor máximo y mínimo de velocidad en las tuberías, ya que trabajar con velocidades demasiado altas, como demasiado bajas, es perjudicial para el buen desempeño del oleoducto.

a) Efecto de altas velocidades

- Originar golpes de ariete, cuyo valor de sobrepresión puede provocar roturas en las tuberías.
- Produce excesivas pérdidas de carga.
- Favorece presencia de corrosión por erosión.
- Aumento de los niveles de ruido que son molestos en las instalaciones donde hay presencia de personal operativo.

b) Efecto de bajas velocidades

- Formación de depósitos que provocan obstrucciones al paso del fluido.

- Sobre diseños en el diámetro del oleoducto, y en construcción de instalaciones de bombeo adicionales, lo que con lleva a sobre costos del proyecto.

5.6.5 Cálculo de la caída de presión debida a pérdidas por fricción.

Las pérdidas de presión se deben a la fricción que se presenta entre las paredes de la tubería y el fluido en movimiento a través de la tubería.

Las pérdidas se estiman en lb o psi por unidad de longitud, y se calculan de la siguiente manera:

$$\frac{DPf}{Km} = \frac{21,66*GS*F_f*Q^2}{D^5} \quad \text{Ec. 29}$$

5.6.6 Cálculo de la potencia requerida por el sistema.

Para el cálculo de la potencia requerida por la unidad de bombeo a la salida de la primera estación de donde parte el oleoducto.

$$Potencia = \frac{H(psi)*Q(BPH)}{2449*E} (BHP) \quad \text{Ec. 30}$$

En donde E, es la eficiencia del sistema de bombeo, para los casos de estudio se considera una eficiencia del 70%.

6 CÁLCULO HIDRÁULICO A TRAVÉS DEL PROGRAMA ASPEN HYSYS®

Este capítulo presenta los modelos realizados con ayuda del simulador Aspen HYSYS® versión 7.3. Este software especializado permitió realizar diferentes modelos hidráulicos con los casos de estudio elegidos para el transporte de un crudo pesado con unas propiedades particulares (operación convencional, inyección de un diluyente y calentamiento). Este capítulo incluye un análisis de los resultados obtenidos para cada caso. Al finalizar el capítulo se realiza una comparación de las variables más críticas que intervienen durante el diseño para los métodos de transporte modelados.

El objetivo del presente estudio es mostrar los resultados de la simulación de tres casos de estudio de tres corrientes, con el simulador Aspen HYSYS® versión 7.3.

Las facilidades mostradas no hacen parte de un caso real, se definieron para el desarrollo de un modelo de un oleoducto convencional.

6.1 INTRODUCCIÓN A LA SIMULACIÓN

6.1.1 Software de Modelamiento.

El simulador de procesos empleado en este estudio para la realización de las diferentes simulaciones fue el software Aspen HYSYS® versión 7.3.

El simulador de procesos Aspen HYSYS® es una herramienta informática que utiliza modelos de unidades de proceso (separadores, intercambiadores de calor, unidades de bombeo, tuberías, etc.) para facilitar el diseño y optimización de los procesos, permitiendo variar sus condiciones de operación.

La simulación del transporte de hidrocarburos a través de oleoductos es un proceso de análisis de ingeniería, en el cual se requiere definir claramente las directrices de diseño, y se debe tener en cuenta que la fidelidad de los resultados depende de la calidad de los datos de entrada.

Estos análisis no sólo deberían realizarse en las etapas previas al desarrollo de la ingeniería y la construcción de las facilidades, resulta muy beneficioso cuando se aprovechan estas herramientas de modelamiento, como lo son el Aspen HYSYS®, durante la operación, ya que se tiene mayor información que permite una mejor calibración de los modelos, permitiendo predecir escenarios futuros con menor incertidumbre.

A través de este simulador se puede modelar de manera satisfactoria el proceso de transporte de hidrocarburos a través de tuberías, el cual es el objeto del presente estudio.

6.1.2 Paquete Termodinámico.

En Aspen HYSYS®, las propiedades físicas de los componentes puros y los métodos de cálculo para las propiedades de las mezclas se encuentran en los paquetes termodinámicos o paquetes de fluido (*fluid packages*). La elección del paquete termodinámico adecuado depende del tipo de componentes que existen en el fluido modelado y de las mezclas presentes.

Los paquetes termodinámicos se clasifican en dos grupos:

- Ecuaciones de Estado.
- Modelos de actividad.

a) Ecuaciones de Estado. Los programas de diseño de operaciones se apoyan en modelos termodinámicos, relaciones P-V-T, y relaciones de equilibrio entre fases, conocidas como ecuaciones de estado.

Entre los paquetes termodinámicos más recomendados para simulación con hidrocarburos se encuentran Peng-Robinson (PR) o Soave-Redlich-Kwong (SRK), los cuales definen a los componentes participantes en su totalidad y a sus mezclas²⁴.

Las principales características de la ecuación de Peng-Robinson (PR) son:

- Amplio intervalo de condiciones de operación
- Mayor número de componentes hidrocarburos
- Para el caso de modelamiento de mezclas, utiliza coeficientes de interacción binarios obtenidos experimentalmente.
- Genera todos los valores de las propiedades termodinámicas y de equilibrio en forma directa.

b) Modelos de Actividad. La predicción de las propiedades en sistemas químicos se realiza a través de modelos de actividad. Los modelos de actividad son mucho más empíricos que los modelos de ecuaciones de estado.

²⁴Manual Básico Aspen HYSYS®. Aspentech. 113 p.

6.1.3 Caracterización del Crudo mediante la herramienta *Oil Manager*.

La caracterización del crudo en Aspen HYSYS® se realiza con ayuda de la herramienta *Oil Manager*. El programa crea componentes hipotéticos a partir de la información experimental del crudo a simular, y los asocia con los puntos de ebullición en condiciones normales de componentes puros presentes en la base de datos del programa. Para iniciar el modelo el programa requiere la siguiente información de entrada, entre más información ingrese al modelo, mayor aproximación se tiene de la caracterización real del crudo. Se distinguen tres grandes grupos de información:

a) Propiedades a granel (*Bulk Properties*)

- Peso molecular
- Composición de livianos.
- Densidad API
- Factor de caracterización Watson (UOP)K
- Viscosidad

b) Curvas de destilación (*Boiling Point Curve*)

- TBP
- ASTM D86
- ASTM D1160
- ASTM D2287
- EFV
- Análisis Cromatográfico

c) Curvas de propiedades dependientes e independientes. A continuación se muestra el paso a paso que utiliza el programa Aspen HYSYS® para transformar la información que el usuario ingresa:

- Con base en la información y las curvas de entrada, Aspen HYSYS® calcula las curvas de propiedades de la fracción y la TBP.
- Aspen HYSYS® determina el corte para cada componente hipotético a partir de la TBP
- A partir de las curvas de propiedades se determina gráficamente la temperatura normal de ebullición (NBP), el peso molecular, la densidad y la viscosidad de cada componente.
- Se calculan las propiedades críticas y físicas de los componentes hipotéticos a partir de las propiedades definidas.

6.1.4 Entorno de la Simulación.

Es el espacio en el cual se diseña el diagrama de flujo, se incorporan todas las unidades del proceso a modelar, y se vinculan a través de corrientes de materia y energía. Para ingresar al entorno de la simulación se debe haber definido el paquete termodinámico, el cual para este caso particular es Peng Robinson, y los

componentes que hacen parte del proceso son los componentes del gas y el agua provenientes del pozo, que posteriormente se separarán para caracterizar el crudo con ayuda de la herramienta *Oil Manager*.

6.1.5 Paleta de Operaciones Unitarias.

Esta paleta contiene todos los equipos que se pueden simular en Aspen HYSYS®. Seleccionando los componentes del proceso se construye el diagrama de flujo.

Entre los principales componentes se encuentran:

- Separadores
- Tanques
- Intercambiadores de calor
- Bombas
- Válvulas
- Tuberías
- Mezcladores
- Corrientes de masa y energía

6.1.6 Modelo de Correlación de Flujo en Oleoductos.

Para el cálculo de caída de presión en la tubería se utilizó el modelo de correlación de flujo "*Beggs and Brill*".

6.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CASOS ESTUDIO

A continuación se presentan las bases de diseño y datos de entrada para el desarrollo de este estudio, los cuales están basados en la experiencia propia de nuestro ejercicio profesional,

Tabla 9. Características del oleoducto

Parámetro	Datos
Diámetro nominal (in)	20
Espesor (in)	Sch 40 - 15mm
Longitud (Km)	20
Material API	API 5L X60 (60.000 psi),
Código de Diseño	ASME B31.4
Recubrimiento Externo	Material Epóxico
Recubrimiento Interno	N/A
Rango de velocidad admisible del fluido	5 - 10 pie/s
Perfil de elevación	Relativamente suave

6.2.1 Especificaciones de los productos.

Como primer paso para iniciar el modelamiento de un proceso de crudo, es necesario conocer las propiedades de los fluidos provenientes de pozo. Algunos

de los componentes del crudo no están completamente caracterizados, debido a la gran cantidad de componentes que lo conforman.

El crudo puede ser modelado empleando como información de entrada los componentes principales que se encuentran en mayores proporciones y haciendo una estimación de un grupo de componentes partiendo de curvas de destilación hipotéticas.

A continuación las condiciones a la entrada y a la salida del sistema.

Tabla 10. Condiciones a la entrada y a la salida del sistema

Parámetro	Unidad	Datos de Entrada	Datos de Salida
Flujo de Crudo	KBPD	100	
Flujo de Gas	MMSCFD	3	
Corte de Agua	%	20	
Gravedad API del crudo		7 - 9	13 - 17
Presión del pozo	psig	2200	
Presión después del choque	psig	300	
Temperatura	°F	120	130

A continuación las características típicas de un crudo pesado.

Tabla 11. Propiedades del Crudo Pesado

Parámetro	Unidad	Datos de Entrada
Gravedad API del crudo		7 - 9
Viscosidad a 120 °F	cP	49164
Viscosidad a 215 °F	cP	1020
Corte de Agua	%	20
GOR	SCF/STB	20 - 30

A continuación las curvas de destilación del crudo pesado:

Cuadro 5. Curva de destilación Crudo Pesado - Assay

% Vol.	Temp. (°F)	% Vol.	Temp. (°F)	% Vol.	Temp. (°F)
0	236.1	16	680.9	32	846.5
1	326.1	17	692.4	33	856.0
2	419.7	18	703.6	34	865.4
3	464.2	19	714.7	35	875.3
4	496.6	20	725.7	36	885.2
5	521.1	21	736.5	37	895.3
6	541.9	22	747.5	38	905.9
7	560.5	23	758.3	39	916.5
8	576.5	24	769.1	40	927.0
9	591.1	25	779.5	41	936.7
10	604.9	26	789.6	42	946.2
11	618.4	27	799.5	43	956.3
12	631.4	28	809.1	44	966.4
13	644.7	29	818.6	45	976.1
14	657.1	30	828.0	46	985.6
15	669.2	31	837.3		

A continuación la composición del gas.

Cuadro 6. Composición del gas

Composición	Fracción Molar	Composición	Fracción Molar
Nitrógeno	0.022173	n-Decano	0.000153
CO2	0.130273	n-C11	0.000074
Metano	0.750876	n-C12	0.000048
Etano	0.044844	n-C13	0.000030
Propano	0.020172	n-C14	0.000013
i-Butano	0.006070	n-C15	0.000008
n-Butano	0.010618	n-C16	0.000004
i-Pentano	0.004367	n-C17	0.000002
n-Pentano	0.003491	n-C18	0.000001
n-Hexano	0.003180	n-C19	0.000001
n-Heptano	0.002053	n-C20	0.000000
n-Octano	0.000660	Benceno	0.000195
n-Nonano	0.000362	Tolueno	0.000331

Las principales características de la nafta (regular) se presentan a continuación²⁵:

²⁵ NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA). *Fire Protection Guide to Hazardous Materials*. NFPA No. HAZ01. Estados Unidos. 2002.

Tabla 12. Propiedades de la Nafta

Parámetro	Unidad	Datos de Entrada
Gravedad API		80
Viscosidad Cinemática	@ 68 °F (cSt)	0.415
Presión de Vapor Reid	psia	11.8

Cuadro 7. Curva de destilación ASTM D-2887 Nafta 80 °API

% Vol.	Temp. (°F)	% Vol.	Temp. (°F)	% Vol.	Temp. (°F)
0.1	33	35	99	70	157
5	76	40	100	75	159
10	78	45	101	80	167
15	79	50	102	85	182
20	80	55	134	90	200
25	81	60	139	95	232
30	96	65	145	99.9	358

6.2.2 Dimensionamiento de la línea.

Para el dimensionamiento de la línea del oleoducto se considerará tanto la caída de presión como la velocidad del flujo. Para este diseño se considera el caso más representativo de operación.

Para el cálculo del diámetro de la tubería se emplea la siguiente ecuación:

$$Q = A * v = \pi * r^2 * v \quad \text{Ec. 31}$$

Se despeja r para conocer el diámetro de la tubería.

$$r = \sqrt{\frac{Q}{\pi * v}} \quad \text{Ec. 32}$$

Teniendo en cuenta el valor de velocidad permitida para tuberías de acero indicada en la Tabla 8, para tuberías que transportan líquidos, la velocidad debe estar entre 5 a 10 pie/s., para este cálculo se toma como valor de referencia 9 pie/s.

Teniendo en cuenta que el caudal a ser transportado es 100 KBPD (2920 GPM o 6,5 pie³/s). Se reemplazan los valores en la ecuación para obtener un diámetro de tubería.

$$r = \sqrt{\frac{6,5}{\pi * 9}} = 0.4795 \text{ pie} = 5,75 \text{ in} \quad \text{Ec. 33}$$

El diámetro sería igual $2r = 11,5 \text{ in}$. Teniendo en cuenta que el oleoducto recibirá crudo de otros pozos se selecciona un oleoducto con diámetro de 20in, aproximadamente el doble de capacidad.

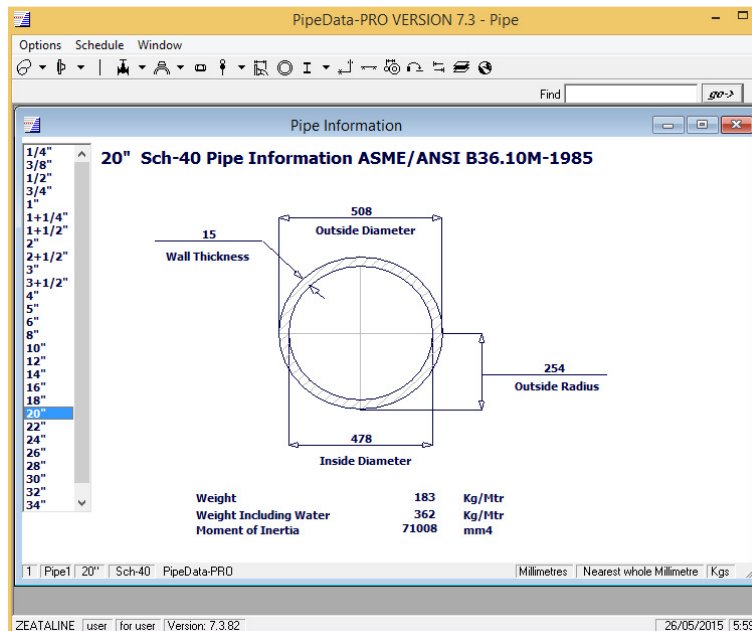
Para conocer el valor del esfuerzo de fluencia se emplea la ecuación 6.11, con este valor se selecciona la especificación técnica del material.

$$MAOP = \frac{2 * \sigma_f * e * K_1 * K_2}{D_{ext}} \quad \text{Ec. 34}$$

$$\sigma_f = \frac{MAOP * D_{ext}}{2 * e * K_1 * K_2} \quad \text{Ec. 35}$$

Antes de introducir todos los datos en la ecuación es necesario estimar el espesor de tubería, para este caso con ayuda del software aplicativo *PipeData-PRO* se puede obtener el valor de los espesores de las tuberías. Para un diámetro de 20in, se selecciona un espesor de tubería *Schedule 40*, el cual equivale a 15mm (0.59in) de espesor de pared.

Figura 20. Selección del espesor de tubería con *PipeData-PRO*



Una vez se tiene los valores para todas las variables, se introducen los siguientes datos a la ecuación:

MAOP : 2200 psig

K_1 : 1 (tubería de acero)
 K_2 : 0.72 (crudo)
 Dext : 20 in
 e : 0,59 in

Reemplazando los valores:

$$\sigma_f = \frac{2200 \text{ psig} * 20 \text{ in}}{2 * 0.59 \text{ in} * 1 * 0.72} = 51.790 \text{ psig} \quad \text{Ec. 36}$$

Teniendo en cuenta la tabla 10, para los esfuerzos permitidos para tubería sin costura, se puede seleccionar la tubería API 5L X56 (56.000 psi) o API 5L X60 (60.000 psi), ya que tienen valores de mínimo esfuerzo de fluencia superiores al valor calculado para la tubería.

Las correlaciones utilizadas para el cálculo hidráulico en el programa Aspen HYSYS® son Beggs & Brill y Moody; para los cálculos de caída de presión en las tuberías:

$$\Delta P = \frac{\rho * f * L * V^2}{144 * D * 2g} \quad \text{Ec. 37}$$

Se considera un valor de rugosidad de 0.0000457 m (0,0018 pulg), para una tubería de acero al carbono nueva.

Cuadro 8. Factores de rugosidad empleados en Aspen HYSYS®

Tipo de Tubería	Valor de Rugosidad (m)
Tubería Estirada (<i>Drawn Tube</i>)	0.0000015
Acero Dulce (<i>Mild Steel</i>)	0.0000457
Hierro Asfaltado (<i>Asphalted Iron</i>)	0.0001220
Hierro Galvanizado (<i>Galvanized Iron</i>)	0.0001520
Hierro Fundido (<i>Cast Iron</i>)	0.0002590
Concreto Liso (<i>Smooth Concrete</i>)	0.0003050
Concreto Rugoso (<i>Rough Concrete</i>)	0.0030500
Acero Liso (<i>Smooth Steel</i>)	0.0009140
Acero Rugoso (<i>Rough Steel</i>)	0.0091400

Fuente: HESKETH, Robert P. *Introduction to HYSYS Simulation. Piping Calculations. Chemical Engineering, Rowan University* (Revised 5/02/2002).14p.

6.2.3 Casos de estudio.

Caso 1: Tubería transportando crudo bajo el método convencional

Caso 2: Tubería transportando crudo bajo el método de calentamiento

Caso 3: Tubería transportando crudo bajo el método de dilución

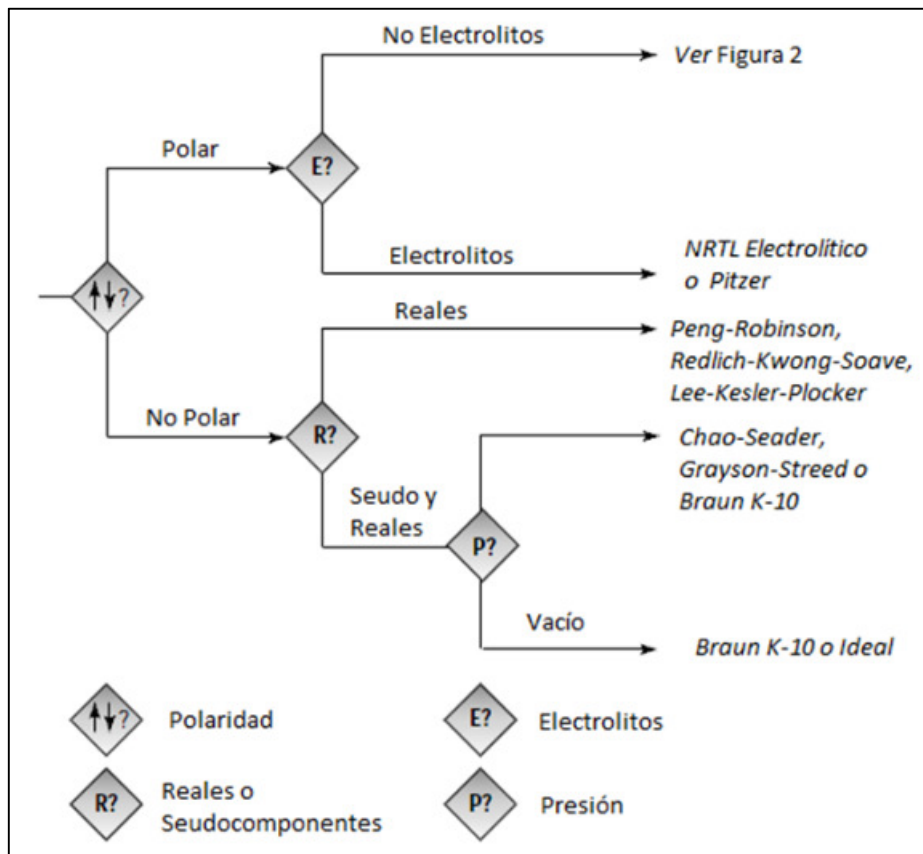
6.3 PASO A PASO DEL MODELAMIENTO

- Seleccionar un sistema de unidades
- Crear un nuevo caso de simulación con Aspen HYSYS® (*New Case*)
- Seleccionar un paquete de fluido:

Teniendo en cuenta el siguiente árbol de decisión²⁶ y la ayuda de Aspen HYSYS® se determina que el mejor modelo para la aplicación es Peng-Robinson.

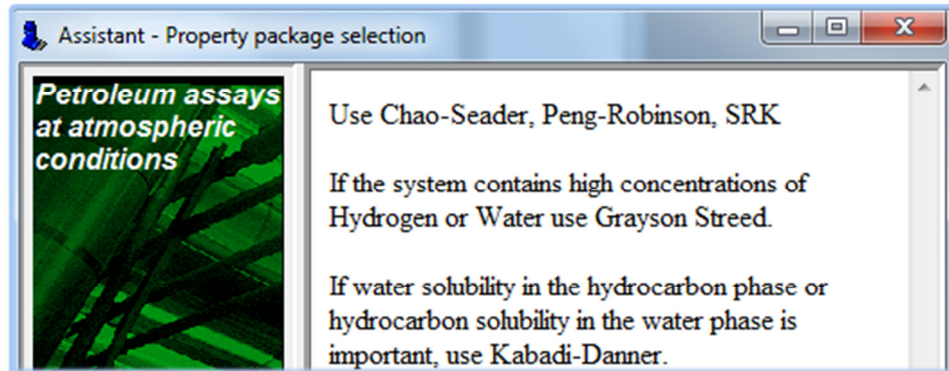
Para el caso de estudio en la pestaña *Fluid Pkgs*, se selecciona el paquete termodinámico Pen-Robinson, el cual se ajusta al objetivo de estudio, ya que permite calcular presiones, caídas de presiones en el sistema, entre otras variables hidráulicas.

Figura 21. Primeros pasos para seleccionar el paquete de fluidos



²⁶ ASPEN PLUS User Guide," Vol. 1, Release9, Aspen Technology, Inc., Cambridge, MA (1995).

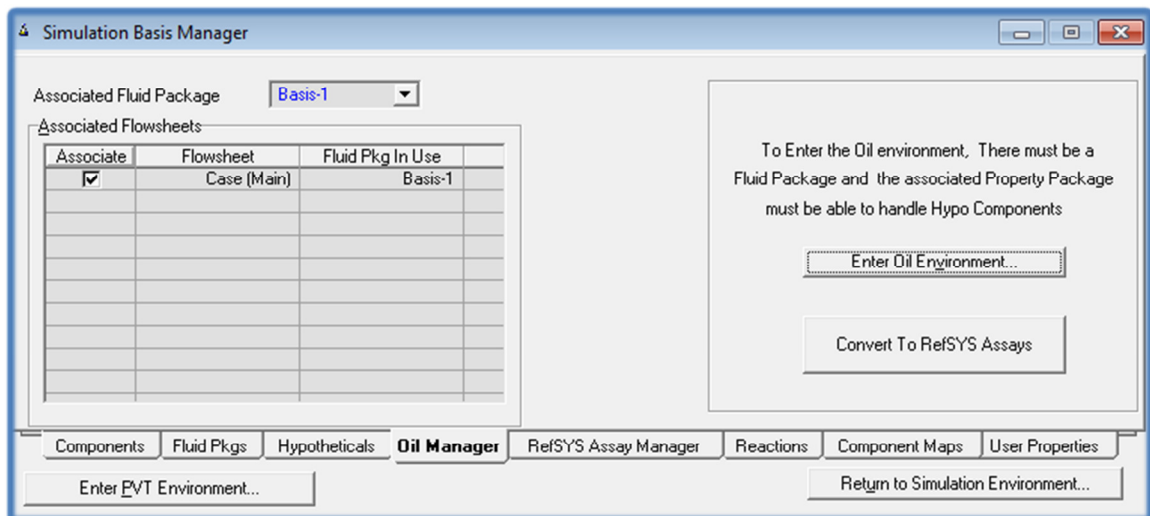
Figura 22. Asistente de Aspen HYSYS® para la selección del paquete de propiedades



d) Entrar al *Oil Environment*

En la pestaña *Oil Manager*, seleccionar *Enter Oil Environment*.

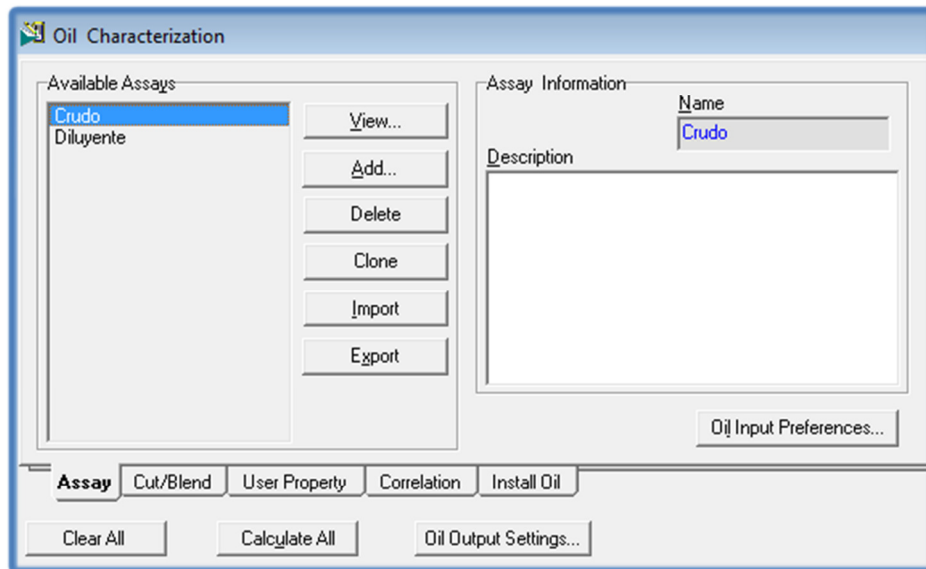
Figura 23. Ventana *Oil Manager* de Aspen HYSYS®



e) Adicionar un ASSAY

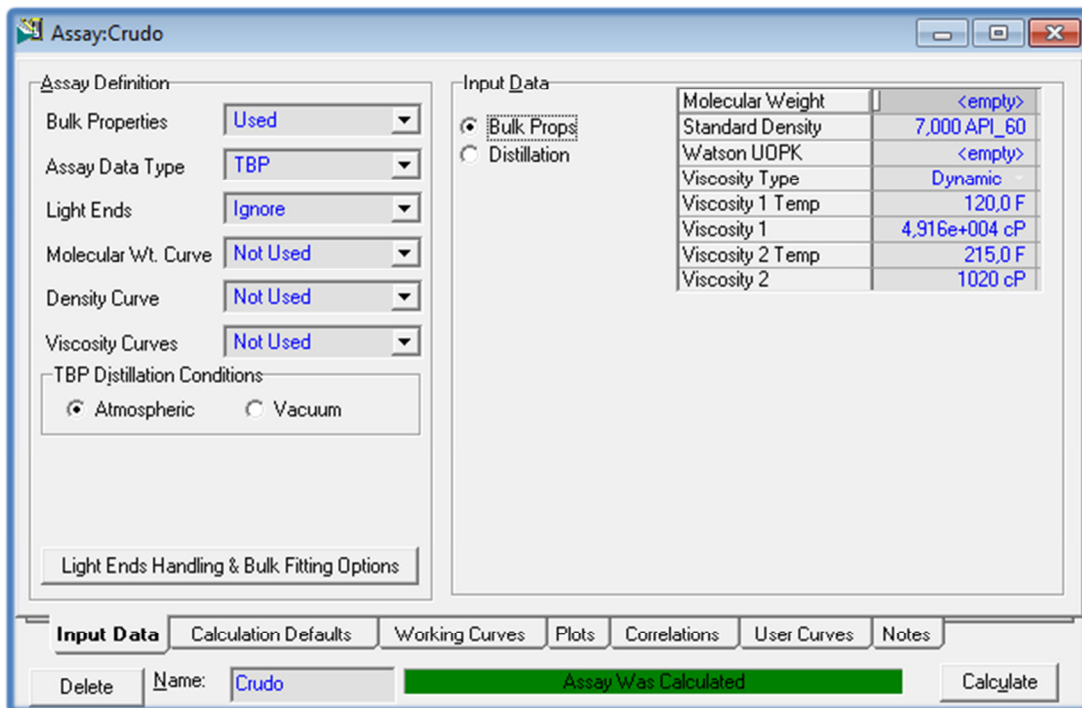
En la pestaña *Assay*, se define un nuevo Assay introduciendo la curva de destilación (curva ASTM, la TBP y la EFV).

Figura 24. Ingreso del Assay en Aspen HYSYS®



Se ingresan las Propiedades a Granel (*Bulk properties*) como densidad y viscosidad.

Figura 25. Ingreso de las propiedades a granel (*Bulk porperties*)



El tipo de curva que se va a adicionar para el crudo en estudio es del tipo TBP (*True Boiling Point*) a condiciones atmosféricas obtenidas en el laboratorio. Después de calcular, se obtienen los siguientes resultados:

Figura 26. Entrada de datos para obtener la curva de destilación tipo TBP

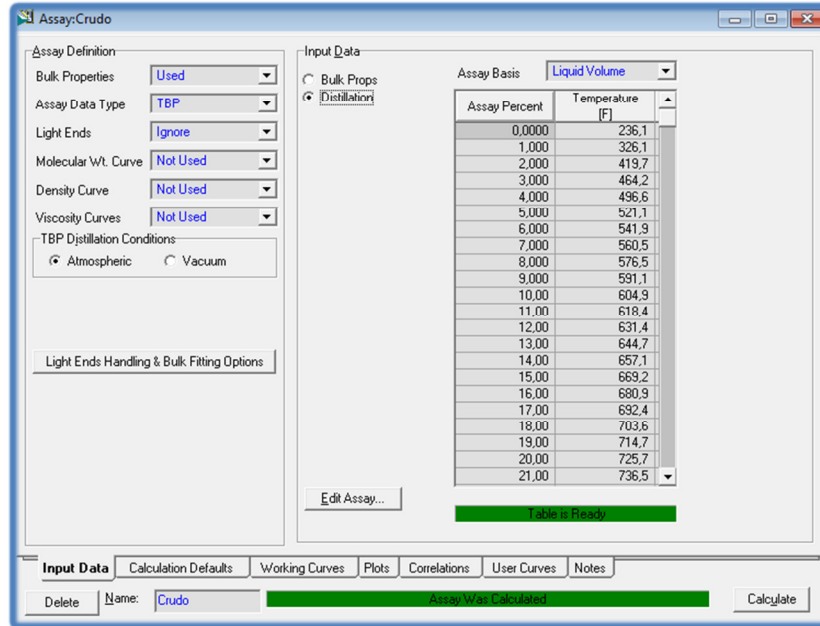
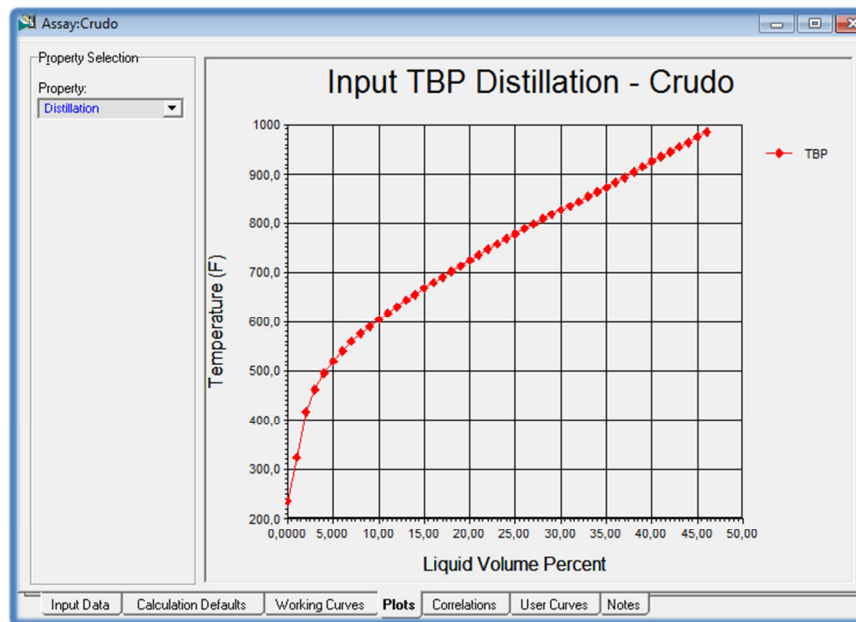


Figura 27. Curva de destilación tipo TBP para el caso de estudio



Después de haber ingresado el ensayo para el crudo, se retorna al ambiente de simulación presionando el botón *Return to Simulation Environment*.

El siguiente paso es seleccionar los demás componentes de la simulación. A continuación de ingresan los datos de composición del gas en una nueva corriente.

Figura 28. Datos de composición del gas para el caso de estudio

Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
<ul style="list-style-type: none"> Conditions Properties Composition Oil & Gas Feed Petroleum Assay K Value User Variables Notes Cost Parameters Normalized Yield: 	Nitrogen	0,0222	0,0222	0,0002
	CO2	0,1303	0,1303	0,0083
	Methane	0,7509	0,7509	0,0192
	Ethane	0,0448	0,0448	0,0050
	Propane	0,0202	0,0202	0,0070
	i-Butane	0,0061	0,0061	0,0049
	n-Butane	0,0106	0,0106	0,0115
	i-Pentane	0,0044	0,0044	0,0110
	n-Pentane	0,0035	0,0035	0,0112
	n-Hexane	0,0032	0,0032	0,0293
	n-Heptane	0,0021	0,0020	0,0527
	n-Octane	0,0007	0,0007	0,0470
	n-Nonane	0,0004	0,0004	0,0685
	n-Decane	0,0002	0,0001	0,0742
	n-C11	0,0001	0,0001	0,0904
	n-C12	0,0000	0,0000	0,1220
	n-C13	0,0000	0,0000	0,1563
	n-C14	0,0000	0,0000	0,1069
	n-C15	0,0000	0,0000	0,0770
	n-C16	0,0000	0,0000	0,0425
	n-C17	0,0000	0,0000	0,0219
	n-C18	0,0000	0,0000	0,0112
	n-C19	0,0000	0,0000	0,0113
	n-C20	0,0000	0,0000	0,0000
	Benzene	0,0002	0,0002	0,0017
	Toluene	0,0003	0,0003	0,0089
	H2O	0,0000	0,0000	0,0000

- f) Posteriormente se introducen todos los datos de la tubería, para determinar un perfil de caída de presión, temperaturas, caudales, velocidades
 - Longitud
 - Diámetro
- g) El paso final es correr la simulación para observar el comportamiento de todas las variables de proceso.

6.4 MODELAMIENTO CASO 1 – MÉTODO CONVENCIONAL

En el primer caso de estudio se analizó una tubería transportando crudo bajo el método convencional. Para este primer caso se modela una corriente que viene de un pozo compuesta por agua, gas y crudo. Posteriormente se separa el agua y el gas y se evalúa la corriente de crudo.

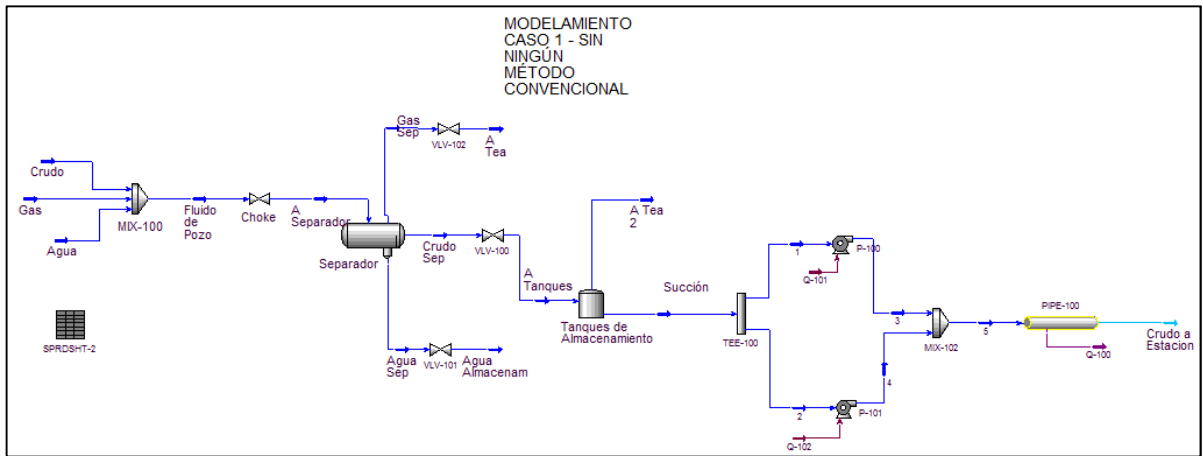
Dado que la presión en cabeza de pozo es muy baja, y considerando las pérdidas de presión por concepto de transporte a la salida de la facilidad es necesario instalar un conjunto de unidades de bombeo que permita aumentar la presión del crudo pesado a 2200 psig.

Para este caso de estudio se considera como eficiencia de la bomba un 75% para el crudo pesado y se asume una eficiencia eléctrica del 10%.

Dado que el flujo es tan alto, se arma un arreglo de dos unidades de bombeo en paralelo.

Para el presente caso se evalúa el transporte a través de un oleoducto de Ø20" de diámetro. A continuación se muestra un esquema del modelo.

Figura 29. Esquema del Modelo Caso 1

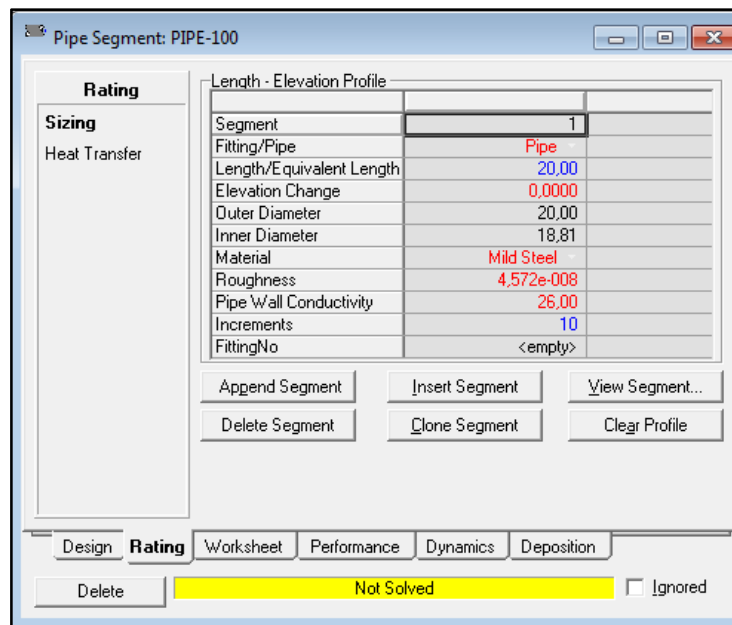


A continuación se muestran los balances de masa y el comportamiento de la presión, temperatura y velocidad del fluido a lo largo del recorrido a través del oleoducto.

Figura 30. Balance de Masa Caso 1

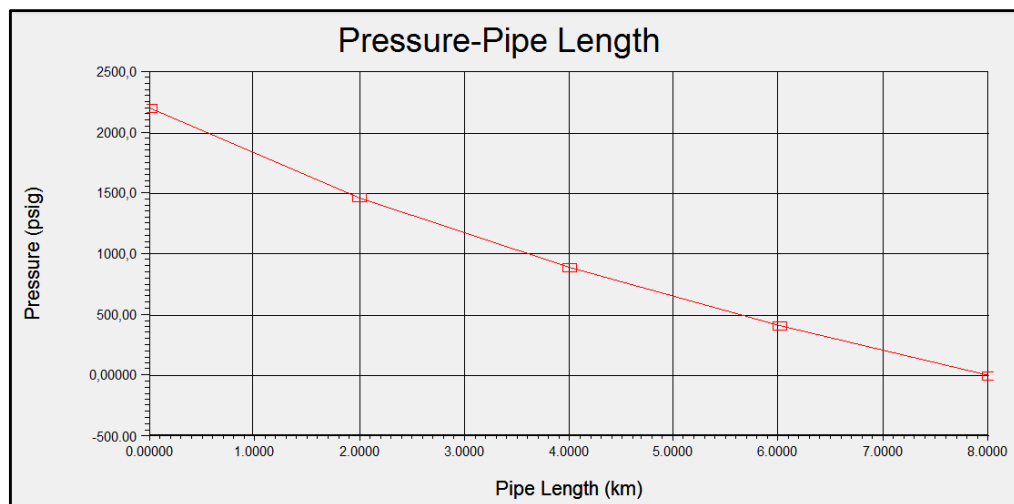
		Material Streams									
		Crudo	Agua	Gas	Fluido de Pozo	Crudo Sep	Agua Sep	A Tanques	Succión	A Separador	
Temperature	F	120.0	120.0	120.0	120.2	131.2	131.2	132.6	132.7	131.2	131.2
Pressure	psig	2200	2200	2200	2200	300.0	300.0	50.00	1,000	1,000	300.0
Liq Vol Flow @Std Cond	barrel/day	1,000e+005	2,500e+004	5,313e+005	1,143e+005	9,989e+004	2,501e+004	9,989e+004	1,000e+005	1,143e+005	
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	MMSCFD			3,000		0,0000	0,0000	1,678	0,0000	0,6573	
Mass Density	lb/ft3	63.57	62.06	10.75	63.43	62.50	61.50	35.67	62.14	59.55	
Viscosity	cP	5,020e+004	0,5546	2,012e-002	4,327e+004	1,327e+004	0,4999		2,286e+004		
Calculator (API(Petrol))		7,140	10,14	221,3	8,601	7,975	10,16	7,975	7,225	8,601	
		Agua Almacenam	A Tea 2	A Tea	1	2	3	4	5	Crudo a Estacion	
Temperature	F	131.9	132.7	117.9	132.7	132.7	136.0	136.0	136.0	136.0	
Pressure	psig	50.00	1,000	50.00	1,000	1,000	2200	2200	2200	2200	
Liq Vol Flow @Std Cond	barrel/day	2,501e+004	3,763e+005	1,165e+005	5,002e+004	5,002e+004	5,002e+004	5,002e+004	1,000e+005	1,000e+005	
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	MMSCFD		2,124	0,6573	0,0000	0,0000					
Mass Density	lb/ft3	61.44	5,396e-002	0,1933	62,14	62,14	63.21	63.21	63.21	63.21	
Viscosity	cP	0,4970	1,271e-002	1,245e-002	2,286e+004	2,286e+004	1,985e+004	1,985e+004	1,985e+004	1,985e+004	
Calculator (API(Petrol))		10,16	227,7	276,9	7,225	7,225	7,225	7,225	7,225	7,225	

Figura 31. Ventana *Pipe Segment* Caso 1



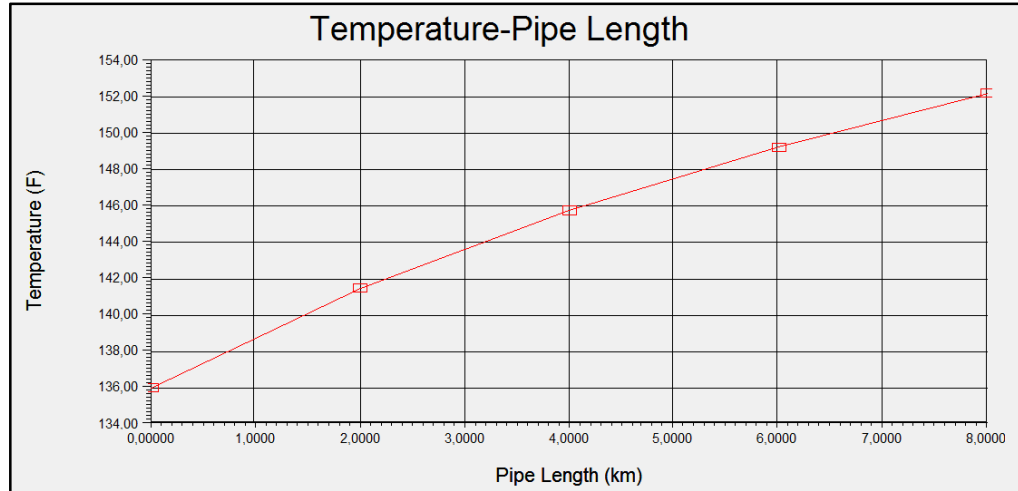
Como se puede observar en la siguiente gráfica, a lo largo de todo el trayecto de la tubería se observa una diferencia o caída de presión de 2.300 psig.

Figura 32. Perfil de presiones en función de la longitud de la tubería Caso 1



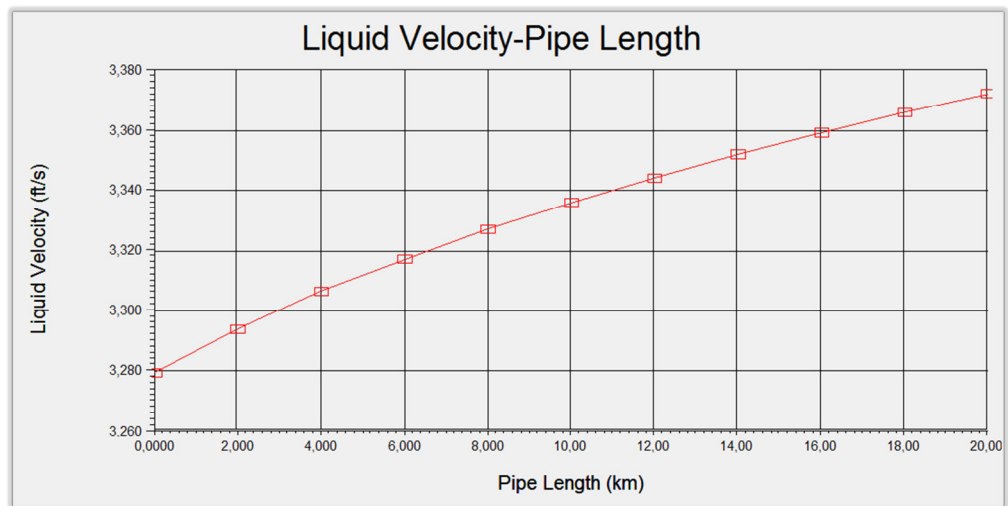
En la siguiente figura se observa un aumento en la temperatura del fluido de aproximadamente 16° F, como producto de la fricción del fluido contra las paredes internas de la tubería.

Figura 33. Perfil de temperatura en función de la longitud de tubería Caso 1



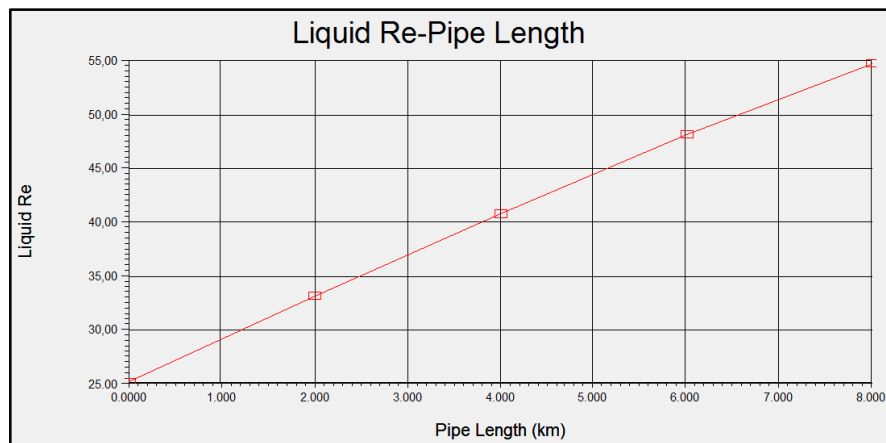
En la siguiente figura se puede observar un aumento en la velocidad del fluido, de 3,28 ft/s, hasta llegar a un valor de 3,38 ft/s, valor que se mantiene en los límites permitidos.

Figura 34. Perfil de velocidades en función de la longitud de tubería Caso 1



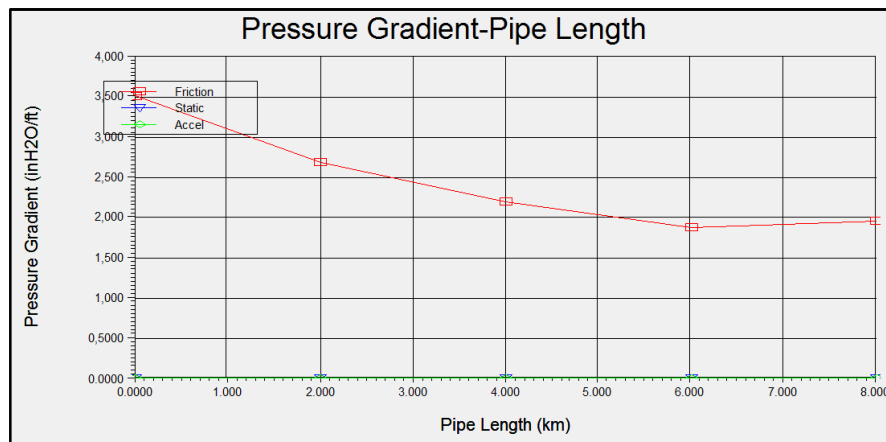
A continuación se muestra la variación del número de Reynolds a lo largo del tramo de tubería. Se puede apreciar un incremento de alrededor de 30 unidades en el número de Reynolds. Teniendo en cuenta que la ecuación de Reynolds (ver ecuación 4.1), relaciona el diámetro de tubería, la densidad, la velocidad del crudo, y la viscosidad, las dos primeras variables se mantienen constantes y como se observa en la Figura 34, no se tienen variaciones significativas de la velocidad del fluido, se concluye que la única variable que cambia es la viscosidad del fluido. Por tal razón se puede concluir que un aumento del número de Reynolds, representa una reducción de la viscosidad del fluido.

Figura 35. Curva de Incremento del número de Re Caso 1



A continuación se muestra la curva de gradiente de presión, donde se observa el cambio total en la presión con la longitud de la tubería. En esta gráfica pueden visualizarse los valores de caída de presión en cada uno de los tramos de la tubería.

Figura 36. Curva de Gradiente de Presión Caso 1



La potencia de las bombas no es capaz de transportar el crudo a través del oleoducto. Se requeriría instalar unidades de bombeo de mayor capacidad y alta potencia. Debido a que los equipos de bombeo serían muy robustos, se incrementarían drásticamente los costos del proyecto.

Figura 37. Cálculo Potencia Bombas Principales Caso 1

Pump: P-100	
Performance	
Results	
Power	
Pump Rotor Power	
Total Rotor [hp]	2557
Transient Rotational [hp]	0,0000
Friction Loss [hp]	0,0000
Fluid [hp]	2557
Electric Motor Power	
Total EMotor [hp]	<empty>
Transient Rotational [hp]	0,0000
Friction Loss [hp]	0,0000
Other Electric Motor Data	
Motor Speed [rpm]	<empty>

6.5 MODELAMIENTO CASO 2 – CALENTAMIENTO

En el segundo caso de estudio se analizó una tubería transportando crudo bajo el método de calentamiento. Se simula la inyección de calor a través de una fuente externa, para verificar el comportamiento del fluido.

En este caso, el calentamiento se hace antes de salir de la estación, por lo que se requiere bombear el crudo desde el tanque de almacenamiento hasta el intercambiador de calor, para que posteriormente llegue al cabezal de las bombas principales.

Para este caso se calentó el crudo desde una temperatura de 132 °F hasta 200°F. No se considera una temperatura mayor ya que a mayores temperaturas puede ocurrir degradación del crudo y las unidades de bombeo requerirían de materiales especiales en sus internos, cuya evaluación no es alcance de este estudio.

Es importante tener en cuenta que para que no haya pérdida de energía a lo largo de los 20km se requiere de un aislamiento para la tubería y/o el uso de un *Heat Tracing*. El *Heat Tracing* es un dispositivo que permite mantener la temperatura dentro de la tubería y que requerirá de un intercambiador aguas arriba del sistema de bombeo, para calentar inicialmente el crudo.

En este caso se emplea un intercambiador, para estudiar la viabilidad económica de este método de transporte, se debe seleccionar adecuadamente el intercambiador con ayuda de otros software de modelamiento y evaluar el tipo de energía que se requeriría para elevar la temperatura del crudo, y las fuentes disponibles en caso de tener vapor residual en la estación, o de la instalación de una caldera para producción de vapor para esta aplicación o disponer de fuentes de energía eléctrica confiables, adicionalmente disponer de todas las acometidas necesarias, y de una fuente de energía de respaldo.

El calentamiento del crudo en esta fase se emplea con el objeto de reducir la viscosidad del crudo de 22.560 cS (22270.3 cst), hasta un valor inferior a 300 cst, de acuerdo a los requerimientos mínimos de calidad para su transporte y posterior venta.

Adicionalmente al sistema de calentamiento es requerida la instalación de un revestimiento para la tubería, el cual permita conservar la temperatura del crudo dentro del oleoducto y se reduzcan así las pérdidas de temperatura durante el trayecto. El revestimiento usado como material aislante tendrá un espesor de 2" y será en un material hecho con espuma de uretano, la cual tiene muy buenas propiedades térmicas manteniendo sus propiedades técnicas en un espectro que va desde los 120°F hasta los 300°F.

Figura 38. Esquema del Modelo Caso 2

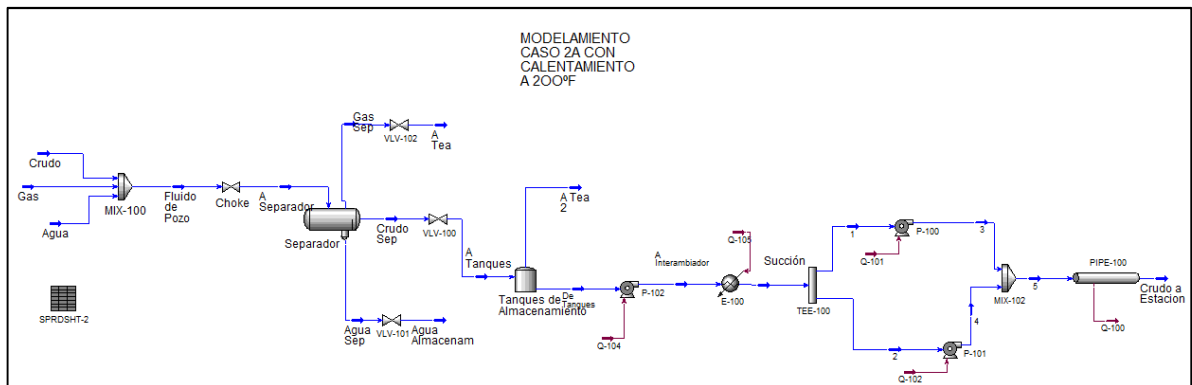


Figura 39. Balance de Masa Caso 2

Material Streams													
		Crudo	Água	Gas	Fluido de Pozo	Crudo Sep	Agua Sep	A Tanques	Succión	A Separador	Agua Almacenam	Gas Sep	
Temperature	F	120,0	120,0	120,0	120,2	131,2	131,2	132,6	200,0	131,2	131,9	131,2	
Pressure	psig	2200	2200	2200	2200	300,0	300,0	50,00	195,0	300,0	50,00	300,0	
Liq Vol Flow @Std Cond	barrel/day	1,000e+005	2,500e+004	5,313e+005	1,143e+005	9,989e+004	2,501e+004	9,989e+004	1,000e+005	1,143e+005	2,501e+004	1,165e+005	
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	MMSCFD			3,000		0,0000	0,0000	1,678		0,6573		0,6573	
Mass Density	lb/ft3	63,57	62,06	10,75	63,43	62,50	61,50	35,67	60,81	59,55	61,44	0,9445	
Viscosity	cP	5,020e+004	0,5546	2,012e-002	4,327e+004	1,327e+004	0,4999		1528		0,4970	1,301e-002	
Calculator (API[Petrol])		7,140	10,14	221,3	8,601	7,975	10,16	7,975	7,225	8,601	10,16	276,9	
		De Tanques	A Interambiador	A Tea 2	A Tea	1	2	3	4	5		Crudo a Estacion	
Temperature	F	132,7	133,0	132,7	117,9	200,0	200,0	203,3	203,3	203,3		204,9	
Pressure	psig	1,000	200,0	1,000	50,00	195,0	195,0	2200	2200	2200		1607	
Liq Vol Flow @Std Cond	barrel/day	1,000e+005	1,000e+005	3,763e+005	1,165e+005	5,002e+004	5,002e+004	5,002e+004	5,002e+004	1,000e+005		1,000e+005	
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	MMSCFD	0,0000		2,124	0,6573								
Mass Density	lb/ft3	62,14	62,24	5,396e-002	0,1933	60,81	60,81	61,68	61,68	61,68		61,38	
Viscosity	cP	2,286e+004	2,256e+004	1,271e-002	1,245e-002	1528	1528	1412	1412	1412		1337	
Calculator (API[Petrol])		7,225	7,225	227,7	276,9	7,225	7,225	7,225	7,225	7,225		7,225	

Figura 40. Ventana Pipe Segment Caso 2

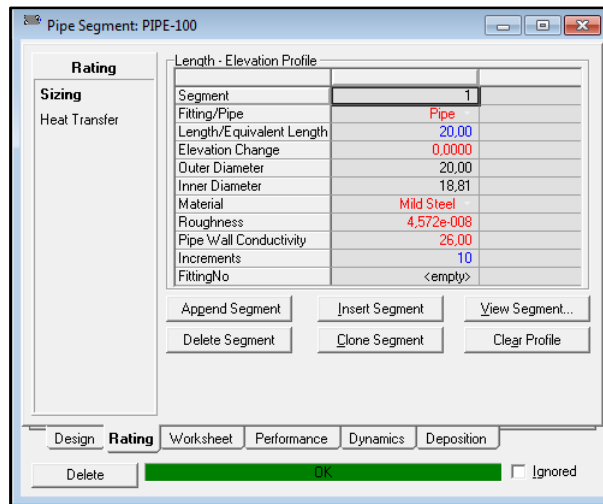
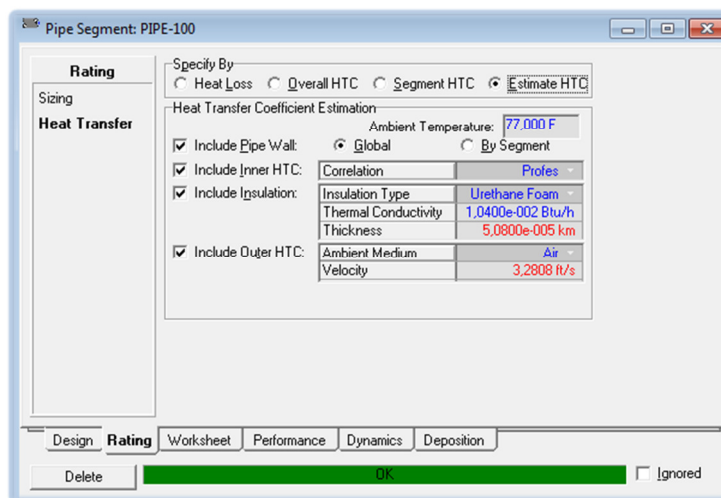
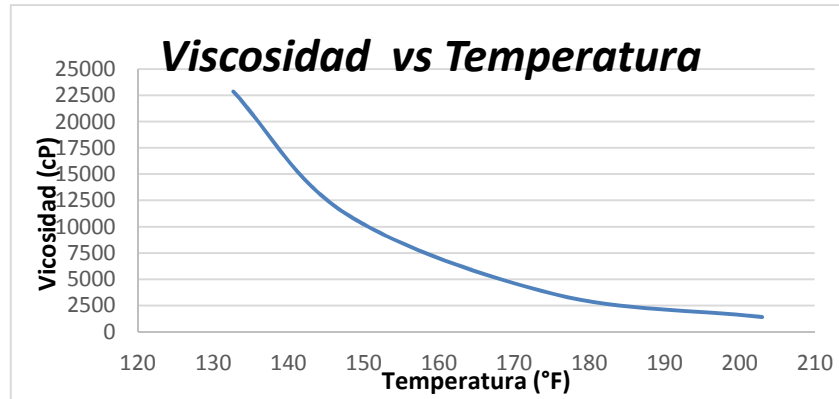


Figura 41. Ventana Pipe Segment Especificación Aislamiento Caso 2



En la siguiente figura se muestra la manera cómo se comporta la viscosidad con los cambios de temperatura que se producen a lo largo de la tubería. Se puede observar una reducción de aproximadamente el 95% del valor de viscosidad inicial.

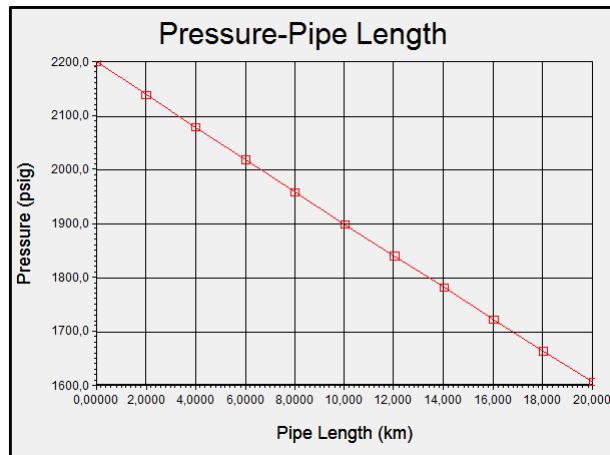
Figura 42. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura Caso 2



En la siguiente figura se observa una caída de presión en la tubería de aproximadamente 600 psig. La reducción de la viscosidad que se muestra en la gráfica 44, también está relacionada con esta disminución en la presión.

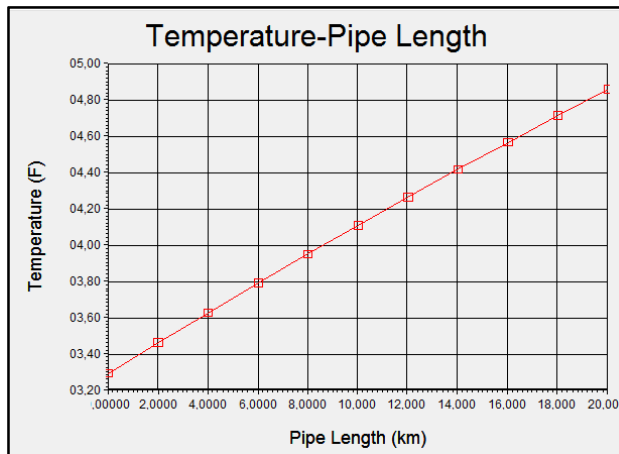
Se puede observar que el cambio en la presión a lo largo de la tubería se comporta de manera lineal, esto se debe a que los valores de densidad del crudo y pérdidas por fricción permanecen constantes a lo largo de toda la tubería. El comportamiento de la presión a través de la tubería que se observa se asimila al comportamiento de un líquido.

Figura 43. Perfil de presiones en función de la longitud de tubería Caso 2



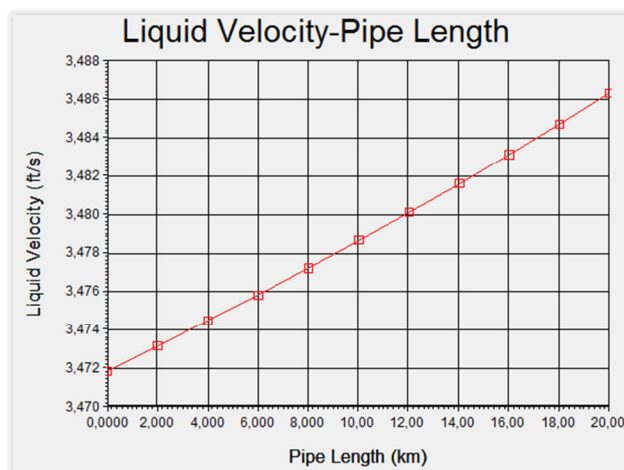
En la figura a continuación se observa un pequeño incremento de temperatura del fluido de aproximadamente 1,4° F. lo cual muestra que la temperatura se mantiene constante a lo largo de la tubería, debido al aislamiento utilizado. De lo anterior, se puede concluir que si se logra tener un calentamiento uniforme en el tramo de estudio.

Figura 44. Perfil de temperatura en función de la longitud de tubería Caso 2



En la siguiente figura se puede observar un aumento en la velocidad del fluido despreciable.

Figura 45. Perfil de velocidades en función de la longitud de tubería Caso 2

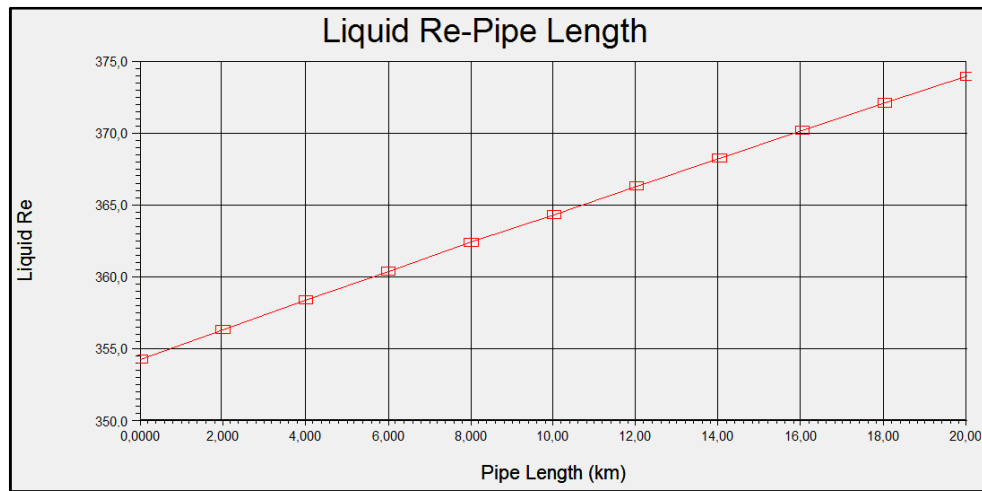


A continuación se muestra la variación del número de Reynolds a lo largo del tramo de tubería. Se puede apreciar un incremento de alrededor de 20 unidades

en el número de Reynolds, que se podría decirse que está relacionado con la disminución de la viscosidad, basados en el concepto de Número de Reynolds.

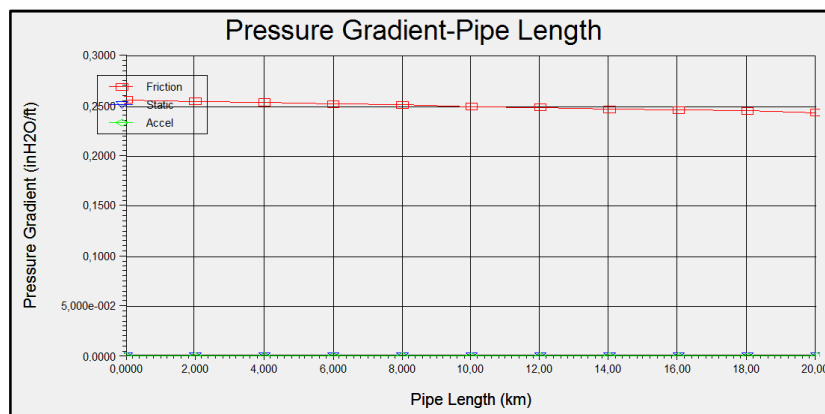
En la siguiente curva de incremento del número de Reynolds se puede confirmar que se tiene un régimen de flujo laminar en la tubería, dado que el mayor valor alcanzado es de 374, lo que caracteriza un flujo totalmente laminar.

Figura 46. Curva de Incremento del número de Re Caso 2



A continuación se muestra la curva de gradiente de presión, donde se observa el cambio total en la presión con la longitud de la tubería. En esta gráfica pueden visualizarse los intervalos de presión en cada uno de los tramos de la tubería.

Figura 47. Curva de Gradiente de Presión Caso 2



En la siguiente figura se puede observar el cálculo que realiza el software ASPEN HYSYS de la potencia de la bomba P-102 instalada antes del intercambiador.

Figura 48. Potencia en la bomba P-102 instalada antes del intercambiador

Performance		Pump Rotor Power	
Results		Total Rotor [hp]	462,7
Power		Transient Rotational [hp]	0,0000
		Friction Loss [hp]	0,0000
		Fluid [hp]	462,7

En la siguiente figura se observa el cálculo de la potencia de la bombas principales.

Figura 49. Potencia del sistema de bombeo de cada una de las bombas

Performance		Pump Rotor Power	
Results		Total Rotor [hp]	2382
Power		Transient Rotational [hp]	0,0000
		Friction Loss [hp]	0,0000
		Fluid [hp]	2382

Performance		Pump Rotor Power	
Results		Total Rotor [hp]	2382
Power		Transient Rotational [hp]	0,0000
		Friction Loss [hp]	0,0000
		Fluid [hp]	2382

6.6 MODELAMIENTO CASO 3 – INYECCIÓN DE DILUYENTE

En el tercer caso de estudio se analizó una tubería transportando crudo bajo el método de dilución. En la Figura 50 se muestra un esquema de cómo queda el modelo.

Para el tercer caso se modela una corriente que viene de un pozo compuesta por crudo, gas y agua, se separan posteriormente el agua y el gas. Para este tercer caso, se simula la inyección de un diluyente, con el objeto de reducir la viscosidad del fluido transportado y se verifican sus propiedades. Se considera inyección de diluyente a la salida de cada una de las estaciones.

Para este caso de estudio se va a utilizar Nafta API 80. La selección de este diluyente se basa en que éste es considerado un muy buen diluyente de crudos

pesados. Buenas prácticas de ingeniería han demostrado a través de la experimentación, que para obtener un API entre 14-16 para un barril de crudo de API 8 se necesita aproximadamente 0,25 barriles de Nafta.

Figura 50. Esquema del Modelo Caso 3

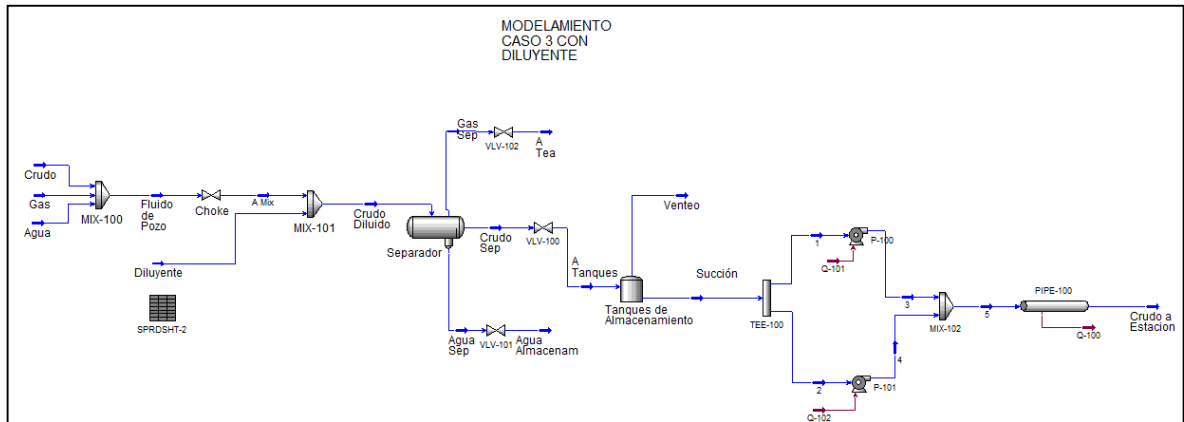
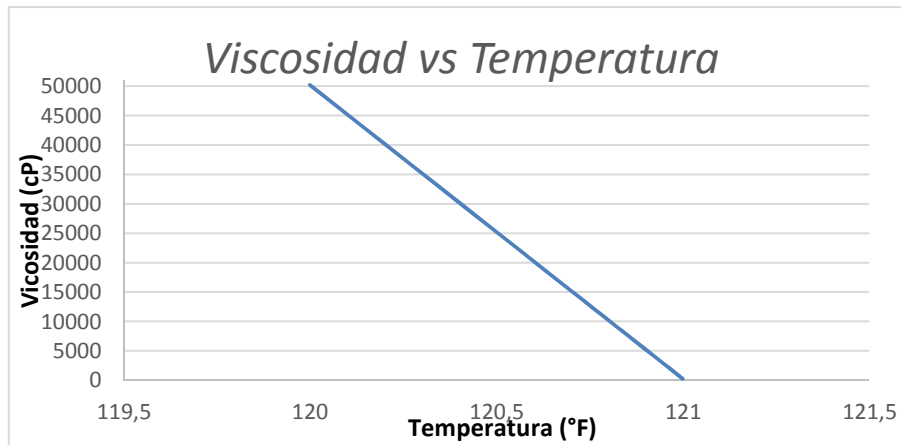


Figura 51. Balance de Masa Caso 3

		Material Streams										
		Crudo	Agua	Gas	Fluido de Pozo	Crudo Diluido	Crudo Sep	Agua Sep	A Tanques	Succión	Diluyente	
Temperature	F	120	120	120	120	125	125	125	125	117	80,0	
Pressure	psig	2200	2200	2200	2200	300,0	300,0	300,0	50,00	1,000	300,0	
Liq Vol Flow @Std Cond	barrel/day	100000	25000,0	531344	114320	138305	121576	24996,3	121576	117093	25038,6	
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	MMSCFD			3,000			0,0000	0,0000	2,692	0,0000		
Mass Density	lb/ft3	63,67	62,06	10,75	63,43	59,95	59,59	61,67	30,53	60,25	41,16	
Viscosity	cP	50202	0,55461	2,0120e-002	43272	206,87	111,95	0,53125		279,26	0,28155	
Calculator (API Petrol)		7,140	10,14	221,3	8,601		18,30	10,16	18,30	15,74	80,11	
		A Mix	Agua Almacenam	A Tea 2	A Tea	1	2	3	4	5	Crudo a Estacion	
Temperature	F	131	125	117	107	117	117	121	121	121	121	
Pressure	psig	300,0	50,00	1,000	50,00	1,000	1,000	2200	2200	2200	2068	
Liq Vol Flow @Std Cond	barrel/day	114320	24996,3	5830,19	0,000000	58546,3	58546,3	58546,3	58546,3	117093	117093	
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	MMSCFD	0,6573		8,819	0,0000	0,0000	0,0000					
Mass Density	lb/ft3	59,55	61,62	0,1395	0,2472	60,25	60,25	61,18	61,18	61,18	61,13	
Viscosity	cP		0,52802	8,7812e-003	1,2230e-002	279,26	279,26	263,27	263,27	263,27	263,18	
Calculator (API Petrol)		8,601	10,16	103,4	222,0	15,74	15,74	15,74	15,74	15,74	15,74	

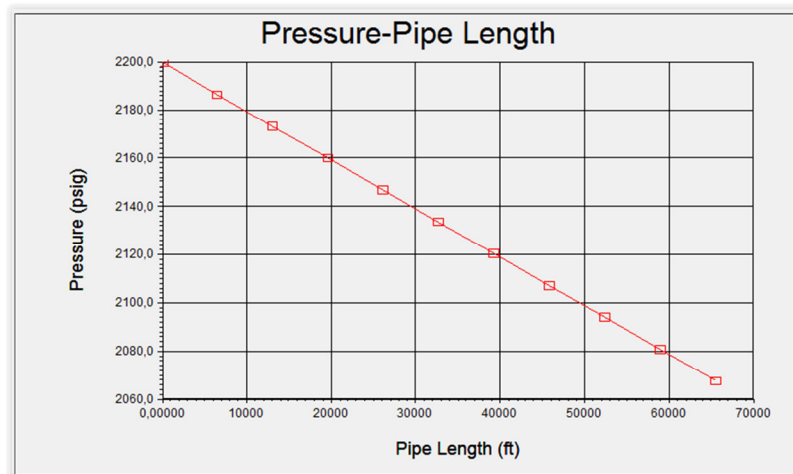
En la figura a continuación se observa que no hay un cambio significativo de temperatura a medida que se reduce la viscosidad.

Figura 52. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura Caso 3



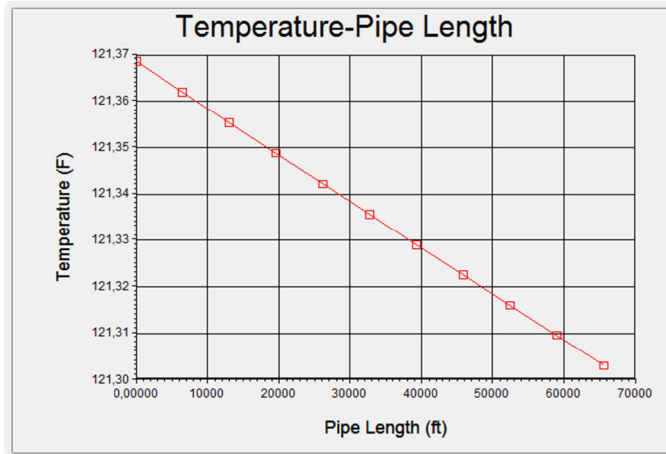
En la siguiente figura se observa una caída de presión de aproximadamente 140psig. Se puede observar que el cambio en la presión a lo largo de la tubería se comporta de manera lineal, esto se debe a que los valores de densidad del crudo y pérdidas por fricción permanecen constantes a lo largo de toda la tubería. El comportamiento de la presión a través de la tubería que se observa se asimila al comportamiento típico de un líquido.

Figura 53. Perfil de presiones en función de la longitud de tubería Caso 3



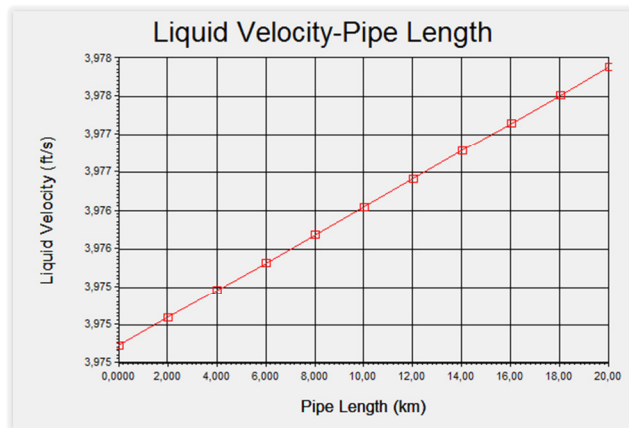
En la siguiente figura se observa una reducción de temperatura despreciable.

Figura 54. Perfil de temperatura en función de la longitud de tubería Caso 3



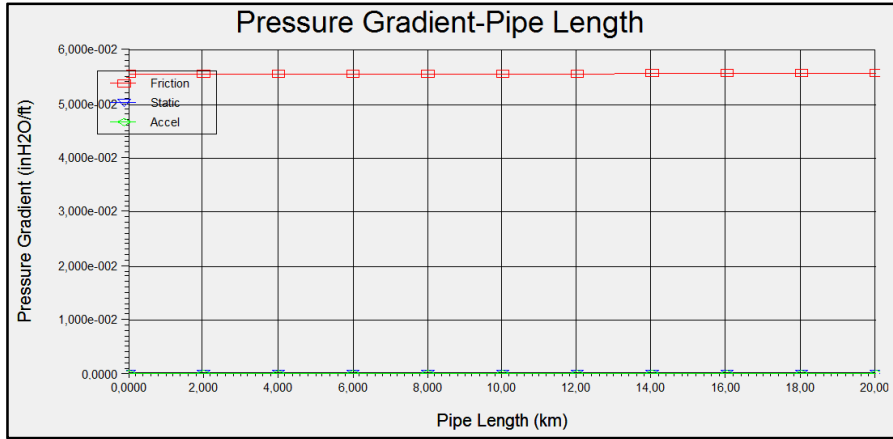
En la siguiente figura se puede observar un incremento en la velocidad del fluido despreciable. Con la inyección del diluyente se esperaría un incremento en la velocidad del fluido, sin embargo, dado el grado API del crudo, esto no se presenta para este caso. Por otra parte, el perfil de velocidad mostrado indica que el flujo del crudo se da en la dirección de la tubería, no hay fluctuaciones en los componentes de velocidad que indiquen un flujo turbulento, por lo que se podría deducir que el régimen de flujo presente en la tubería es laminar.

Figura 55. Perfil de velocidades en función de la longitud de tubería Caso 3



A continuación se muestra la curva de gradiente de presión a lo largo de la tubería, donde se observa claramente que no hay una caída de presión, se mantiene un valor constante.

Figura 56. Curva de Gradiente de Presiones Caso 3



En la siguiente curva de incremento del número de Reynolds se puede corroborar que el régimen de flujo predominante es laminar, dado que el mayor valor alcanzado es de 2156.

Figura 57. Curva de Incremento del número de Re Caso 3

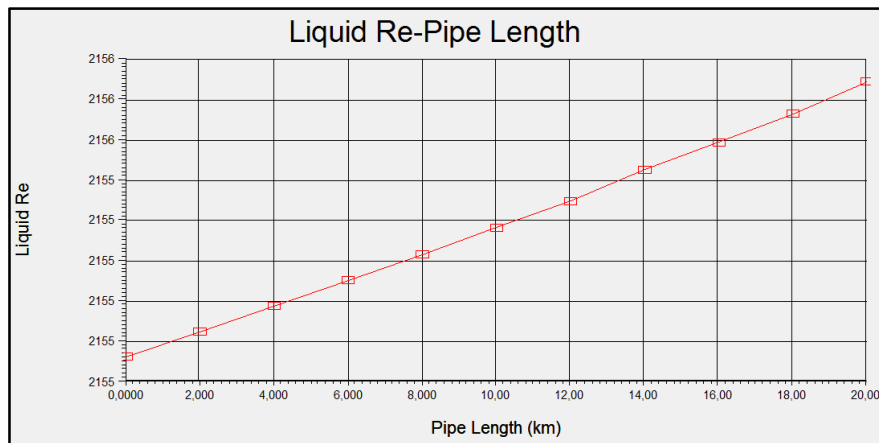


Figura 58. Cálculo de Potencia de las Bombas Principales Caso 3

Performance	
Results	
Power	
Pump Rotor Power	
Total Rotor [hp]	2990
Transient Rotational [hp]	0,0000
Friction Loss [hp]	0,0000
Fluid [hp]	2990

6.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.7.1 Resultados Modelamiento Caso 1.

De acuerdo a los resultados que arroja la simulación, se puede concluir que bajo el método convencional, el crudo no puede ser transportado a lo largo de la trayectoria definida de 20km. Como se observa en la Figura 31. Ventana *Pipe Segment* Caso 1, el caso de estudio no puede resolverse. Se deduce que es debido a la alta viscosidad del crudo, que el Aspen HYSYS® no encuentra un resultado numérico para dar una solución.

Las altas caídas de presión debidas a la fricción se traducen en falta de movilidad del crudo. La alta viscosidad del crudo, incrementa los valores de fricción, entre el fluido y las paredes internas de la tubería, debido al rozamiento, aumentando la temperatura del fluido.

La potencia de las bombas no es capaz de transportar el crudo a través del oleoducto. Se requeriría instalar unidades de bombeo de una mayor capacidad y alta potencia. Debido a que los equipos de bombeo serían muy robustos, se incrementaría drásticamente los costos del proyecto.

El fundamento principal para que el crudo que se modeló no pueda ser transportado, a lo largo de la distancia establecida, se origina por su bajo grado API, lo que resulta en una concentración mayor de hidrocarburos con mayor peso molecular, haciendo el fluido más difícil de transportar.

En este escenario el crudo transportado, está fuera del rango de especificaciones para su transporte y para la venta.

6.7.2 Resultados Modelamiento Caso 2.

El principal efecto que se puede observar es que la viscosidad del crudo se reduce un 95%, con respecto al valor inicial. Lo anterior hace que el fluido sea transportable, de esta manera se comprueba la efectividad de este método de transporte.

Se obtiene una caída de presión del 27%, el cual representa un valor considerable, lo cual se traduce en mayores requerimientos en los equipos de bombeo del crudo, con respecto a otras tecnologías de transporte (ejemplo dilución).

Se confirmó que la densidad del fluido no es muy sensible a cambios de temperatura, lo cual es consistente a los valores de densidad del crudo modelado.

No hay un cambio en el flujo del crudo a ser transportado, el flujo se mantiene a lo largo de la tubería.

6.7.3 Resultados Modelamiento Caso 3.

Para este caso de estudio la selección del diluyente y del factor de mezcla (0,25 barriles de Nafta por barril de crudo) empleado para reducir la viscosidad, fue el apropiado, ya que permitió asegurar el bombeo de crudo a través del oleoducto, aumentando el grado API de la mezcla de fluido transportado.

Este 25% de volumen adicional de diluyente implica que la capacidad del oleoducto se ve reducida. Para este caso en particular no se tiene inconvenientes ya que el diámetro de tubería con un factor de sobre diseño de 1.7.

Con el método de dilución se observa una menor caída de presión a lo largo de toda la tubería, se obtiene un valor aproximado de 6%.

No se presentan cambios significativos en la velocidad a lo largo de la tubería. Lo que podría concluirse es que la velocidad del crudo no se ve afectada por la presencia del diluyente dado el grado API del crudo.

La variación de temperatura también es despreciable, por lo cual se puede concluir que el método de dilución es uno de los más efectivos ya que permiten transportar el crudo de manera efectiva, sin presentar inconvenientes por altos valores de fricción.

Con la inyección del diluyente se cumplen los requerimientos mínimos que debe tener un crudo para ser transportado a través de oleoductos, y los requerimientos mínimos para la venta.

6.8 TABLA RESUMEN DE RESULTADOS

A continuación se resumen en una tabla los resultados obtenidos en los casos de modelamiento, en la cual se muestran las principales variables de estudio:

Cuadro 9. Resumen de Resultados

Variable	Métodos de Transporte		
	Convencional	Calentamiento	Dilución
ΔP (psig)	2.300	593	132
ΔT (° F)	16	1,6	0,07
ΔV (ft/seg)	0,090	0,014	0,003
Δ Viscosidad (cP)	---	21.523	49.938
Grado API	7,225	7,225	15,74
ΔQ (BPD)	0	0	17,093
Densidad (lb/ft ³)	0	61,38	61,13
Re	55	374	2156

De la tabla resumen de resultados se puede analizar lo siguiente:

- A mayores valores de viscosidad se obtienen menores números de Reynolds, al disminuir la viscosidad, el número de Reynolds puede llegar a aumentar hasta el punto de tener cambios en el régimen de flujo; cambiando de régimen laminar a una región de transición o incluso llegando a convertirse en un flujo turbulento.
- Para el caso de calentamiento, aunque se tiene una alta reducción de la viscosidad, no se presenta un aumento del flujo, como consecuencia de un número de Reynolds bajo.
- Para este fluido en particular, el incremento de la gravedad API, se presenta únicamente al inyectar un diluyente al fluido. Dado al alto grado API del diluyente usado, Nafta, se incrementa el grado API de la mezcla.
- Comparativamente, los métodos de dilución y calentamiento son métodos efectivos de reducción de viscosidad, lo cual permite el transporte del fluido a través de la tubería. Sin embargo, el método de dilución presenta ventajas tales como una reducción importante en el grado API del fluido, así como un incremento en la capacidad de flujo.

7 INTEGRIDAD DE LOS SISTEMAS

Usualmente, los operadores de oleoductos emplean técnicas para monitorear y mantener la integridad de sus sistemas de oleoductos para proteger la comunidad y el medio ambiente de pérdidas accidentales de hidrocarburos. Una forma de hacer esto es realizando una rutina de inspecciones periódicas y mediciones de los componentes y parámetros del sistema. Ejemplos de estas rutinas incluyen inspecciones aéreas dos veces por semana, conocidas como derechos de vía (*rights of way*), verificaciones anuales del funcionamiento de válvulas de bloqueo e inspecciones una cada cinco años de oleoductos que pasan a través de ríos²⁷.

En este capítulo se hace una breve descripción de los aspectos que se deben tener en cuenta para mantener la integridad de un oleoducto y se dan los parámetros mínimos de calidad del crudo para su transporte.

Para la programación de evaluaciones de integridad, la mayoría de operadores usan modelos de evaluación de riesgos para identificar los segmentos del oleoducto que pueden estar en riesgo de alguna forma por la deterioración dependiente del tiempo o la exposición al desarrollo e invasión a lo largo del paso de la tubería. En la mayoría de los casos, los modelos son usados en el rango de segmentos en orden descendente de riesgo de tal forma que las inspecciones y las acciones correctivas pueden ser aplicadas primero donde la necesidad es mayor.

El estándar API 1160, Administración para la Integridad de los Sistemas de Oleoductos de Líquidos Peligrosos (*Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*), suministra una guía para las inspecciones de integridad de oleoductos, la realización de evaluaciones de riesgo, planeación y realización de inspecciones y pruebas, implementado acciones correctivas y de mitigación y medición del desempeño.

7.1 ASPECTOS OPERATIVOS PARA MANTENER LA INTEGRIDAD

- Análisis hidráulico de las líneas de tubería, evaluando la caída de presión y fracción de volumen de líquidos (*hold-up*), estimación y administración de inventarios líquidos.
- Integridad Mecánica de sistemas de producción.
- Evaluación del impacto de fenómenos como corrosión interna y golpe de ariete.
- Prevención de bloqueos por tapones de hidratos, ceras parafínicas, asfáltenos, incrustaciones y acumulación de arena y sedimentos.

²⁷ KIEFNER, John F. *Oil Pipelines Characteristics and Risk Factors: Illustrations from Decade of Construction. A report for American Petroleum Institute's Pipeline Committee.* 2001.

- Comportamiento de fase y reología incluyendo propiedades de fluidos y caracterización de emulsiones.
- Medición de gas, líquidos, gas húmedo, y flujo multifásico.
- Inventario de líquidos en sistemas de gas y condensados.
- Condensación retrograda.
- Pérdidas de calor.
- Diseño de elementos aislantes de la tubería para conservación de calor durante el transporte de crudo pesado.
- Comportamiento térmico de las tuberías incluyendo aislamientos y sistemas de calentamiento.
- Análisis de aspectos operativos durante arranque, paro y consecuencias de baches de líquidos generados sobre el equipo de proceso.
- Sistemas de producción en aguas profundas y ultra profundas
- Información adicional

7.2 VALORES MÍNIMOS DE CALIDAD

Los valores mínimos de calidad que debe cumplir el Crudo entregado para poder ser aceptado para su transporte en el Oleoducto son:

Cuadro 10. Parámetros para el transporte

PARÁMETRO DE PRUEBA	VALOR DE PARÁMETRO	ESTÁNDAR DE PRUEBA
Sedimento y agua o partículas	No exceder de 0.5% en volumen	Sedimentos – ASTM D473 Agua – Karl Fisher
API a 60°F	Superior a Veinticuatro (24) grados API pero inferior a cincuenta (50) grados API	D1298
Viscosidad a la Temperatura de referencia	Superior a 21 cSt a 30°C	ASTM D445 o D446
Presión de vapor	No exceder 11 lb/pulgada cuadrada. Reid Vapor Pressure	ASTM D323
Temperatura de Recibo	No exceder 120°F	
Contenido de Sal	20 PTB	ASTM D 3230
Punto de Fluidéz	No mayor a 12°C	ASTM D 93

Fuente: Parámetros para el transporte. [En línea] 03 de mayo de 2015. [Citado el 03 de mayo de 2015]. Disponible en web: <http://www.bicentenario.com.co>.

En la tabla que aparece a continuación aparecen los valores mínimos de calidad que debe cumplir el crudo transportado a través de oleoductos para la venta.

Cuadro 11. Parámetros para la venta

PARÁMETRO DE PRUEBA	VALOR DE PARÁMETRO	ESTÁNDAR DE PRUEBA
Sedimento y agua o partículas	No exceder de 0.5% en volumen	Sedimentos – ASTM D473 Agua – Karl Fisher
API a 60°F	Superior a dieciocho (18) grados API pero inferior a cincuenta (50) grados API	D1298
Viscosidad a la Temperatura de referencia	Inferior a 300 cSt a 30°C	ASTM D445 o D446
Presión de vapor	No exceder 11 lb/pulgada cuadrada. Reid Vapor Pressure	ASTM D323
Temperatura de Recibo	No exceder 120°F	
Contenido de Sal	20 PTB	ASTM D 3230
Punto de Fluidez	No mayor a 12°C	ASTM D 93

Fuente: Tomado del Manual del transportador del OAM

8 CONCLUSIONES

- Las dos variables más importantes y que influyen en mayor medida en el transporte de crudos pesados son la viscosidad del fluido y la fricción en la tubería; valores altos de estas variables dan como resultado altas caídas de presión a lo largo de la tubería. Por lo anterior, los métodos de transporte que se han desarrollado en la industria petrolera se enfocan en la reducción de estas dos variables mediante diferentes procesos (dilución, calentamiento, emulsiones agua crudo, flujo anular y mejoramiento en sitio), con el objetivo de aumentar la capacidad de transporte del oleoducto. Para definir el método de transporte se debe evaluar la alternativa más económica que reduzca los valores de viscosidad y fricción, que conlleven a tener diámetros de tubería menores, disminuyendo así la inversión de las facilidades de transporte.
- Entre las variables internas más importantes para el diseño de oleoductos se encuentran la viscosidad, la gravedad específica, la presión de vapor, el punto de fluidez y la compresibilidad; las cuales son propiedades específicas del fluido. Para el cálculo hidráulico se debe tener en cuenta la velocidad de deformación y la rugosidad de la tubería. Existen otras variables adicionales que deben tenerse en cuenta en el momento de transportar el crudo, ya que el crudo debe tener ciertas características especiales para ser transportado, algunas de estas variables son: el contenido de sales, BSW, presión de vapor, punto de fluidez. Todas estas variables son dependientes de la caracterización del crudo y de la configuración del oleoducto.
- Se identificaron algunas variables que afectan la caída de presión a lo largo del trayecto a través del oleoducto, entre las cuales se tienen: (1) diámetro, a menores diámetros de tubería se presentan mayores caídas de presión debido al aumento de la fricción, (2) temperatura del crudo, la cual debe mantenerse estable de tal manera que no se presente flujo bifásico; a medida que aumenta la relación gas-líquido, mayor es la caída de presión, y el valor de la velocidad de la mezcla, por lo que las pérdidas de presión por fricción son mayores y (3) viscosidad, a mayor valor de viscosidad, mayor es la resistencia a fluir, aumentando el valor de las pérdidas de energía a lo largo de la tubería.
- En el diseño de oleoductos, se debe controlar la velocidad de transporte del crudo a lo largo del oleoducto. A velocidades muy altas se originan golpes de ariete, los cuales pueden provocar roturas en las tuberías, aumentando la velocidad de erosión de la tubería, la cual favorece la presencia de puntos de

corrosión. Y a bajas velocidades se presenta formación de depósitos que provocan obstrucciones al paso del fluido.

- A partir de los resultados obtenidos se observa que el transporte de crudos bajo el método convencional no es viable, ya que se tienen altas caídas de presión debido a la fricción; y finalmente no se logra transportar el crudo pesado a lo largo de la tubería.
- Se confirma que el método por inyección de diluyente es el método más efectivo para la reducción de viscosidad y con el cual se obtuvo en el modelamiento la menor caída de presión a lo largo del oleoducto.
- Con el método de transporte por calentamiento se presentan principalmente cambios en los valores de viscosidad y presión del fluido, dado que estas dos variables son las más dependientes de la temperatura. En el caso de la viscosidad, ésta es altamente sensible a los cambios de temperatura para la mayoría de los fluidos. Con el modelamiento se corroboró la eficacia de este método al obtenerse una reducción significativa de la viscosidad acompañada con un cambio también significativo en la presión del fluido.
- Existen variables adicionales que se deben tener en cuenta en el momento de la implementación del método de calentamiento. La temperatura debe controlarse de tal forma que no cambie la fase del crudo transportado, lo cual implicaría daños en los equipos y tuberías instalados posteriormente, presentándose daños adicionales al aislamiento de la tubería, por presencia de gases.
- Aunque el calentamiento es un método bastante efectivo para la reducción de la viscosidad, es el método más costoso de implementar, dado que se incrementan los costos operacionales del oleoducto, ya que no solo se debe hacer inversión en los equipos empleados para el calentamiento sino también para el aislamiento de las tuberías.
- La adecuada selección de los equipos de bombeo es un factor importante para el buen funcionamiento de los métodos de transporte, dado que permite que la operación sea más económica en términos energéticos y el oleoducto opere de manera eficiente.

- Comparativamente la reducción de viscosidad obtenida para el crudo estudiado, por los sistemas de calentamiento y dilución es significativa, por lo cual desde el punto de vista de proceso, cualquiera de los dos procesos es efectivo y puede ser empleado, aunque para se logró una reducción mayor por el método de inyección de diluyente. Desde el punto de vista económico, los dos sistemas deben ser evaluados, analizando principalmente variables como diámetro de tuberías, costo de equipos de bombeo, costo de equipos de calentamiento y aislamiento de tuberías, disponibilidad de diluyentes en sitio y disponibilidad de energía eléctrica en sitio.

RECOMENDACIONES

A continuación se muestran las siguientes recomendaciones que se obtuvieron luego del análisis de los resultados de los casos estudio:

- Para la realización de cualquier cálculo hidráulico asistido con un software de modelamiento, es importante contar con una adecuada caracterización de los fluidos, de esta manera se logra un modelo lo más aproximado a la realidad.
- Luego de la evaluación hidráulica de los diferentes métodos de transporte, para la toma de decisiones es necesario realizar un análisis económico, en donde se evalúe no sólo los costos iniciales de infraestructura relacionados con la construcción del oleoducto, de sus facilidades y estaciones de bombeo, sino que adicionalmente se deben tener en cuenta los costos asociados con el método de transporte a implementar y los costos asociados con la operación de los sistemas a lo largo de la vida útil del proyecto.
- Aunque se modelaron los métodos de transporte más eficientes para reducción de la viscosidad, que son calentamiento y dilución, para un crudo pesado en particular, es conveniente realizar modelamientos con otros métodos de transporte para así evaluar las ventajas de un método sobre otro y así para poder realizar un análisis más detallado de las variables de diseño para el transporte de crudos pesados.
- Para el caso modelado de dilución es recomendable realizar otros modelamientos con otros diluyentes diferentes a la Nafta para realizar un análisis más completo de la influencia del tipo de diluyente en el transporte de crudos pesados.

BIBLIOGRAFÍA

ALAIN-YVES Huc. *Heavy Crude Oils: from Geology to Upgrading: An overview*. Francia. Editions Technip. 2011. 480 p.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other Liquids ASME Code for Pressure Piping*. ASME B31.4. Estados Unidos. 2006. 86 p.

ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. *Surface Production Operations. Design of Oil Handling Systems and Facilities*. Segunda Edición. Houston, TX. Gulf Publishing Company. 1999. Volume 1.

ASPEN PLUS User Guide. Vol. 1, Release 9, Aspen Technology, Inc., Cambridge, MA. 1995.

BENSAKHRIA, A., Peysson, Y. y ANTONINI, G. *Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport*. En *Oil & Gas Science and Technology*. Vol. 59, No. 5. 2004. p 523-533.

BINTI K. Siti N. *Formulation a dual effect natural drag reduction agent. Thesis submitted of the degree of Master of Engineering in Chemical*. Malasya. University Malasya Pahang. 2012.

C.R. Westway & A.W. Loomis, *Cameron Hydraulic Data, A handy reference on the subject of hydraulics and steam. Sixteenth Edition*. United States of America Ingersoll Rand Company. 1984.

CRANE. *Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías*. Primera Edición, México. Editorial McGRAW-HILL, 1992.

DARBY, Ron. *Chemical Engineering Fluid Mechanics. Second Edition*. Estados Unidos de América. 2001.

DOMÍNGUEZ, J.C. Transporte de crudo pesado a través de oleoducto. Evaluación de diferentes tecnologías. En *Ingeniería Química* No. 465. p 54-65.

ENGINEERING DATA BOOK. 12^a Edición. Tulsa Oklahoma. *Gas Processors Suppliers Association*. 2004.

GONZÁLEZ, Yris Kenelma. Caracterización de las Corrientes del Reactor del Proceso de Hidrotratamiento de Gasóleo para su Aplicación a un Nuevo Modelo Cinético Predictivo. Trabajo de Tesis Doctoral. Ingeniero Químico. 2008. 183 p.

Gráfica de Moody. [En línea] 10 de Marzo de 2015. [Citado el 10 de Marzo de 2015]. Disponible en web: <http://mecanicafluidosfcquach.blogspot.com/>

GUERRERO, Adriana Lucía. Mejoramiento (Upgrading) de Crudos Pesados y Extrapesados por Inyección de Vapor Sobrecalentado y Catalizadores en Oleoductos (Tubería). Trabajo de Monografía Ingeniero Químico. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería Química. 2007. 95 p.

HART, Abarasi. *A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. A review paper*. En *Production Engineering*. 22 de Octubre de 2013. p 327-336.

HESKETH, Robert P. *Introduction to HYSYS Simulation. Piping Calculations. Chemical Engineering, Rowan University* (Revised 5/02/2002). 14 p.

KIEFNER, John F y TRENCH, Cheryl J. *Oil Pipelines Characteristics and Risk Factors: Illustrations from Decade of Construction. A report for American Petroleum Institute's Pipeline Committee*. 2001.

Manual Básico Aspen HYSYS®. Aspentech. 113 p.

MAXWELL, J. B. *Data Book on hydrocarbons: Application to process engineering*. Malabar, Florida. Robert E. Krieger Publishing Company. 1977.

MEJÍA, Kenneth E. Diseño de un Oleoducto Secundario desde un Campo Petrolero hasta la Estación de Recolección y Bombeo. Tesis de Grado. Ingeniero de Petróleos. 1986, 82 p.

MOTT, Robert L. Mecánica de fluidos. Sexta edición. México. Pearson. 2006.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA). Fire Protection Guide to Hazardous Materials. NFPA No. HAZ01. Estados Unidos. 2002.

NORSOK STANDARD. Design principles. Materials selection. M-001. Rev. 3. Norway. Norwegian Technology Centre (NTS). Diciembre 1994. 35 p.

Parámetros para el transporte. [En línea] 03 de mayo de 2015. [Citado el 03 de mayo de 2015]. Disponible en web: <http://www.bicentenario.com.co>.

PALOU, Martinez Rafael. *Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review.* En *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 26 de Noviembre de 2010. p 274-282.

RAMIREZ, Oscar Eduardo. Evaluación de parámetros de diseño y operacionales en el transporte de hidrocarburos líquidos a través de oleoductos bajo tierra. Trabajo de Monografía Especialista en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2011. 88 p.

RODRÍGUEZ B. Thaismar Y. Evaluación del Sistema de Enfriamiento de Crudo y Gas de los Módulos de Producción VI y VII de la Estación Principal Jusepín 2 (Epj-2), Estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. 2013. 205 p.

SANIERE, A., HEANUT, I. and ARGILLIER, J.F. *Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge.* En *Oil & Gas Science and Technology.* Vol. 59, No. 5. 2004. p 455-466.

SANTOS, R.G., LOH, A.C. and TREVISAN, O.V. *An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods.* En *Brazilian Journal of Chemical Engineering.* Vol. 31.No.09. Julio-Septiembre 2014. p 571-590.

SHAMES, Irving H. *Mecánica de Fluidos*. Tercera Edición. Santafé de Bogotá. McGraw Hill. 1995, 829 p.

SPEIGHT, James G. *Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands*. Única edición. Estados Unidos. *Gulf Publishing Company*. 2009.

TARIFA, E., ERDMANN, E., HUMANA, D., FRANCO, S., MERCADO, F.L. Determinación de la curva de destilación flash para cortes de petróleo utilizando simuladores comerciales. En *Revista Ingeniería e Investigación*. No. 1. Vol 28. Abril de 2008. p 50-56.

Technical Data Book – *Petroleum Refining*. Sexta edición. American Petroleum Institute. Washington, D.C., 1997.

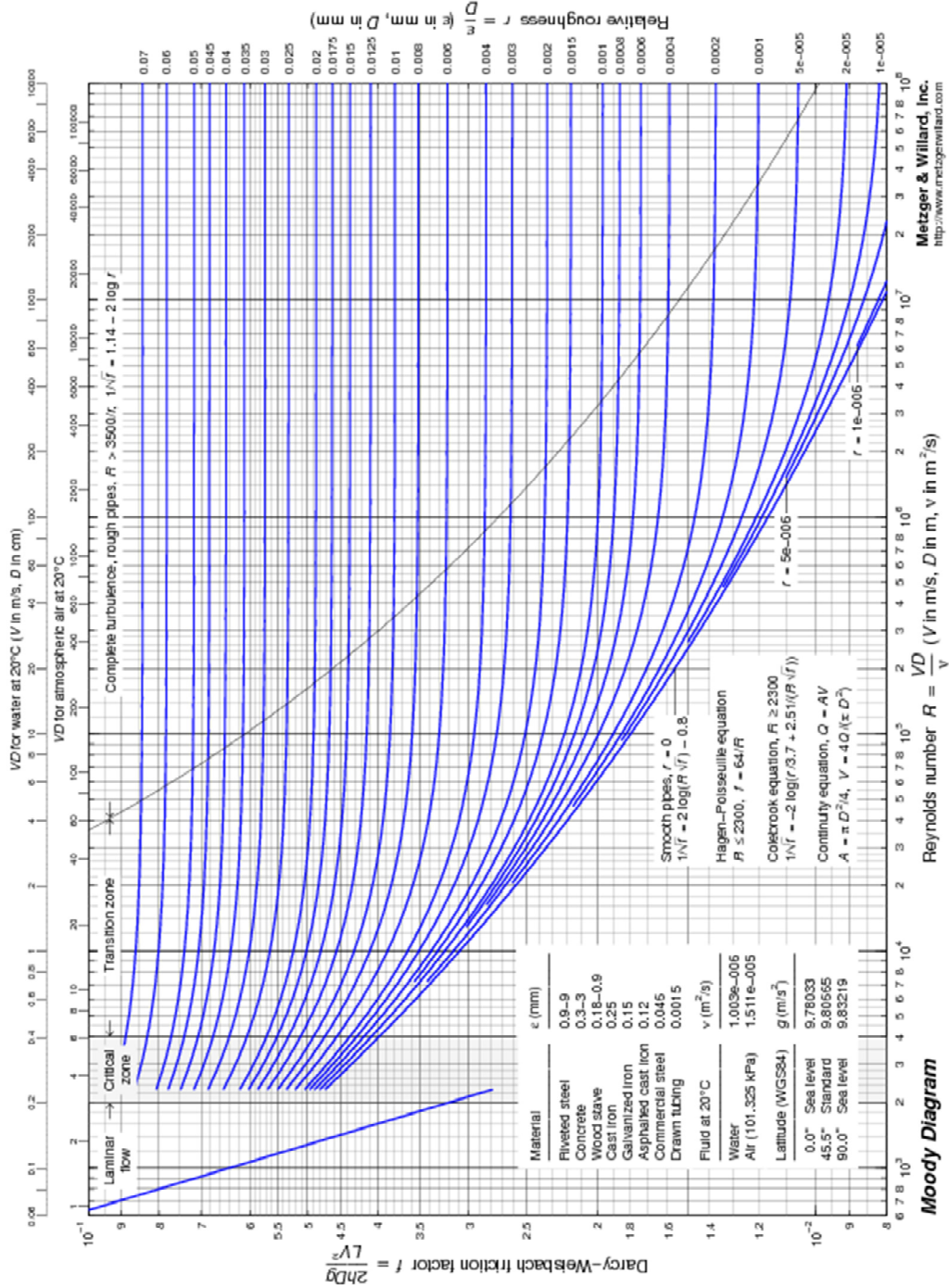
Tipos de petróleo crudo según grado API (petróleo liviano, mediano y pesado). [En línea] 01 de Abril de 2015. [Citado el 01 de Abril de 2015]. Disponible en web: <http://www.venelogia.com/archivos/9589/>

VEGA, Luis Enrique. Alternativa Metodológica para el Cálculo Térmico de Oleoductos. En: *Revista Holguín*. Año XV, julio-septiembre de 2009. 10 p.

YAGHI, BASMA M. & AL-BEMANI, ALI. *Heavy Crude Oil Viscosity Reduction For Pipeline Transportation*. En *Energy sources*. 2002, p 93-102.

ANEXOS

ANEXO A. Gráfica de Moody²⁸



ANEXO B. Parámetros para la ecuación 5.6 para diferentes soluciones poliméricas

Polymer	Conc. (mg/kg)	Dia. (cm)	k_1	k_2 (s^{-k_1})	Reference			
Guar gum (Jaguar A-20-D)	20	1.27	0.05	0.009	Wang (1972)			
	50		0.06	0.014				
	200		0.07	0.022				
	500		0.10	0.029				
	1000		0.16	0.028				
Guar gum	30		0.05	0.008				
	60		0.06	0.010				
	240		0.08	0.016				
	480		0.11	0.018				
Polyacrylamide Separan AP-30, fresh	100	0.176–	0.093	0.0342	Darby and Pivsa-Art (1991)			
	250	1.021	0.095	0.0293				
	500		0.105	0.0244				
	Separan AP-30, degraded	100		0.088		0.0431		
		250		0.095		0.0360		
AP-273	10	1.090	0.12	0.0420	White and Gordon (1975)			
	10	0.945	0.21	0.0074				
PAM E198	280			0.0078	Virk and Baher (1970)			
	300		2.0, 3.0	0.40		0.0050		
PAA	700		0.53	0.0049	Hoffmann (1978)			
	ET-597		125	0.69,		0.47	0.00037	Astarita et al. (1969)
			250	1,1 2.05		0.39	0.0013	
500		0.30	0.0061					
Hydroxyethyl cellulose (OP-100M)	100	2.54	0.10	0.0074	Wang (1972)			
	200		0.16	0.0072				
	500		0.24	0.0068				
	1000		0.35	0.0063				
(HEC)	2860	4.8, 1.1, 2.05	0.02	0.0310	Savins (1969)			
Polyethylene oxide WSR 301	10	5.08	0.22	0.017	Goren and Norbury (1967)			
	20		0.21	0.016				
	50		0.19	0.014				
W205	10	0.945	0.31	0.0022	Virk and Baher (1970)			
	105		0.26	0.0080				
Xanthan gum (Rhodopol 23)	1000	0.52	0.02	0.046	Bewersdorff (1988)			