



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO
FACULTAD DE CIENCIAS**

ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA

**“SIMULACIÓN DINÁMICA Y ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE OPERACIÓN EN LAS
LÍNEAS DE PRODUCCIÓN DE REPSOL NPF, BLOQUE 16”**

**TESIS DE GRADO PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO**

**PRESENTADO POR:
EDISON DANILO MASABANDA MEDINA**

**TUTOR:
ING. MARIO GUSTAVO VILLACRÉS ALVAREZ**

RIOBAMBA-ECUADOR

2014

AGRADECIMIENTO

Mis más sinceros agradecimientos al Ing. Leandro Martínez de Repsol, por la colaboración incondicional durante desarrollo del proyecto y su amistad brindada durante este tiempo.

Al Ing. Amílcar Ponce por la iniciativa del proyecto y al departamento de Ingeniería & Instalaciones de Superficie de Repsol por la acogida del personal que lo conforma.

Agradezco también a Víctor Martínez de SCHLUMBERGER por ser mi guía sobre las aplicaciones del software OLGA® y por brindarme su tiempo cuando surgía cualquier inconveniente.

Al Ing. Mario Villacrés tutor de tesis, al Dr. Gerardo León asesor de mi tesis por impartir su conocimientos e impulsar el desarrollo de los estudiantes hacia la aplicación de nuevas tecnologías.

Edison Masabanda

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a Dios por darme la vida y permitirme estar junto a mi familia, ya que han sido el pilar fundamental de las cosas y retos emprendidos.

A mi padre Germán Masabanda quien con su ejemplo y sacrificio ha estado en los buenos y malos momentos brindándome su apoyo y confianza.

A mi madre Soledad Medina por su sacrificio que día a día realiza por el bien del hogar con infinita paciencia y cariño.

A mi hermano Juan Carlos por su amistad, confianza y comprensión en los momentos más difíciles que tuvimos que atravesarlos juntos durante mi instancia en la universidad.

Gracias por su apoyo...

Edison Masabanda

NOMBRE

FIRMA

FECHA

Ing. César Ávalos

.....

.....

DECANO DE LA FAC. CIENCIAS

Ing. Mario Villacrés

.....

.....

DIRECTOR DE LA ESC. ING. QUÍMICA

Ing. Mario Villacrés

.....

.....

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Gerardo León

.....

.....

ASESOR DE TESIS

Ing. Eduardo Tenelanda

.....

.....

COORDINADOR SIS-BIB. ESPOCH.

HOJA DE RESPONSABILIDAD

Yo, Edison Danilo Masabanda Medina, soy responsable de las ideas y resultados expuestos en esta Tesis de Grado; y el patrimonio intelectual de la Tesis de Grado pertenece a la **“ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO”**

Edison M.

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

P	Presión
Pc	Presión crítica
Pr	Presión relativa
T	Temperatura
Tc	Temperatura crítica
Tr	Temperatura relativa
t	tiempo
z	Coordenada cartesiana
A	Área de la sección transversal del tubo
U	Velocidad
g	Gas
l	Líquido
o	Hidrocarburo
w	Agua
d	Gotas
Gsf	Fuente de masa
Dr	Fuerza de arrastre
PVT	Análisis en función de su presión, volumen y temperatura para determinar las propiedades físicas de los fluidos de un yacimiento
Sg	Perímetro mojado de gas
Ur	Velocidad relativa

U_{od}	Velocidad de caída de las gotas
e	Energía interna por unidad de masa
H_s	Entalpía de las fuentes de masa
Q	Energía transferida por las paredes de la tubería
h	Intervalo de profundidad
E	Espesor del material que recubre la tubería
D	Diámetro de la tubería
Y	Elevación
teq	Espesor equivalente del material que define la transferencia de calor
ρ	Densidad
α	Fracción de volumen de la fase gas
β	Fracción de volumen de la líquido continuo
γ	Fracción de volumen de las gotas
ω	Factor acéntrico
Ψ_g	Razón de transferencia de masa entre las fases
Ψ_e	Razón de arrastre
Ψ_d	Razón de depositación
λ	Coefficiente de fricción

Tabla de Contenidos

Pp:

ÍNDICE DE ABREVIATURAS	
INDICE DE TABLAS	
INDICE DE FIGURAS	
TABLA DE ECUACIONES	
INDICE DE ANEXOS	
RESUMEN.....	i
SUMARY.....	ii
INTRODUCCIÓN.....	iii
ANTECEDENTES.....	iv
OBJETIVOS.....	vi
CAPITULO I.....	28
1. MARCO TEÓRICO.....	28
1.1. DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 16	28
1.1.1. <i>Facilidades Disponibles en el Bloque 16.</i>	28
1.2. LINEAS DE PRODUCCION Y TRANSPORTE SIMULADAS.	30
1.2.1. <i>Línea de fluido multifásico Tivacuno-NPF.</i>	31
1.2.2. <i>Oleoducto NPF – Pompeya – Shushufindi.</i>	34
1.2.3. <i>Equipos del Sistema de Transferencia de Crudo desde NPF a Shushufindi.</i>	34
1.3. SIMULACIÓN DEL FLUJO DE FLUIDOS.	37
1.3.1. <i>Introducción.</i>	37
1.3.2. <i>Reseña histórica de la simulación del flujo de fluidos.</i>	38
1.3.3. <i>Definición de la simulación del flujo de fluidos.</i>	39
1.3.4. <i>Aplicaciones de la simulación del flujo de fluidos.</i>	39
1.3.5. <i>Importancia de la simulación del flujo de fluidos.</i>	40
1.3.6. <i>Desventajas de la simulación del flujo de fluidos.</i>	40
1.3.7. <i>Tipos de flujo de hidrocarburos.</i>	41
1.3.8. <i>Correlaciones utilizadas para flujo monofásico.</i>	42
1.3.9. <i>Correlaciones utilizadas para flujo multifásico.</i>	48
1.3.10. <i>Principales simuladores utilizados para el flujo de fluidos.</i>	61
1.4. SIMULACION DEL FLUJO DE FLUIDOS CON EL SOFTWARE OLGA®.	62
1.4.1. <i>Descripción.</i>	62
1.4.2. <i>Características relevantes sobre OLGA®.</i>	63
1.4.3. <i>Ecuaciones aplicadas en el modelo extendido para fluido multifásico en OLGA®. ..</i>	63
1.4.4. <i>Cálculos térmicos utilizando el software OLGA®.</i>	70
1.4.5. <i>Principales Variables Manejadas en OLGA®.</i>	71
1.4.6. <i>Régimen de Flujo para Tuberías Horizontales y Verticales.</i>	72
1.4.7. <i>Etapas para la desarrollo del modelo de simulación en OLGA®.</i>	74

1.5.	CARACTERIZACIÓN DE FLUÍDOS	81
1.5.1.	<i>Modelos informáticos en la caracterización de hidrocarburos.</i>	83
1.5.2.	<i>Ecuaciones de Estado Involucradas.</i>	85
1.5.3.	<i>Ecuaciones para el Comportamiento de Fluidos Densos.</i>	85
1.5.4.	<i>Ecuaciones de Estado para Mezclas Multicomponentes.</i>	88
1.5.5.	<i>Etapas para caracterización de fluidos en PVTsim.</i>	88
1.5.6.	<i>Etapas para caracterización de fluidos en Hysys.</i>	91
1.6.	SISTEMA DE CONTROL SCADA.....	92
1.6.1.	<i>Forma de transmisión de información del sistema SCADA.</i>	92
1.6.2.	<i>Elementos del sistema de comunicación.</i>	93
1.6.3.	<i>Ventajas de un software SCADA (29).</i>	93
1.6.4.	<i>Funciones principales del sistema SCADA.</i>	94
1.6.5.	<i>Componentes del hardware.</i>	94
CAPITULO II.....		96
2. PARTE EXPERIMENTAL		96
2.1.	METODOLOGÍA.....	96
2.1.1.	<i>Reconocimiento del lugar.</i>	97
2.1.2.	<i>Recopilación de información.</i>	97
2.1.3.	<i>Análisis de información.</i>	99
2.1.4.	<i>Caracterización de los fluidos.</i>	99
2.1.5.	<i>Desarrollo de modelos de simulación en OLGA®.</i>	101
2.1.6.	<i>Calibración de los modelos de simulación.</i>	103
2.1.7.	<i>Verificación y validación de los modelos de simulación.</i>	103
2.1.8.	<i>Análisis de escenarios de producción.</i>	103
2.1.9.	<i>Métodos.</i>	104
2.1.10.	<i>Técnicas.</i>	105
2.2.	DATOS EXPERIMENTALES.....	106
2.2.1.	<i>Análisis Físico Químico del Crudo de SPF.</i>	106
2.2.2.	<i>Análisis Físico Químico del Crudo NPF.</i>	107
2.2.3.	<i>Análisis Físico Químico de fluidos de la Planta Topping.</i>	108
2.2.4.	<i>Análisis PVT del fluido de Tivacuno.</i>	110
CAPITULO III.....		113
3. DESARROLLO DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN DINAMICA.		113
3.1.	MODELO DE SIMULACION PARA LA LINEA TIVACUNO-NPF.....	113
3.1.1.	<i>Definiciones generales para el desarrollo del modelo.</i>	113
3.1.2.	<i>Caracterización del fluido de Tivacuno.</i>	114
3.1.3.	<i>Desarrollo del modelo de simulación Tivacuno-NPF en OLGA®.</i>	118
3.2.	MODELO DE SIMULACION PARA EL OLEODUCTO NPF-SHUSHUFINDI.	126
3.2.1.	<i>Definiciones generales para el desarrollo del modelo.</i>	126
3.2.2.	<i>Caracterización del crudo del oleoducto NPF-SHUSHUFINDI.</i>	127
3.2.3.	<i>Desarrollo del modelo de simulación NPF-SSFD en OLGA®.</i>	135

CAPITULO IV	144
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE ESCENARIOS.	144
4.1. RESULTADOS DEL CASO BASE DE LA LÍNEA TIVACUNO-NPF	144
4.1.1. <i>Análisis del caso base de la línea Tivacuno-NPF.....</i>	147
4.2. RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS DE LA LINEA TIVACUNO-NPF	149
4.2.1. <i>Escenario 1: Envío de pig desde Tivacuno a NPF.....</i>	149
4.2.2. <i>Escenario 2: Parada de la fuente de gas de Tivacuno.</i>	151
4.3. RESULTADOS DEL CASO BASE DEL OLEODUCTO NPF-SSFD.....	153
4.3.1. <i>Análisis del caso base del oleoducto NPF-SSFD.....</i>	155
4.4. RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS DEL OLEODUCTO NPF-SSFD.....	156
4.4.1. <i>Escenario 1: Paro de producción del oleoducto NPF-SSFD.....</i>	156
4.4.2. <i>Análisis del escenario 1 del oleoducto NPF-SSFD.</i>	159
4.4.3. <i>Escenario 2: Reinicio de operación del oleoducto NPF-SSFD.....</i>	160
4.4.4. <i>Escenario 3: Encendido y apagado las bombas de Pompeya.....</i>	163
CONCLUSIONES.	167
RECOMENDACIONES.....	170
BIBLIOGRAFIA.....	172

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Características de la línea Tivacuno - NPF	31
Tabla 2 Lista de equipos del sistema de transferencia de Tivacuno.	32
Tabla 3 Características del oleoducto NPF-SSFD.....	34
Tabla 4 Lista de equipos del sistema de transferencia de crudo de NPF a SSFD.....	35
Tabla 5 Ejemplo de especies definidas en la caracterización de fluidos.....	82
Tabla 6 Normas Técnicas	105
Tabla 7 Curva TBP del crudo de SPF.....	106
Tabla 8 Características físico químicas del crudo de SPF.	107
Tabla 9 Características del crudo de NPF.	107
Tabla 10 Curva TBP del crudo de NPF.....	108
Tabla 11 Características físico químicas del diesel de la planta topping.	108
Tabla 12 Características físico químicas del residuo de la planta topping.	109
Tabla 13 Características físico químicas de la nafta de la planta topping.....	109
Tabla 14 Análisis PVT disponibles de las arenas productoras de Tivacuno.	110
Tabla 15 Análisis composicional del reservorio Tivacuno A1T.....	111
Tabla 16 Propiedades físico químicas del C7+.....	111
Tabla 17 Condiciones de operación de la línea Tivacuno-NPF.....	113
Tabla 18 Composición del fluido Tivacuno	115
Tabla 19 Propiedades del fluido de Tivacuno a 14.7psia y 60°F.....	116
Tabla 20 Especificaciones para generación de tablas de propiedades de Tivacuno.	117
Tabla 21 Comparación del perfil real y simplificado de Tivacuno –NPF.	120
Tabla 22 Especificaciones ambientales para la transferencia de calor.	121
Tabla 23 Propiedades de los materiales.....	121
Tabla 24 Distribución del espesor equivalente para cada material	123
Tabla 25 Componentes del modelo de simulación de Tivacuno en OLGA®.	124
Tabla 26 Comparación de los datos de operación para la línea Tivacuno-NPF	126
Tabla 27 Condiciones de operación del oleoducto NPF-SSFD.....	126
Tabla 28 Propiedades físico químicas calculadas por Hysys para crudo bombeado por el oleoducto NPF-SSFD.	132
Tabla 29 Composición del crudo bombeado por el oleoducto NPF-SSFD.....	133
Tabla 30 Propiedades del crudo del oleoducto NPF-SSFD a 14.7psia y 60°F.	134
Tabla 31 Especificaciones para generación de tablas de propiedades para el crudo bombeado por el oleoducto NPF-SSFD.....	135
Tabla 32 Comparación del perfil real y simplificado del oleoducto NPF-SSFD.....	137
Tabla 33 Especificaciones ambientales para la transferencia de calor.	138
Tabla 34 Distribución del espesor equivalente para cada material	140
Tabla 35 Componentes del modelo de simulación de Tivacuno en OLGA®.	141
Tabla 36 Comparación de los datos de operación para el oleoducto NPF-SSFD.	142

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación geográfica del bloque 16.....	28
Figura 2 Facilidades de Producción Sur.....	29
Figura 3 Facilidades de Producción Norte.....	30
Figura 4 Esquema de las líneas del bloque a simular en OLGA®.....	31
Figura 5 Diagrama del sistema de transferencia de Tivacuno a NPF.....	33
Figura 6 Equipos del sistema de transferencia de crudo desde NPF a Shushufindi.....	36
Figura 7 Capas de la pared de la tubería.....	71
Figura 8 Régimen de flujo en tuberías horizontales.....	72
Figura 9 Régimen de flujo en tuberías horizontales.....	73
Figura 10 Tubería dividida en PIPES.....	75
Figura 11 PIPES dividido en SECTIONS.....	75
Figura 12 Representación general del proceso de filtrado.....	76
Figura 13 Ejemplo de las paredes que rodean una tubería enterrada.....	77
Figura 14 Ejemplo de tubería enterrada.....	78
Figura 15 Flujo de material en una frontera de presión.....	80
Figura 16 Esquema básico del sistema de adquisición, supervisión y control.....	92
Figura 17 Etapas para el desarrollo de modelos de simulación.....	96
Figura 18 Algoritmo para caracterización de fluidos.....	100
Figura 19 Algoritmo para creación de modelos de simulación en OLGA®.....	102
Figura 20 Opciones para la caracterización de fluidos en PVTsim.....	116
Figura 21 Perfil real de la línea de producción Tivacuno a NPF.....	118
Figura 22 Representación general del proceso de filtrado.....	119
Figura 23 Perfil real y simplificado de Tivacuno-NPF.....	119
Figura 24 Perfil discretizado línea de producción Tivacuno –NPF.....	120
Figura 25 Modelo para la línea de producción de Tivacuno a NPF en OLGA®.....	124
Figura 26 Corrientes que ingresan al tanque de almacenamiento de crudo de NPF.....	128
Figura 27 Propiedades físico químicas de la nafta ingresadas en Hysys.....	129
Figura 28 Propiedades físico químicas del diesel ingresadas en Hysys.....	129
Figura 29 Curva TBP del diesel ingresado en Hysys.....	130
Figura 30 Propiedades físico químicas del residuo ingresadas en Hysys.....	130
Figura 31 Propiedades físico químicas crudo SPF ingresadas en Hysys.....	131
Figura 32 Curva TBP del crudo de SPF ingresadas en Hysys.....	131
Figura 33 Propiedades físico químicas del crudo NPF ingresadas en Hysys.....	132
Figura 34 Perfil real del oleoducto NPF-Shshufindi.....	136
Figura 35 Perfil original y simplificado del oleoducto NPF-SSFD.....	136
Figura 36 Perfil discretizado oleoducto NPF-SSFD.....	137
Figura 37 Modelo para el oleoducto NPF-SSFD en OLGA®.....	140
Figura 38 Perfil de presión para la línea Tivacuno-NPF a condiciones estables.....	144
Figura 39 Perfil de temperatura para la línea Tivacuno-NPF a condiciones estables.....	145
Figura 40 Perfil de caudal de líquido para línea Tivacuno-NPF a condiciones estables.....	145
Figura 41 Perfil de caudal de gas para la línea Tivacuno-NPF a condiciones estables.....	146
Figura 42 Perfiles de caudales para la línea de Tivacuno-NPF a condiciones estables.....	146
Figura 43 Regímenes de flujo presentes en la línea Tivacuno-NPF.....	147
Figura 44 Velocidad del pig de Tivacuno a NPF.....	149
Figura 45 Posición del pig con respecto al tiempo.....	150
Figura 46 Perfil de presión sin alimentación de flujo de gas.....	151

<i>Figura 47 Perfil de caudales sin alimentación de gas.....</i>	<i>152</i>
<i>Figura 48 Perfil de presión para el oleoducto NPF-SSFD a condiciones estables.</i>	<i>153</i>
<i>Figura 49 Perfil de temperatura para el oleoducto NPF-SSFD a condiciones estables.</i>	<i>154</i>
<i>Figura 50 Perfil de caudal de crudo para el oleoducto NPF-SSFD a condiciones estables.....</i>	<i>154</i>
<i>Figura 51 Régimen de flujo presente en el oleoducto NPF-SSFD.</i>	<i>155</i>
<i>Figura 52 Perfiles de presión para el paro de producción del oleoducto.....</i>	<i>157</i>
<i>Figura 53 Perfiles de temperatura para el paro de producción del oleoducto.</i>	<i>158</i>
<i>Figura 54 Tendencias de caudal de entrada para el reinicio de producción del oleoducto.....</i>	<i>161</i>
<i>Figura 55 Tendencias de caudal en SSFD para el reinicio de producción del oleoducto.</i>	<i>162</i>
<i>Figura 56 Perfil de presión durante el encendido de la bomba en Pompeya.</i>	<i>164</i>
<i>Figura 57 Tendencia del caudal en Shushufindi durante el encendido y apagado de la bomba en Pompeya.</i>	<i>165</i>

TABLAS DE ECUACIONES

Nº ECUACIÓN	ECUACIÓN	NOMBRE DE LA ECUACIÓN
Ecuación 1	$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial L} = 0$	Ecuación para la conservación de masa
Ecuación 2	$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial L} = -\frac{\partial p}{\partial L} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta$	Ecuación para la conservación de momentum
Ecuación 3	$\frac{p_1}{\gamma_1} + \frac{v_1^2}{2g} + z_1 = \frac{p}{\gamma_1} + \frac{v_2^2}{2g} + z_2 + \sum h_f + \sum h_f - h_m$	Ecuación para la conservación de energía.
Ecuación 4	$EGL = \frac{P}{\gamma} + \frac{V^2}{2g} + z$	Gradiente de energía de la línea
Ecuación 5	$HGL = \frac{P}{\gamma} + z$	Gradiente hidráulico de la línea
Ecuación 6	$f = \frac{64}{Re}$	Correlación de Moody para flujo laminar
Ecuación 7	$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left[\left(\frac{2\varepsilon}{d} \right) + \left(\frac{18.7}{Re \sqrt{f}} \right) \right]$	Correlación de Moody para flujo turbulento
Ecuación 8	$\frac{1}{\sqrt{0.25f}} = 4 \log_{10} \left(\frac{3.7 d}{\varepsilon} \right)$	Correlación de AGA para flujo turbulento.
Ecuación 9	$\frac{1}{\sqrt{0.25f}} = 4 \log_{10} \left(\frac{Re}{\sqrt{0.25f}} \right) - 0.6$	Correlación de AGA para flujo transitorio
Ecuación 10	$\frac{1}{\sqrt{0.25f}} = 6.872 Re^{0.07305}$	Correlación de Panhandle A.
Ecuación 11	$\frac{1}{\sqrt{0.25f}} = 16.49 Re^{0.01961}$	Correlación de Panhandle B.
Ecuación 12	$f = \frac{1}{192} \left(\frac{150}{v_m} \right)^{0.15} d^{-0.17}$	Correlación de Hazen Williams.
Ecuación 13	$0.25f = \frac{1}{\sqrt[3]{0.00272 d}}$	Correlación de Weymouth

Ecuación 14	$\frac{dP}{dz} = \frac{f_m \rho_l U_{sl} U_m}{2g_c D_i} + \rho_m \frac{g}{g_c} \sin(\beta)$	Correlación de Duns y Ros para flujo tapón y burbuja
Ecuación 15	$\frac{dP}{dz_{tot}} = \frac{L_m - N_{gv}}{L_m - L_s} \left(\frac{dP}{dz_{tapon}} \right) + \frac{N_{gv} - L_m}{L_m - L_s} \left(\frac{dp}{dz_{mist}} \right)$	Correlación de Duns y Ros para transición de flujo
Ecuación 16	$\frac{dP}{dz_{tot}} = 1,0792 \times 10^{-4} \cdot f \cdot \frac{\rho_l U_{sl}^2}{D_i} + \frac{g \rho_l}{144 g_c} \sin(\beta)$	Correlación de Hagedorn & Brown para flujo monofásico.
Ecuación 17	$\frac{dP}{dz_{tot}} = \frac{1}{144} \left(\rho_m \frac{g}{g_c} \sin \beta + f \frac{\rho_l U_{sl}^2}{2g_c D_i H_l^2} \right)$	Correlación de Hagedorn & Brown para flujo bifásico.
Ecuación 18	$\frac{dP}{dz_f} = f \frac{\rho_l U_m^2}{2g_c D_i} \cdot \left(\frac{U_{sl} + U_b}{U_m + U_b} + \delta \right)$	Correlación de Orkiszewski.
Ecuación 19	$\frac{dP}{dz} = \frac{g \sin \theta [\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)] + \frac{f_{tp} \rho_m U_m^2}{2D_i}}{1 - \frac{[\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)] U_m U_{sg}}{P}}$	Correlación de Beggs y Brill original.
Ecuación 20	$\frac{dP}{dL} = \frac{f \frac{\rho_s U_m^2}{2D} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k}$	Correlación de Mukherjee y Brill para flujo burbujeante y slug.
Ecuación 21	$\frac{dP}{dL} = \frac{f \frac{\rho_n U_m^2}{2D} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k}$	Correlación de M-B para flujo anular.
Ecuación 22	$A \frac{dP}{dL} = -\tau_{wg} \frac{P_g}{A_g} - \rho_g g \sin \theta$	Correlación de M-B para flujo estratificado
Ecuación 23	$\frac{dP}{dz_f} = \frac{f \rho_m U_m^2}{2g_c D_i}$	Correlación de Govier , Aziz y Fogarasi para flujo burbuja
Ecuación 24	$\frac{dP}{dz} = \frac{f \rho_l H_l U_m^2}{2g_c D_i}$	Correlación de G-A para flujo tapón.
Ecuación 25	$\frac{dP}{dz_{tot}} = \frac{N_3 - N_x}{N_3 - N_2} \frac{dP}{dz_{slug}} + \left(1 - \frac{N_3 - N_x}{N_3 - N_2} \right) \frac{dP}{dz_{mist}}$	Correlación de G-A para transición de flujo.

Ecuación 26	$\frac{dP}{dz_{sl}} = \frac{f_{sl}\rho_l U_{sl}^2}{2D_i}$	Correlación de Ansari para transición entre flujo burbuja y tapón.
Ecuación 27	$\frac{dP}{dz} = \rho_m g \sin(\beta)$	Correlación de Ansari para flujo burbuja y burbuja dispersa.
Ecuación 28	$\frac{dP}{dz_e} = [(1 - Rel)\rho_{ils} + Rel\beta]g \sin(\beta)$	Correlación de Ansari para el flujo tapón
Ecuación 29	$\frac{dP}{dz_f} = \frac{2G_{tot}^2 f_f}{D_i \rho_{tot}} \alpha(\lambda) \varphi$	Correlación de AGA y Flanigan.
Ecuación 30	$\frac{dP}{dz} = f \frac{G_{tot}^2}{2D_{ef} \rho_m}$	Correlación de Oliemans.
Ecuación 31	$\frac{d}{dt}(\alpha \rho_g) = -\frac{1}{A} \frac{d}{dz} [A \alpha \rho_g U_g] + \psi_g + G_{sg}$	Ecuación de conservación de masa para la fase de gas.
Ecuación 32	$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\beta_o \rho_o) = & -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A \beta_o \rho_o U_o] \\ & - \psi_{g,o} \frac{\beta_o}{\beta_o + \gamma_o} - \psi_{e,o} \\ & + \psi_{d,o} + G_{sl,o} \end{aligned}$	Ecuación de conservación de masa para la fase de líquido continuo de hidrocarburo.
Ecuación 33	$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\beta_w \rho_w) = & -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A \beta_w \rho_w U_w] \\ & - \psi_{g,w} \frac{\beta_w}{\beta_w + \gamma_w} - \psi_{e,w} \\ & + \psi_{d,w} + G_{sl,w} \end{aligned}$	Ecuación de conservación de masa para la fase de agua continua.
Ecuación 34	$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\gamma_o \rho_o) = & -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A \gamma_o \rho_o U_d] - \psi_{g,o} \frac{\gamma_o}{\beta_o + \gamma_o} \\ & - \psi_{e,o} + \psi_{d,o} + G_{sd,o} \end{aligned}$	Ecuación de conservación de masa para la fase de líquido de hidrocarburo
Ecuación 35	$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\gamma_w \rho_w) = & -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A \gamma_w \rho_w U_d] \\ & - \psi_{g,w} \frac{\gamma_w}{\beta_w + \gamma_w} + \psi_{e,w} \\ & - \gamma_{d,w} + G_{sd,w} \end{aligned}$	Ecuación de conservación de masa para la fase de gotas de agua.

<p>Ecuación 36</p>	$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha p_g U_g) = -$ $\alpha \left[\frac{\partial p}{\partial z} \right] - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A \alpha p_g U_g^2]$ $- \lambda_g \frac{1}{2} p_g U_g U_g \frac{S_g}{4A}$ $- \lambda \frac{1}{2} p_g U_r U_r \frac{S_1}{4A}$ $+ g \alpha p_g \cos \varphi + \psi_g U_a$ $- Dr + G_{sg,B} U_{g,B}$	<p>Ecuación separada para la conservación de momento para el gas.</p>
<p>Ecuación 37</p>	$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma_o p_o + \gamma_w \rho_w) U_d$ $= -\gamma \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right)$ $- \frac{1}{A} \frac{\partial p}{\partial z} [A(\gamma_o \rho_o + \gamma_w \rho_w) U_d^2]$ $+ g(\gamma_o \rho_o + \lambda_w \rho_w) \cos \varphi$ $- \psi_g \frac{\gamma}{\beta + \gamma} U_a + \psi_{e,o} U_o$ $+ \psi_{e,w} U_w$ $- (\psi_{d,o} + \psi_{d,w}) U_d + Dr$ $+ G_{sd,B} U_{d,B}$	<p>Ecuación separada para la conservación de momento para gotas de líquido</p>
<p>Ecuación 38</p>	$\frac{\partial}{\partial t}(\beta_o \rho_o U_o + \beta_w \rho_w U_w)$ $= -\beta \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right)$ $- \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A(\beta_o \rho_o U_o^2 + \beta_w \rho_w U_w^2)]$ $- \lambda_{1/2} \rho_1 U_1 U_1 \frac{S_l}{4A}$ $+ \lambda_{1/2} \rho_g U_r U_r \frac{S_l}{4A}$ $+ g(\beta_o \rho_o + \beta_w \rho_w) \cos \varphi$ $- \psi_g \frac{\beta}{\beta + \gamma} U_a - \psi_e U_l$ $+ \psi_d + G_{l,B} U_{l,B}$	<p>Ecuación separada para la conservación de momento para líquido continuo</p>
<p>Ecuación 39</p>	$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha p_g U_g + (\gamma_o \rho_o + \gamma_w \rho_w) U_d)$ $- (\alpha + \gamma) \left[\frac{\partial p}{\partial z} \right]$ $- \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A \alpha p_g U_g^2 + A(\lambda_o \rho_o + \lambda_w \rho_w) U_d^2]$	<p>Ecuación de momento combinada para gas y gotas</p>

	$ \begin{aligned} & -\lambda_g \frac{1}{2} \rho_g U_g U_g \frac{S_g}{4A} - \lambda_1 \frac{1}{2} \rho_g U_r U_r \frac{S_1}{4A} \\ & + g[\alpha \rho_g + \gamma_o \rho_o \\ & + \gamma_w \rho_w] \cos \varphi \\ & + \psi_g \frac{\beta}{\beta + \gamma} U_a + \psi_{eo} U_o \\ & + \psi_{e.w} U_w \\ & - (\psi_{do} + \psi_{d.w}) U_d + G_{sg.B} \\ & + U_{g.B} + G_{sd.B} U_{d.B} \end{aligned} $	
Ecuación 40	$U_r = U_g - U_l$	Ecuación para la velocidad
Ecuación 41	$ \begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left[m_g \left(e_e + \frac{1}{2} U_g^2 + gY \right) \right. \\ & \quad + m_o \left[e_o + \frac{1}{2} U_o^2 + gY \right] \\ & \quad + m_w \left(e_w + \frac{1}{2} U_w^2 + gY \right) \left. \right] \\ & \quad + m_{do} \left(e_o + \frac{1}{2} U_d^2 + gY \right) \\ & \quad + m_{dw} \left[e_w + \frac{1}{2} U_d^2 + gY \right] \\ & = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} A \left[m_g U_g \left(h_g \right. \right. \\ & \quad + \frac{1}{2} U_g^2 + gY \left. \right) \\ & \quad + m_o U_o \left(h_o + \frac{1}{2} U_o^2 \right. \\ & \quad + gY \left. \right) \\ & \quad + m_w U_w \left(h_w + \frac{1}{2} U_w^2 \right. \\ & \quad + gY \left. \right) \\ & \quad + m_{ds} U_d \left(h_o + \frac{1}{2} U_d^2 \right. \\ & \quad + gY \left. \right) \\ & \quad + m_{d.w} U_d \left(h_w + \frac{1}{2} U_d^2 \right. \\ & \quad + gY \left. \right) \left. \right] + H_s + Q \end{aligned} $	Ecuaciones para la conservación de energía
Ecuación 42	$\rho C_p = \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \nabla^2 T + Q$	Conducción de calor a través de las paredes de la tubería.
Ecuación 43	$h = P + \frac{1}{2} D$	Intervalo de profundidad
Ecuación 44	$E = D \left[\left(\frac{2h}{D} \right) + \sqrt{\left(\frac{2h}{D} \right)^2 - 1} \right]$	Espesor del material tomando en cuenta el

		diámetro de la tubería
Ecuación 45	$t_{eq} = \frac{1}{2}(E - D)$	Espesor equivalente.
Ecuación 46	$Pr = P/P_c$	Ecuación de la Presión reducida
Ecuación 47	$Tr = T/T_c$	Ecuación de la Temperatura reducida.
Ecuación 48	$\omega = -\log\left(\frac{P_s}{P_c}\right)_{\alpha_{T_R=0.7}} - 1.0$	Ecuación de Pitzer.
Ecuación 49	$\left(P + \frac{a}{v^2}\right)(v - b) = RT$	Ecuación de Van Der Waals.
Ecuación 50	$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a \alpha}{V(v + b)}$	Ecuación de estado de SRK.
Ecuación 51	$\alpha = [1 + m(1 - T_R^{0.5})]^2$	Ecuación del componente puro de SRK.
Ecuación 52	$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2$	Ecuación del componente puro de SRK.
Ecuación 53	$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0$	Factor de compresibilidad de SRK
Ecuación 54	$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a \alpha}{v(v + b) + b(v - b)}$	Ecuación de estado de PR.
Ecuación 55	$\alpha = [1 + m(1 - T_R^{0.5})]^2$	Ecuación del componente puro de PR.
Ecuación 56	$m = 03464 + 15422\omega - 0.26992\omega^2$	Ecuación del componente puro de PR.
Ecuación 57	$z^3 - (1 - B)z^2 + (a - 2B - 3B^2)z - (AB - B^2 - B^3) = 0$	Factor de compresibilidad para PR.
Ecuación 58	$v^{cor} = v - c$	Volumen molar corregido.
Ecuación 59	$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{(v + c)(v + b + 2c)}$	Ecuación de SRK con corrección de Peneloux.
Ecuación 60	$c = c' + c''(T - 288.15)$	Constante de SRK y

		Peneloux.
Ecuación 61	$c' = 0.40768 \frac{RT_c}{P_c} (0.29441 - Z_{RA})$	Constante de SRK y Peneloux.
Ecuación 62	$Z_{RA} = 0.29056 - 0.08775\omega$	Factor de compresibilidad de SRK y Peneloux.
Ecuación 63	$v = v_{SRK} - c$	Volumen molar de SRK
Ecuación 64	$b = b_{SRK} - b$	Constante de SRK
Ecuación 65	$\frac{P}{v - b} = \frac{a\alpha}{(v + c)(v + 2c + b) + (b + c)(v - b)}$	Ecuación de PR con corrección de Peneloux.
Ecuación 66	$c = c' + c''(T - 288.15)$	Constante de PR y Peneloux.
Ecuación 67	$c' = 0.50033 \frac{RT_c}{P_c} (0.25969 - Z_{RA})$	Constante de PR y Peneloux.
Ecuación 68	$a = \sum_{i=1}^N x_i x_j \sqrt{a_i a_j} (1 - K_{ij})$	Reglas de Mezclado de Van Der Waals
Ecuación 69	$b = \sum_{i=1}^N x_i b_i$	Constante de mezclado de Van Der Waals.

INDICE DE ANEXOS

ANEXO 1. MEDICION DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES BLOQUE 16	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
ANEXO 2. BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE TIVACUNO	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
ANEXO 3. TRAMPA LANZADORA DE HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
ANEXO 4. SISTEMA DE REBOMBEO EN POMPEYA	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
ANEXO 5. DESHIDRATAACION DE MUESTRAS DE CRUDO	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
ANEXO 6. EQUIPO DE MEDICION DE DENSIDAD API.....	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>

RESUMEN

El presente trabajo de Simulación Dinámica y Análisis de las variables de operación en las líneas de producción de Repsol NPF, Bloque 16 se realizó en la empresa petrolera Repsol-Ecuador encargada de la operación del Bloque 16 el cual se encuentra ubicado en la provincia de Orellana cerca del Parque Nacional Yasuní y la Reserva Étnica Waorani, con el objetivo de analizar el comportamiento hidráulico de las líneas de producción y transporte ante variaciones en las condiciones de operación en los modelos de simulación desarrollados.

Para el desarrollo del proyecto se recopiló información y datos de operación reportados en campo, así como también análisis PVT de las arenas productoras de cada campo y de las corrientes de fluidos hidrocarburos que entran y salen de las Facilidades de Producción Norte. Se definió las condiciones normales de operación de cada línea de producción simulada en base a presión, temperatura y caudal de operación. Como herramientas se utilizó el software Hysys y PVTsim para caracterizar los fluidos transportados en cada línea y conocer la composición de los mismos, así como también el software OLGA el mismo que facilitó la comprensión del comportamiento hidráulico de las líneas en un entorno casi real; una vez desarrollado los modelos de simulación en OLGA se analizó escenarios de producción como: el envío de herramientas de limpieza en ductos, paradas y arranques de producción y utilización de bombas en estaciones intermedias de rebombeo con el fin de predecir las probables pérdidas de producción al variar las condiciones de operación.

Los resultados que se obtuvieron para la presión, temperatura y caudal a través de los modelos de simulación mostraron un porcentaje de error menor al 10% entre los resultados obtenidos en la simulación y las condiciones reales de operación indicando la confiabilidad de los modelos desarrollados.

En base a los resultados obtenidos se llegó a la conclusión que utilizando el software OLGA se puede simular y analizar el comportamiento hidráulico de las líneas de producción y transporte de Repsol NPF en base a las principales variables de operación como presión, temperatura y caudal, por lo que, se recomienda que la empresa continúe desarrollando proyectos con modelos de simulación utilizando el software OLGA para el aseguramiento de flujo en tuberías y el análisis de escenarios futuros con el fin de evitar pérdidas de producción en las demás líneas de producción que se tienen en el Bloque 16.

SUMMARY

The following work of Dynamic Simulation and Analysis of the operative variables on the production lines of Repsol NPF, Block 16, was performed at the Oil company Repsol-Ecuador which is in charge of the operation of block 16, located at Orellana province close to Yasuní National Park and the Waorani Ethnic Reserve and aims to analyze the hydraulic behavior of the production and transport lines in variable operative conditions on developed simulation models.

For the development of this project, it was collect information ad operation data reported on field as well as PVT analysis of the producer sands on each field and the streams of hydrocarbon fluids which get in and out of the North Production Facilities. It was defined the normal operation conditions of each line production simulated based on pressure, temperature and operation caudal. Hysys and PVTsim software were the tools used to characterize the fluids carried in each line and to know the composition of them, as well as the OLGA software which eased the comprehension of the hydraulic behavior of the lines in a likely real environment; once OLGA simulation models were developed, they were analyzed the production scenarios such as; the delivery of cleaning tools in ducts, production stops and starts and use of pumps in intermediate re-pumping stations, aiming to predict possible production loss when operative conditions vary.

The results obtained for pressure, temperature and caudal through the simulation model showed a percentage lower to 10% between the results obtained in the simulation and the real operation conditions, proving this way the reliability of the developed models.

Based on the obtained results, it was concluded that by using the OLGA software, it is possible to simulate and analyze the hydraulic behavior in the production and transportation lines of Repsol NPF taking into account the main operation variables such as pressure, temperature, caudal, so, it is recommended to the company to continue developing projects with simulation models by using the OLGA software for the assurance of flow in pipes and the analysis of future scenarios, aiming to avoid production losses on the other production lines block 16 has.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, gracias al avance tecnológico en la computación, la simulación y el modelado de líneas y procesos industriales se han convertido en una herramienta indispensable para comprender la dinámica de los fluidos y realizar predicciones futuras del desempeño; ya sea en el yacimiento o en las líneas de producción de cada una de las facilidades. En las últimas décadas, muchos trabajos se han venido desarrollando entorno a técnicas numéricas y simulación las cuales permiten modelar características físicas y geométricas de las líneas para el transporte de fluidos.

En general, el modelamiento del movimiento de los fluidos (agua, petróleo, gas) implica resolver un sistema de ecuaciones derivadas, ecuaciones de estado cúbicas; las cuales son modificadas y acopladas dentro de un software simulador para predecir correctamente el comportamiento de los fluidos.

En la actualidad existen herramientas de simulación tales como el software OLGA® de la compañía SPT Group el cual considerado una herramienta elite en simulación dinámica de fluido multifásico en líneas de producción y transporte, junto a PVTsim; el cual es un software caracterizador de fluidos, mediante el que se determinan las propiedades de un fluido a partir de tablas pre-calculadas en función de la Presión y Temperatura.

El presente trabajo plantea la simulación dinámica utilizando software OLGA® como herramienta para el análisis de las variables de operación en las líneas de producción y transporte de NPF (Facilidades de Producción Norte) de la empresa petrolera Repsol-Ecuador, la cual se encuentra operando el Bloque 16 ubicado en la provincia de Orellana.

Para lo cual se tomará en cuenta las líneas comprendidas en el tramo Tivacuno-NPF y NPF-Shushufindi y se creara modelos de simulación los cuales permitan analizar diferentes escenarios de producción y transporte según las condiciones de operación que se presentan en el campo.

ANTECEDENTES

En la provincia de Orellana, se encuentra ubicado el Bloque 16 y Área Tivacuno operada por la empresa petrolera Repsol-Ecuador, en la zona norte de operación se encuentra la estación NPF o Facilidades de Producción Norte, en la que se han venido presentando inconvenientes relacionados con la perdidas de flujo en las líneas de transporte de fluidos debido a las condiciones de operación que se manejan en el campo.

La empresa Repsol-Ecuador ha adquirido herramientas tales como el Software OLGA® de la compañía SPT Group y algunos módulos de PVTsim; los cuales en conjunto permiten modelar el comportamiento de los fluidos en las líneas de producción durante su transporte, dichas herramientas se basan en la interacción de las principales variables de operación que se manejan, por lo que será de suma importancia la información de campo a ser usada para las simulaciones, debiendo mencionarse que mientras más información acertada se disponga, mejores predicciones podrán realizarse.

Los escenarios de simulación dan un reflejo de los escenarios reales, lo que ayuda a recrear escenarios futuros de producción en los que se deba implementar o realizar modificaciones en las redes según sea el caso.

Los resultados que se obtienen en una simulación son imprescindibles al momento de tomar una decisión de ingeniería para resolver o mejorar un sistema, por lo cual se deberá revisar paso a paso todo el proceso de simulación, validación y análisis de resultados para que puedan ser usados con mucha confiabilidad en la toma de decisiones.

OBJETIVOS

Objetivo General

Simular dinámicamente y analizar las variables de operación en las líneas de producción de Repsol NPF, Bloque 16.

Objetivos Específicos

- Recopilar análisis PVT de laboratorio del fluido de las diferentes arenas productoras y generar una base de datos de propiedades.
- Caracterizar los fluidos utilizando el software PVTsim para la generación de tablas de propiedades las cuales servirán de base para la simulación en el software OLGA®.
- Definir las condiciones normales de operación de las líneas transporte Tivacuno-NPF; NPF-Shushufindi.
- Construir el modelo de simulación para las líneas de producción y transporte en el software OLGA®.
- Verificar y validar los modelos construidos mediante la realización de simulaciones dinámicas en estado estacionario y transitorio para escenarios de producción presentados en la operación del campo.
- Analizar el comportamiento hidráulico de las líneas de transporte para diferentes escenarios de producción en función de sus variables de operación.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

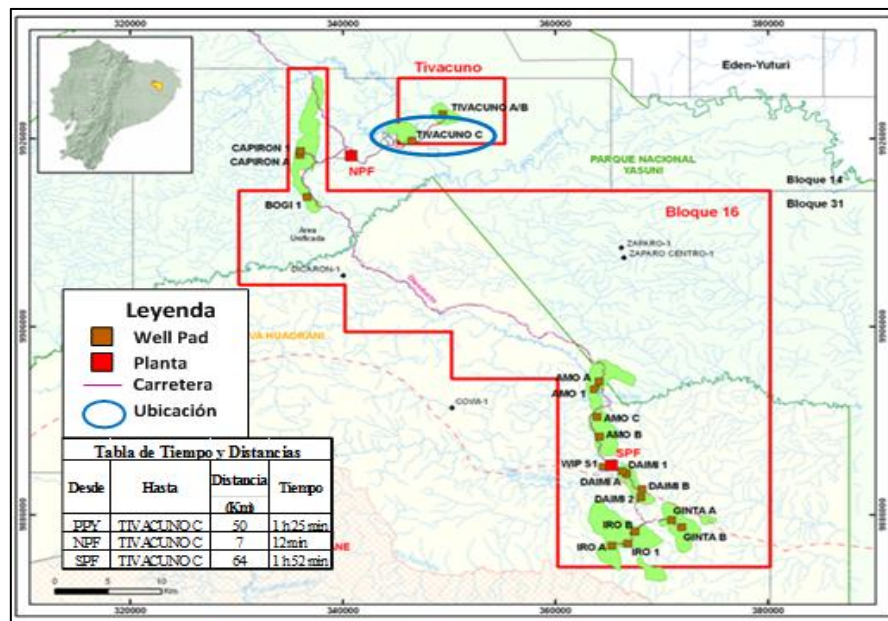
CAPITULO I

1. MARCO TEÓRICO.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 16

El bloque 16 y Tivacuno se encuentra ubicado en la provincia de Orellana, con una extensión de 131802.56 hectáreas para el bloque 16 y 7000 hectáreas para el bloque Tivacuno, ocupando parte del Parque Nacional Yasuní y de la reserva étnica Waorani. El territorio del bloque 16 se encuentra en la jurisdicción político-administrativa de la parroquia Cononaco del cantón Aguarico, y de la parroquia Dayuma del cantón Francisco de Orellana.

Figura 1 Ubicación geográfica del bloque 16.



Fuente: Repsol.

1.1.1. Facilidades Disponibles en el Bloque 16.

En la actualidad el Repsol dispone de dos facilidades; Facilidades de Producción Sur y Facilidades de Producción Norte, cada una de las facilidades existentes ubicadas y construidas bajo control y recomendación de los estudios geológicos-geotécnicos.

Las facilidades tienen un tipo de pavimento diferente a la carretera, constituido por geoweb, cuyas características principales son; una capa de geotextil tejido sobre la subrasante, las celdas de geoweb con arena, aproximadamente 12 cm y una capa de material granular de 15 cm.

1.1.1.1. SPF (Facilidades de Producción Sur)

En SPF se procesa el crudo proveniente de las distintas locaciones de producción con las que cuenta la parte sur de Repsol para la extracción del crudo de los campos Amo, Daimi, Iro, Ginta.

Figura 2 Facilidades de Producción Sur.



Fuente: Repsol.

Tiene una capacidad instalada para procesar 56.000 BOPD y 800.000 BWPD, que provienen de los pozos perforados en los campos antes mencionados.

1.1.1.2. NPF (Facilidades de Producción Norte)

En NPF se procesa el crudo proveniente de las distintas locaciones de producción con las que cuenta la parte norte de Repsol, para la extracción del crudo del campo Tivacuno y el campo unificado Bogi-Capirón.

Figura 3 Facilidades de Producción Norte.



Fuente: Repsol.

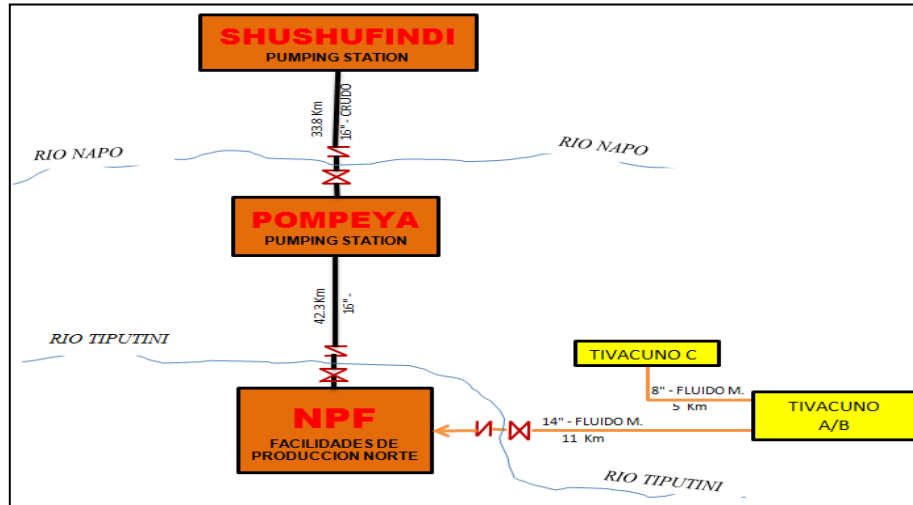
Tiene una capacidad instalada para procesar 38.000 BOPD y 220.000 BWPD, que provienen de los pozos perforados en los campos mencionados anteriormente.

Además en NPF está ubicada la Planta Topping la cual tiene capacidad para procesar 8500 BOPD de 16.5°API, produciendo 1700 BBL/D de diesel y 6600 BRPD de 9.0 °API promedio. La nafta y el residuo obtenido se devuelven a los tanques de almacenamiento de crudo y el gas producido se utiliza para el consumo propio de la planta y el remanente se envía hacia el sistema de generación.

1.2. LINEAS DE PRODUCCION Y TRANSPORTE SIMULADAS.

En el alcance de este proyecto se tomó en cuenta la línea de producción y transporte comprendida desde Tivacuno a NPF, para fluido multifásico; y el oleoducto desde NPF a Shushufindi, para crudo como fluido monofásico.

Figura 4 Esquema de las líneas del bloque a simular en OLGA®.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Repsol.

1.2.1. Línea de fluido multifásico Tivacuno-NPF.

El campo Tivacuno está formando parte del consorcio petrolero bloque 16, tiene un área de 7000 hectáreas y está constituida por los Well Pads de Tivacuno A/B y Tivacuno C. El Well Pad de Tivacuno A/B se encuentra a 11 Km de NPF, con un área de 0.049 km² y el de Tivacuno C se encuentra a 7 Km de NPF, con un área de 0 019 Km².

El fluido proveniente de cada pozo a través de su respectiva línea de flujo de 4", entran al múltiple de producción a unas condiciones en el cabezal del pozo de 200 °F y 380 a 500 psig.

Tabla 1 Características de la línea Tivacuno - NPF

Servicio	Fluido, Gas, Agua
Diámetro Nominal (in)	14
Espesor (in)	0.25
Longitud (Km)	13.1
Material API	5L x-60
Recubrimiento Externo	3LPP
Recubrimiento Interno	N/A

Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Repsol.

El corte de agua aproximado de este fluido está entre 92 y 98% BS&W, la relación gas – petróleo (GOR) es de 100 scf/sbls y el contenido de arena promedio es menor al 1%.

Una vez recolectada la producción en la plataforma, se envía a través de una línea de 14" hacia la estación NPF y las condiciones de bombeo por esta línea son de 200 °F y 370 a 490 psig.

1.2.1.1. Equipos del Sistema de Transferencia de Tivacuno a NPF.

El sistema de transferencia de fluido multifásico desde Tivacuno a NPF cuenta con los siguientes equipos:

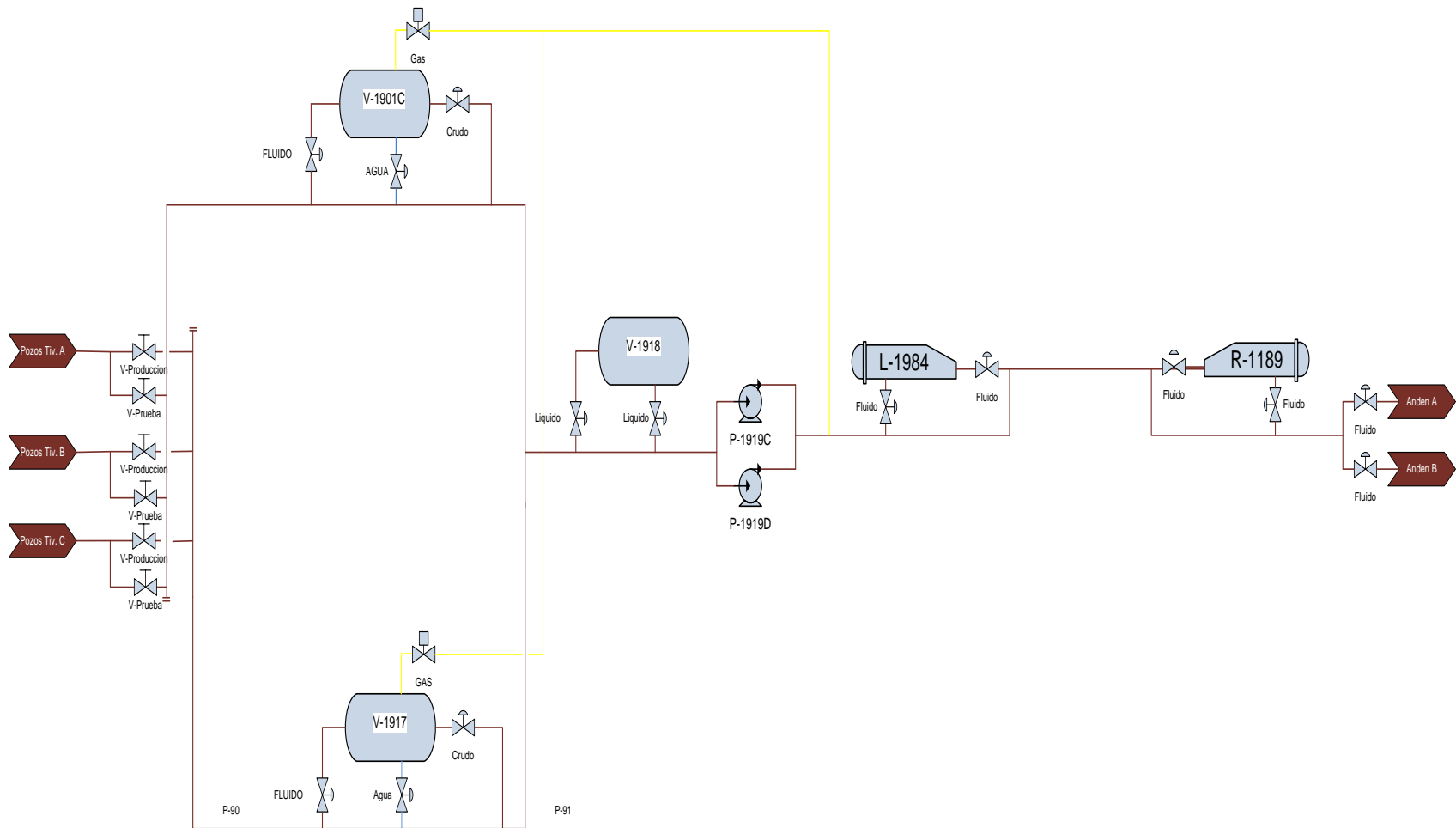
Tabla 2 Lista de equipos del sistema de transferencia de Tivacuno.

ITEM	IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	FLUIDO A MANEJAR	CAPACIDAD	CONDICIONES DISEÑO					DIMENSIONES		
					TEMP. (°F)	CABEZA (ft)	MATERIAL	POTENCIA (Hp)	PRESION (psig)	L ft	D in	H ft
1	P-1919 A/B	BOMBAS DE TRANSFERENCIA	Crudo, agua, gas	1940 GPM	180	441	Hierro	350	185	-	-	-
2	P-1919 C/D	BOMBAS DE TRANSFERENCIA	Crudo, agua, gas	2500 GPM	200	970	Hierro	900	420	-	-	-
3	L-1984	LANZADOR HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA	Crudo, agua, gas	-	250	-	C.S.	-	665	14	18	-
4	R-1189	RECIBIDOR HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA	Crudo, agua, gas	-	200	-	C.S.	-	675	14	18	-

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Repsol.

Figura 5 Diagrama del sistema de transferencia de Tivacuno a NPF.



Elaborado por: Edison Masabanda.

1.2.2. Oleoducto NPF – Pompeya – Shushufindi.

El oleoducto entre NPF-Pompeya-Shushufindi tiene las siguientes características:

Tabla 3 Características del oleoducto NPF-SSFD

Servicio	Crudo deshidratado
Diámetro Nominal (in)	16
Espesor (in)	0.37
Longitud (Km)	76.07
Material API	5L x-60
Recubrimiento Externo	3LPP
Recubrimiento Interno	N/A

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Repsol.

En el tramo de NPF a Shushufindi se tiene dos cruces de río bajo lecho, por lo que; por seguridad cuentan con válvulas SDV en sus extremos. El primer cruce se encuentra a la altura del río Tiputini en el Km 30 y el segundo cruce está ubicado en el río Napo en el Km 00.

Este tramo cuenta con la estación intermedia de bombeo en Pompeya para caudales superiores a 60.000 Bls, la cual se pone en marcha cuando la tubería de esta presurizada y se requiere mantener el flujo de bombeo en NPF.

1.2.3. Equipos del Sistema de Transferencia de Crudo desde NPF a Shushufindi.

El sistema de transferencia desde NPF hasta Shushufindi cuenta con los siguientes equipos:

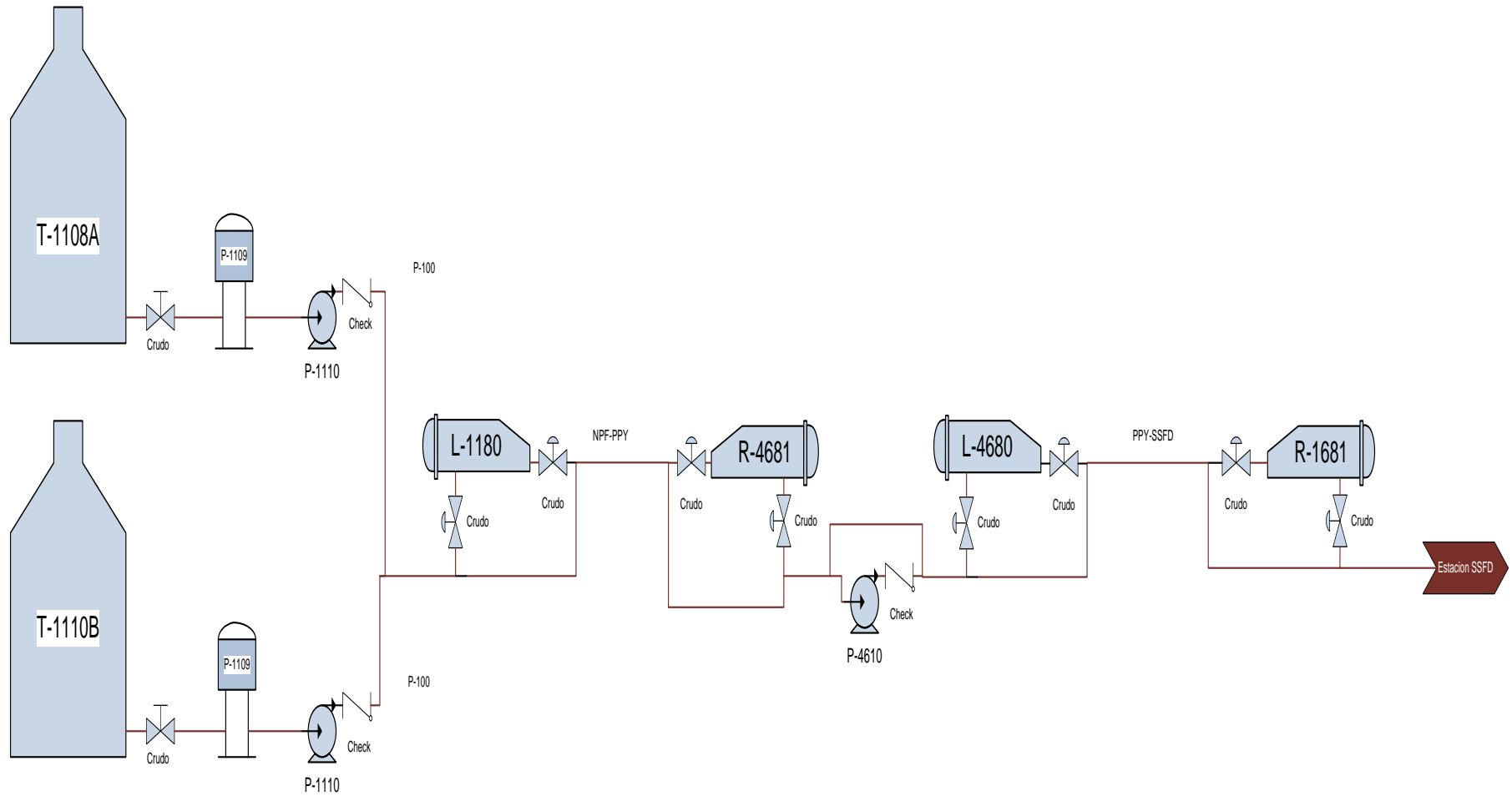
Tabla 4 Lista de equipos del sistema de transferencia de crudo de NPF a SSFD.

ITEM	IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO	DESCRIPCIÓN EQUIPO	FLUIDO A MANEJAR	CAPACIDAD	CONDICIONES DISEÑO					DIMENSIONES		
					TEMP. (°F)	CABEZA (ft)	MATERIAL	POTENCIA (Hp)	PRESION (psig)	L	D	H
1	T-1108 A/B	TANQUES DE CRUDO	Crudo	15000 BLS	250	-	C.S.	-	-	-	52 ft	40 ft
2	M-2122 A/B	AGITADOR	Crudo	310-1500 BLS	250	-	C.S.	15	-	-	-	-
3	P-1109 A/B/C	BOMBAS BOOSTER NPF	Crudo	430-515 GPM	230	232-208	Hierro Fundido	40	120	-	-	-
4	P-1109 D	BOMBA BOOSTER NPF	Crudo	1317 GPM	200	232	Hierro Fundido	125	680	-	-	-
5	P-1109 E	BOMBA BOOSTER NPF	Crudo	1550 GPM	200	233	Hierro Fundido	150	680	-	-	-
6	P-1110 A/B/C	BOMBAS DE TRANSFERENCIA NPF	Crudo	1430 GPM	200	2650	C.S.	1500	1200	-	-	-
7	P-1110 D/E	BOMBAS DE TRANSFERENCIA NPF	Crudo	1431 GPM	201	2651	C.S.	1500	1200	-	-	-
8	L-1180	LANZADOR DE HERRAMIENTAS NPF	Crudo	-	230	-	C.S.	-	1340	11 ft	20 in	-
9	R-4681	RECIBIDOR POMPEYA	Crudo	-	160	-	C.S.	-	1402	12 ft	20 in	-
10	P-4610 A/B	BOMBAS DE TRANSFERENCIA PPY	Crudo	1410	133	1545	C.S.	1500	650	-	-	-
11	P-4610 C/D	BOMBAS DE TRANSFERENCIA PPY	Crudo	550	134	1545	C.S.	450	650	-	-	-
12	L-4680	LANZADOR DE HERRAMIENTAS PPY	Crudo	-	160	-	C.S.	-	1436	11 ft	20 in	-
13	R-1681	RECIBIDOR DE HERRAMIENTAS SSFD	Crudo	-	160	-	C.S.	-	1402	12 ft	21 in	-

Elaborado por: Edison Masabanda

Fuente: Repsol.

Figura 6 Equipos del sistema de transferencia de crudo desde NPF a Shushufindi.



Elaborado por: Edison Masabanda.

1.3. SIMULACIÓN DEL FLUJO DE FLUÍDOS.

1.3.1. Introducción.

Para garantizar la capacidad de entrega del sistema de un punto en la línea de flujo a otro, la predicción exacta del comportamiento hidráulico en la línea de flujo es esencial.

Para el caso de los hidrocarburos desde el depósito hasta el usuario final, el flujo de hidrocarburos se ve afectado por el comportamiento térmico de transferencia de calor y cambio de fase del fluido en el sistema. Por lo que la simulación dinámica mediante el uso de modelos matemáticos desarrollados en software, es el método de análisis hidráulico más apropiado debido a que es complicado predecir el comportamiento de un sistema de transporte de fluidos en el cual se tiene diferentes fases fluidas¹.

La simulación del flujo de hidrocarburos es un proceso de análisis de ingeniería para el desarrollo de directrices de diseño o para el aseguramiento de flujo durante la operación mediante el control de la deposición de sólidos, tales como hidratos, ceras y asfaltenos en sistemas de producción y transporte.

La mayor parte del análisis en base a simulaciones del flujo de hidrocarburos se hace antes de realizar la ingeniería de las facilidades, pero eso no implica que no se pueda hacer durante la operación, mejor aún, si se tiene mayor información que permite una mejor calibración de los modelos y predecir escenarios futuros con menor incertidumbre.

Cada proyecto es diferente y los principales retos que se presentan durante el desarrollo de los proyectos de simulación del flujo de hidrocarburos son:

- La caracterización de los fluidos y establecer las propiedades representativas de cada fluido.

¹ HIMMELBLAU, D. 1997. Principios Básicos y Cálculos en Ingeniería Química, Pp. 2-63.

- El diseño del sistema y la filosofía de funcionamiento para cuestiones de garantía de flujo.

Por lo que en base a estos inconvenientes se debe establecer estrategias para el desarrollo del proyecto en etapas con el fin de ir analizando las actividades realizadas en cada etapa y evitar regresar a la etapa inicial, pues la eficiencia del modelo depende de la caracterización de los fluidos realizada en la etapa inicial.

1.3.2. Reseña histórica de la simulación del flujo de fluidos.

La simulación del flujo de fluidos nace a partir de la curiosidad y necesidad del ser humano por comprender el comportamiento de los fluidos ante los distintos fenómenos asociados a los fluidos que ocurren alrededor de nuestro entorno, pues el hombre buscaba la manera de plantear formulaciones para su estudio en base relaciones matemáticas, es así como personajes históricos han dado sus valiosas contribuciones para el desarrollo de la investigación en torno al comportamiento de los fluidos².

Empezando por Arquímedes que analizaba el comportamiento de los fluidos, como el agua; encontrando el principio del empuje hidrostático de un cuerpo sumergido en un fluido, pero fue Leonardo Da Vinci que en siglo XV realizó una gran contribución mediante la creación de la ecuación de continuidad o principio de conservación de masa.

Fue a finales del siglo XIX donde Claude-Luis Navier y George Stokes formularon teorías sobre la fricción interna de los fluidos en movimiento y derivaron la ecuación de Navier-Stokes que no es más que un conjunto de ecuaciones en derivadas parciales no lineales que describen el movimiento de un fluido, cuya solución ayudaría a conocer el valor de las variables de un fluido como velocidad, presión, temperatura, etc.

² TILTON, J. 2008. Perry's Chemical Engineers Handbook, Pp.4-56.

Pero en la actualidad no se tiene una solución general para este conjunto de ecuaciones, salvo para ciertos tipos de flujo y situaciones muy concretas, por lo que gracias al avance tecnológico y al desarrollo de las computadoras se puede determinar una solución aproximada.

1.3.3. Definición de la simulación del flujo de fluidos.

La simulación de flujo de fluidos es la técnica en la que mediante la representación de modelos de simulación permite inferir un comportamiento real de un fluido a partir de métodos numéricos y algoritmos para estudiar y analizar problemas que involucran fluidos en movimiento ³.

Una forma más clara de definir la simulación dinámica del flujo de fluidos es; el arte de reemplazar los sistemas de ecuaciones diferenciales parciales en un sistema algebraico de ecuaciones que puede ser resuelto usando un computador; y si bien esta técnica ha estado disponible desde hace mucho tiempo a partir de su descubrimiento, es en los últimos años donde alcanzado un fuerte desarrollo en la industria de petróleo y gas.

1.3.4. Aplicaciones de la simulación del flujo de fluidos.

La aplicación de esta técnica para el análisis del comportamiento de fluidos en la actualidad es muy amplia, teniendo los siguientes campos de aplicación⁴:

- En la industria del automóvil; para simular el comportamiento aerodinámico del coche.
- En la ingeniería medioambiental; en este ámbito se aborda son las dispersiones de contaminantes en diferentes entornos.
- En la industria agroalimentaria, para el procesado y envasado de alimentos, diseño de equipos.

³ **CONCEPTOS DE CFD.** http://mecanica.eafit.edu.co/~sorrego/IntroCFD_Mecapl.pdf,

⁴ **SIMULACIÓN DEL FLUJO DE FLUIDOS.** <http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/>

- En la industria naval, para determinar la velocidad de navegación de acuerdo a las corrientes de agua y aire.
- Incluso se ha empleado en situaciones biomédicas donde se ha simulado el flujo sanguíneo por las arterias.

1.3.5. Importancia de la simulación del flujo de fluidos.

La simulación cada vez se vuelve un instrumento necesario en cualquier área de trabajo, es por eso que se ha enmarcado su importancia en los siguientes ítems⁵:

- Es menos caro y más rápido que construir físicamente el sistema real.
- Permite una mejor visualización y animación en términos de las variables del fluido.
- Descubrir errores de diseño en el modelo en lugar de hacerlo en el sistema real.
- Instrumento de estimación y pronóstico.
- En base a resultados obtenidos de la simulación podemos tomar decisiones a tiempo.
- Estrategia de planeación
- La simulación proporciona un control sobre el tiempo, debido a que es un fenómeno que se puede acelerar o retardar según se desee.
- Puede evitar accidentes al predecir las respuestas de un sistema al modificar sus condiciones de operación.
- Ayuda al diseño del prototipo y soluciones rápidas, evitando costosos experimentos.

1.3.6. Desventajas de la simulación del flujo de fluidos.

Las desventajas de la simulación del flujo de fluidos en realidad son muy pocas, debido a que es una técnica aplicada en la ingeniería y presenta más fortalezas que debilidades, pero se debe mencionar que:

⁵ **SIMULACIÓN DEL FLUJO DE FLUIDOS.** <http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/>

- Los modelos desarrollados en cada simulador tienen un nivel de incertidumbre
- Requiere usuarios con amplia experiencia y formación especializada, ya que de esto depende la toma de decisiones.
- Requieren hardware y software con inversiones iniciales significativas.
- En algunos casos, el costo de la licencia del software es elevado.

1.3.7. Tipos de flujo de hidrocarburos.

Debido a que la mezcla compleja de compuestos de hidrocarburos puede existir como un líquido o un gas de una sola fase, o como una mezcla multifásico a determinadas condiciones de presión y temperatura; el flujo de fluidos en las líneas de producción y transporte se divide en tres categorías basadas en la condición de fase fluida, las cuales se indican a continuación⁶:

1.3.7.1. Flujo Monofásico.

Como ejemplo de flujo monofásico en el que el fluido se presenta en una sola fase se tiene las líneas de petróleo negro, gas seco, agua de inyección, servicios de inhibidores tales como metanol, glicol, etc.

1.3.7.2. Flujo Bifásico.

Como ejemplo de flujo bifásico en el que el fluido se presenta en dos fases se tiene las líneas de petróleo producido + gas.

1.3.7.3. Flujo Trifásico.

Como ejemplo de flujo trifásico en el que el fluido se presenta tres fases se tiene las líneas de producción de agua + aceite + gas.

⁶ **CLASIFICACIÓN DEL FLUJO**

<http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulosos/conceptosbasicosmfluidos.html>

En las líneas de flujo después de los equipos de separación crudo/gas generalmente el flujo de fluido hidrocarburo es monofásico, tal como líneas de flujo de transporte y líneas de flujo de exportación; mientras que en la mayoría de los casos, las líneas de flujo de producción de los reservorios tienen dos o tres fases de forma simultánea entonces el flujo de fluido es multifásico.

En un flujo de hidrocarburos, el agua debe ser considerada como una única fase líquida o combinación con aceites o condensados, ya que estos líquidos básicamente son insolubles uno en el otro. Si la cantidad de agua es lo suficientemente pequeño que tiene poco efecto en el rendimiento del flujo y puede ser aceptable suponer un fluido monofásico.

En los rangos de baja velocidad hay un considerable deslizamiento entre las fases de aceite y agua, lo que conduce a que el agua tienda acumularse en los puntos bajos del sistema produciendo altas acumulaciones de agua con un potencial de slugs de agua en la línea de flujo, así como también puede causar graves daños de corrosión.

1.3.8. Correlaciones utilizadas para flujo monofásico.

Para este tipo de flujo la base para el cálculo de los cambios de presión y temperatura con respecto a la distancia de la tubería son las ecuaciones de conservación de masa, momentum y energía⁷.

Para este tipo de flujo la ecuación para el gradiente de presión es posible desarrollarla para determinar el esfuerzo cortante de la pared demostrando la aplicabilidad de esta ecuación tanto para fluidos compresibles e incompresibles. Así como también para determinar los cambios de temperatura se puede desarrollar la ecuación del gradiente de

⁷ SHOHAM, O. TAITEL, Y. 1982. Flow Pattern Transition for Vertical Downward Two Phase Flow, Pp.120-155.

entalpía y obtener una ecuación aproximada que predice dichos cambios para flujo de fluidos en estado estable.

1.3.8.1. Ecuaciones de conservación.

1.3.8.1.1. Ecuación para la conservación de masa.

La conservación de la masa flujo significa que la masa que ingresa, menos la masa que sale de un volumen de control debe ser igual a la masa acumulada en el volumen de control⁸.

Para el volumen de control de un segmento de tubería de una sola dimensión, la ecuación de conservación de masa se puede escribir como:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial L} = 0$$

Ecuación 1

Dónde:

ρ : Densidad del fluido

v : Velocidad del fluido

t : tiempo

L : Longitud de la tubería.

Para un flujo estable no se produce la acumulación de masa, entonces la ecuación anterior se convierte en:

$\rho v = \text{constante}$

⁸ TILTON, J. 2008. Perry's Chemical Engineers Handbook, Pp.4-56.

1.3.8.1.2. Ecuación para la conservación de momentum.

Sobre la base de la segunda ley de Newton aplicada para el flujo de fluido en un segmento de tubería, la velocidad de cambio de impulso en el volumen de control es igual a la suma de todas las fuerzas en el fluido entonces la ecuación de conservación de momentum lineal para el segmento de tubo se puede expresar como⁹:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial L} = -\frac{\partial p}{\partial L} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

$\frac{\partial p}{\partial L}$: Gradiente de presión.

$\tau \frac{\pi d}{A}$: Fuerzas de la superficie.

$\rho g \sin \theta$: Fuerzas del cuerpo.

1.3.8.1.3. Ecuación para la conservación de energía.

La conservación de energía para el flujo de fluidos se representa por la ecuación de Bernoulli en la que se incluye la energía mecánica externa aplicada desde un dispositivo, como una bomba.

$$\frac{p_1}{\gamma_1} + \frac{v_1^2}{2g} + z_1 = \frac{p}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} + z_2 + \sum h_f + \sum h_f - h_m \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde:

$\frac{p}{\gamma}$: Presión de cabeza.

$\frac{v^2}{2g}$: Velocidad.

⁹ TILTON, J. 2008. Perry's Chemical Engineers Handbook, Pp.4-56.

z: Elevación.

Σh_f : Suma de la pérdida de carga por fricción entre las secciones 1 y 2

h_m : Energía mecánica aplicada de una fuente exterior al sistema.

La gradiente de energía de la línea (EGL) es una representación de la suma de los tres términos del lado izquierdo de la ecuación y es expresado como:

$$EGL = \frac{p}{\gamma} + \frac{v^2}{2g} + z \quad \text{Ecuación 4}$$

El gradiente hidráulico de la línea (HGL) es sólo la suma de la presión con la elevación de la cabeza y se puede expresar como:

$$HGL = \frac{p}{\gamma} + z \quad \text{Ecuación 5}$$

1.3.8.2. Correlaciones para el factor de fricción.

Según Brown K. 1984 las correlaciones utilizadas para determinar el factor de fricción son:

1.3.8.2.1. Correlación de Moody.

Permite establecer el factor de fricción para líquidos y gases en base a las siguientes ecuaciones:

Para flujo laminar ($Re < 2000$):

$$f = \frac{64}{Re} \quad \text{Ecuación 6}$$

Para flujo turbulento ($Re > 2000$):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left[\left(\frac{2\varepsilon}{d} \right) + \left(\frac{18.7}{Re\sqrt{f}} \right) \right] \quad \text{Ecuación 7}$$

Dónde:

f: Factor de fricción.

Re: Numero de Reynolds.

d: Diámetro de la tubería.

ε : Rugosidad del tubo.

1.3.8.2.2. Correlación de AGA.

Permite predecir el factor de fricción para fluidos gaseosos, utilizando la siguiente ecuación:

Para flujo turbulento:

$$\frac{1}{\sqrt{0.25f}} = 4 \log_{10} \left(\frac{3.7d}{\varepsilon} \right) \quad \text{Ecuación 8}$$

Para flujo transitorio:

$$\frac{1}{\sqrt{0.25f}} = 4 \log_{10} \left(\frac{Re}{\sqrt{0.25f}} \right) - 0.6 \quad \text{Ecuación 9}$$

Dónde:

f: Factor de fricción.

Re: Numero de Reynolds.

d: Diámetro de la tubería.

ε : Rugosidad del tubo.

1.3.8.2.3. Correlación de Panhandle A.

Utilizado para predecir el factor de fricción de gases:

$$\frac{1}{\sqrt{0.25f}} = 6.872 Re^{0.07305} \quad \text{Ecuación 10}$$

Dónde:

f: Factor de fricción.

Re: Numero de Reynolds.

1.3.8.2.4. Correlación de Panhandle B.

$$\frac{1}{\sqrt{0.25f}} = 16.49 Re^{0.01961} \quad \text{Ecuación 11}$$

Dónde:

f: Factor de fricción.

Re: Numero de Reynolds.

1.3.8.2.5. Correlación de Hazen Williams.

Utilizado para predecir el factor de fricción solo para agua, teniendo así:

$$f = \frac{1}{192} \left(\frac{150}{v_m} \right)^{0.15} d^{-0.17} \quad \text{Ecuación 12}$$

Dónde:

f: Factor de fricción.

v_m : Volumen.

d: Diámetro de la tubería.

1.3.8.2.6. Correlación de Weymouth.

Utilizada para predecir el factor de fricción de gases.

$$0.25f = \frac{1}{\sqrt[3]{0.00272 d}}$$

Ecuación 13

Dónde:

f: Factor de fricción.

d: diámetro de la tubería.

1.3.9. Correlaciones utilizadas para flujo multifásico.

Muchas investigaciones se han llevado a cabo en el flujo de dos fases a partir de la década de 1950 debido a que el comportamiento de flujo de dos fases es mucho más complejo que la de una sola fase. El flujo bifásico es un proceso que involucra la interacción de muchas variables en vista que normalmente las fases de gas y líquido no viajan a la misma velocidad en la tubería debido a las diferencias en la densidad y viscosidad. Para un flujo ascendente la velocidad de la fase gaseosa es más alta que la fase líquida debido a que el gas es menos denso y menos viscosa y tiende a fluir en dirección ascendente. Para un flujo descendente, el líquido fluye a menudo más rápido que el gas debido a las diferencias de densidad¹⁰.

Aunque las soluciones analíticas para flujo monofásico están disponibles y la exactitud de la predicción es aceptable en la industria; para flujos multifásicos, es bastante complejo aunque se trate de tuberías con geometrías simples.

Los cálculos de los gradientes de presión en flujos multifásicos requieren valores de condiciones de flujo como la velocidad; las propiedades del fluido como la densidad, la viscosidad y la tensión superficial.

¹⁰ BÁNZER, C. 1995. Correlaciones Numéricas PVT, Pp. 1-20.

Uno de los factores más importantes para decidir la característica de flujo de flujo de dos fases es el patrón de flujo pero la descripción de patrón de flujo no es simplemente una identificación entre flujo laminar o turbulento sino describir las cantidades relativas de las fases y la topología de las interfaces¹¹. Los diferentes patrones de flujo se forman a causa de las magnitudes relativas de las fuerzas que actúan sobre los fluidos, tales como la flotabilidad, la turbulencia, la inercia y las fuerzas de tensión superficial, que varían con las tasas de flujo, diámetro de la tubería, ángulo de inclinación y las propiedades de las fases del fluido.

Para el flujo multifásico la mayoría de análisis y simulaciones resuelven ecuaciones de masa, cantidad de movimiento y balance de energía basadas en el comportamiento de una sola fase, tales ecuaciones utilizan correlaciones experimentales como marco de predicción fiable del comportamiento del flujo, las cuales se indican a continuación:

1.3.9.1. Duns y Ros (D- R).

La correlación Duns y Ros fue desarrollado en 1961 para flujo bifásico vertical en pozos, basado en una amplia investigación experimental de aceite y mezclas de aire, donde fueron medidos los gradientes de presión y la fracción volumétrica del líquido. Posteriormente se desarrolló correlaciones independientes para cada tipo de flujo, el coeficiente de fricción y la velocidad del deslizamiento, la cual permite calcular la fracción volumétrica¹².

Entonces en base al desarrollo de estas correlaciones propusieron las siguientes ecuaciones para determinar la caída de presión, según su patrón de flujo teniendo así:

1.3.9.1.1. Para flujo tapón y burbuja.

$$\frac{dP}{dz} = \frac{f_m \rho_l U_{sl} U_{m_i}}{2g_c D_i} + \rho_m \frac{g}{g_c} \sin(\beta) \quad \text{Ecuación 14}$$

¹¹ ORKISZEWSKI, J. 1967. Predicting Two-phase Pressure Drops in Vertical Pipe, Pp. 234-236

¹² DUNS, H. ROS, N. 1963. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells, Pp. 451-452.

Dónde:

f_m : Factor de fricción de la mezcla.

ρ_l : Densidad del líquido

U_{sl} : Velocidad superficial del líquido.

U_m : Velocidad de la mezcla.

g_c : Constante gravitacional de proporcionalidad.

D_i : Diámetro interno.

ρ_m : Densidad de la mezcla.

g : Gravedad

β : Angulo de inclinación de la tubería.

1.3.9.1.2. Para la transición de flujo.

$$\frac{dP}{dz_{tot}} = \frac{L_m - N_{gv}}{L_m - L_s} \left(\frac{dP}{dz_{tapon}} \right) + \frac{N_{gv} - L_m}{L_m - L_s} \left(\frac{dp}{dz_{mist}} \right)$$

Ecuación 15

Dónde:

L_m : Frontera entre flujo transitorio y anular.

L_s : Frontera entre flujo tapón y transitorio.

N_{gv} : Numero de la velocidad del gas.

1.3.9.2. Hagedorn & Brown (H-B).

Las correlaciones Hagedorn y Brown fue desarrollado en 1965 sobre la base de un estudio experimental de los gradientes de presión en conductos de 1 1/2 pulgadas de diámetro nominal en las cuales se analizó diversas velocidades de flujo de líquidos , las relaciones de gas - líquido y viscosidades de líquidos .Este tipo de correlación es aplicable para patrones de flujo burbuja y no burbuja en la que inicialmente se determina el

coeficiente de la viscosidad del líquido y posteriormente se calcula los factores adimensionales C2 y C3 los cuales permiten calcular el factor de holdup¹³.

Para el cálculo de de la caída de presión propusieron las siguientes ecuaciones según el tipo de flujo, teniendo así:

1.3.9.2.1. Para flujo monofásico.

$$\frac{dP}{dz_{tot}} = 1,0792 \times 10^{-4} \cdot f \cdot \frac{\rho_l U_{sl}^2}{D_i} + \frac{g \rho_l}{144 g_c} \sin(\beta) \quad \text{Ecuación 16}$$

Dónde:

f : Factor de fricción.

ρ_l : Densidad del líquido.

U_{sl} : Velocidad superficial del líquido.

D_i : Diametro interno.

g : Gravedad

g_c : Constante gravitacional de proporcionalidad

β : Anfulo de inclinación de la tubería.

1.3.9.2.2. Para flujo bifásico.

$$\frac{dP}{dz_{tot}} = \frac{1}{144} \left(\rho_m \frac{g}{g_c} \sin\beta + f \frac{\rho_l U_{sl}^2}{2g_c D_i H_l^2} \right) \quad \text{Ecuación 17}$$

Dónde:

f : Factor de fricción.

ρ_m : Densidad de la mezcla.

g : Gravedad.

g_c : Constante gravitacional de proporcionalidad.

ρ_l : Densidad del líquido.

¹³ HAGEDORN, A. Brow, K. 1965. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits, Pp. 234-250

U_{sl} : Velocidad superficial del líquido.

D_i : Diámetro interno.

H_l : Fracción volumétrica con deslizamiento de líquido.

1.3.9.3. Orkiszewski (OR).

La correlación Orkiszewski fue desarrollado en 1967 para la predicción de las caídas de presión en tuberías verticales. Para la aplicación de esta correlación, en primera instancia se determina el patrón de flujo existente según las condiciones de flujo y las propiedades del fluido¹⁴.

Luego que se determina el patrón de flujo presente en la tubería corresponde el cálculo de gradiente de presión utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\frac{dP}{dz_f} = f \frac{\rho_l U_m^2}{2g_c D_i} \cdot \left(\frac{U_{sl} + U_b}{U_m + U_b} + \delta \right) \quad \text{Ecuación 18}$$

Dónde:

f : Factor de fricción.

ρ_l : Densidad del líquido.

U_m : Velocidad de la mezcla.

g_c : Constante gravitacional de la mezcla.

D_i : Diametro interno.

U_{sl} : Velocidad superficial del líquido.

U_b : Velocidad de la burbuja.

δ : Coeficiente de distribución del líquido.

1.3.9.4. Beggs y Brill original (B- BO).

La correlación Beggs y Brill fue desarrollado en 1973 después de un estudio de flujo de dos fases en el tubo horizontal e inclinado. En esta correlación la fracción volumétrica de

¹⁴ BRILL, J. BEGGS, D. Two Phase Flow in Pipes, Pp 56-78

líquido se calcula como si la tubería fuera horizontal y luego utilizando el factor de corrección por inclinación se calcula el ángulo de inclinación real.

Para el cálculo de la caída de presión se utiliza la siguiente ecuación:

$$-\frac{dP}{dz} = \frac{g \sin \theta [\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)] + \frac{f_{tp} \rho_m U_m^2}{2D_i}}{1 - \frac{[\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)] U_m U_{sg}}{P}} \quad \text{Ecuación 19}$$

Dónde:

g : Gravedad.

θ : Angulo de inclinación de la tubería.

ρ_l : Densidad del líquido.

H_l : Fracción volumétrica con deslizamiento de líquido.

ρ_g : Densidad del gas.

f_{tp} : Factor de fricción de las dos fases.

ρ_m : Densidad de la mezcla.

U_m : Velocidad de la mezcla.

U_{sg} : Velocidad superficial del gas.

D_i : Diámetro interno.

1.3.9.5. Mukherjee y Brill (M -B).

La correlación Mukherjee y Brill fue desarrollado en 1983 después de un estudio de la caída de presión en dos fases flujo inclinado. Para el análisis de flujo burbuja y bache el factor de fricción se calcula a partir del diagrama de Moody, para flujo estratificado el gradiente de presión por fricción es calculado en base al balance de momentum y para flujo anular la correlación para el factor de fricción se presentó en base a la relación entre

el holdup y el factor de fricción de Moody¹⁵. El gradiente de presión según Mukherjee y Brill varía de acuerdo al tipo de flujo, teniendo así:

1.3.9.5.1. Para flujo burbujeante y slug.

$$\frac{dP}{dL} = \frac{f \frac{\rho_s U_m^2}{2D} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k} \quad \text{Ecuación 20}$$

Dónde:

f : Factor de fricción.

ρ_s : Densidad modificada para el flujo slug.

U_m : Velocidad de la mezcla.

D : Diámetro de la tubería.

g : Gravedad.

E_k : Término de aceleración.

θ : Ángulo de inclinación de la tubería.

1.3.9.5.2. Para flujo anular.

$$\frac{dP}{dL} = \frac{f \frac{\rho_n U_m^2}{2D} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k} \quad \text{Ecuación 21}$$

Dónde:

ρ_n : Densidad modificada para el flujo anular.

1.3.9.5.3. Para flujo estratificado.

$$A \frac{dP}{dL} = -\tau_{wg} \frac{P_g}{A_g} - \rho_g g \sin \theta \quad \text{Ecuación 22}$$

Dónde:

A : Área de la tubería.

¹⁵ **IBIDEM (14)** Pp 42-48

τ_{wg} : Esfuerzo de corte con la tubería llena de agua y gas.

P_g : Presión del gas:

A_g : Área de la tubería ocupada por el gas.

ρ_g : Densidad del gas.

1.3.9.6. Govier , Aziz y Fogarasi (G -A).

La correlación Govier , Aziz y Fogarasi fue desarrollado 1972 después de un estudio de la caída de presión en pozos productores de gas y condensado¹⁶ ..

El método toma en cuenta los patrones de flujo y presenta su correlación para el flujo burbuja y tapón. Entonces para el cálculo de la caída de presión según el tipo de flujo se tiene las siguientes ecuaciones:

1.3.9.6.1. Para flujo burbuja.

$$\frac{dP}{dz_f} = \frac{f \rho_m U_m^2}{2g_c D_i} \quad \text{Ecuación 23}$$

Dónde:

f : Factor de fricción.

ρ_n : Densidad modificada para el flujo burbuja.

U_m : Velocidad de la mezcla.

g_c : Constante gravitacional de proporcionalidad.

D_i : Diámetro interno.

1.3.9.6.2. Para flujo tapón.

$$\frac{dP}{dz} = \frac{f \rho_l H_l U_m^2}{2g_c D_i} \quad \text{Ecuación 24}$$

Dónde:

¹⁶ AZIZ, K. GOVIER, G. FOGARASI, M. 1972. Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas, Pp. 25-56.

f : Factor de fricción.

ρ_l : Densidad del líquido.

H_l : Fracción volumétrica de líquido para flujo horizontal.

U_m : Velocidad de la mezcla.

1.3.9.6.3. Para transición de flujo.

$$\frac{dP}{dz_{tot}} = \frac{N_3 - N_x}{N_3 - N_2} \frac{dP}{dz_{slug}} + \left(1 - \frac{N_3 - N_x}{N_3 - N_2}\right) \frac{dP}{dz_{mist}} \quad \text{Ecuación 25}$$

Dónde:

$N_{2,3,x}$: Frontera de flujo

1.3.9.7. No -Slip (NS).

La correlación No -Slip asume flujo homogéneo sin deslizamiento entre las fases.

Las propiedades del fluido se toman como el promedio de las fases gaseosa y líquida y los factores de fricción se calculan utilizando la única fase de Moody correlación¹⁷.

1.3.9.8. OLGA-S (O).

OLGA-S se basa en los datos del laboratorio de flujo bifásico SINTEF. Las instalaciones de prueba fueron diseñadas para operar en condiciones similares a las condiciones de campo. El sistema de tubería para las prueba tiene una longitud de 800 m y de 8 "de diámetro y las presiones de operación fueron de 20 a 90 bar con diferentes ángulos de inclinación en el que se obtuvieron una velocidad para el gas hasta 13 m /s y velocidades superficiales de líquido hasta 4 m /s. además se estudiaron flujos horizontales y verticales en una sección de 50 metros de inclinación vertical¹⁸.

¹⁷ BRILL, J. BEGGS, D. Two Phase Flow in Pipes, Pp 56-78

¹⁸ BENDIKSEN. et al. 1991. The Dynamic Two Fluid Model OLGA Theory Application, Pp. 234-236.

1.3.9.9. Ansari (AN).

El modelo Ansari fue desarrollado en 1994 como parte de la Universidad de Tulsa del programa de investigación de Proyectos de Flujo de Fluidos (TUFFP). Un modelo integral fue formulado para predecir los patrones de flujo y las características de cada patrón para el flujo vertical de dos fases¹⁹. El modelo mecanicista completo se compone de un modelo para la predicción de patrón de flujo y un conjunto de modelos independientes para la predicción de atraco y caída de presión en el flujo burbuja, slug y flujos anulares.

En base a esto se tiene las siguientes ecuaciones para determinar la caída de presión en base al tipo de flujo, teniendo así:

1.3.9.9.1. Para transición entre flujo burbuja y tapón.

Caída de presión por fricción en el líquido y en el núcleo:

$$\frac{dP}{dz_{sl}} = \frac{f_{sl}\rho_l U_{sl}^2}{2D_i} \quad \text{Ecuación 26}$$

Dónde:

f : Factor de fricción.

ρ_l : Densidad del líquido.

U_{sl} : Velocidad superficial del líquido.

D_i : Diámetro interno.

1.3.9.9.2. Para flujo burbuja y burbuja dispersa.

$$\frac{dP}{dz} = \rho_m g \sin(\beta) \quad \text{Ecuación 27}$$

Dónde:

ρ_m : Densidad de la mezcla.

¹⁹ **ANSARI, A. et al. 1994.** Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores SPE, Pp 56-76

β : Angulo de inclinación de la tubería.

1.3.9.9.3. Para el flujo tapón.

$$\frac{dP}{dz_e} = [(1 - Rel)\rho_{lls} + Rel\beta]g\sin(\beta) \quad \text{Ecuación 28}$$

Dónde:

Rel: Relación entre la longitud de la unidad tapón y la correspondiente burbuja de Taylor.

ρ_{lls} : Densidad modificada del líquido en el tapón.

ρ : Densidad.

g: Gravedad.

β : Angulo de inclinación de la tubería.

1.3.9.10. BJA para Condensados (BJ).

Baker Jardine & Associates han desarrollado una correlación para el flujo de dos fases en tuberías de gas condensado con una fracción de volumen de líquido no deslizante de menor a 0,1. El procedimiento de cálculo de la pérdida de presión es similar en el enfoque a la propuesta por Oliemans , pero representa el aumento de cizallamiento en la interface resultante de la rugosidad de la superficie del líquido²⁰.

1.3.9.11. AGA y Flanigan (AGA).

La correlación Flanigan AGA y fue desarrollado para flujo bifásico horizontal e inclinado de los sistemas de gas y condensado. Este modelo se divide en dos partes, en la primera los autores hacen una comparación de ciertas correlaciones para el cálculo de la presión y holdup frente a datos experimentales y en la segunda realizan un análisis de similitud con

²⁰ BAKER, O. 1954. Design of Pipelines for the Simultaneous Flow of Oil and Gas, Pp 185-187.

el objetivo de plantear una nueva correlación que pueda servir para el cálculo del gradiente de presión, teniendo así la siguiente ecuación²¹:

$$\frac{dP}{dz_f} = \frac{2G_{tot}^2 f_f}{D_i \rho_{tot}} \alpha(\lambda) \varphi \quad \text{Ecuación 29}$$

Dónde:

G_{Tot} : Flujo másico total

f_f : Factor de fricción de Fanning.

D_i : Diametro interno.

ρ_m : Densidad de la mezcla.

α : Fraccion de gas.

λ : Fraccion volumétrica del gas sin deslizamiento.

φ : Error relativo porcentual.

1.3.9.12. Oliemans (OL).

La correlación Oliemans se desarrolló 1976 tras el estudio de diámetros grandes en tuberías de condensado. Lo más importante de este trabajo fue que como resultados del deslizamiento entre las fases se produce una acumulación de líquido en la tubería lo que trae como consecuencia la reducción del diámetro efectivo de la tubería, así como también afecta la tasa de flujo másico total por unidad de área, de igual manera la viscosidad y la densidad bifásica se ve afectada²².

La ecuación que se plantea para la pérdida de presión según Oliemans es:

$$\frac{dP}{dz} = f \frac{G_{tot}^2}{2D_{ef}\rho_m} \quad \text{Ecuación 30}$$

²¹ **EATON, B.et al. 1967.** The Prediction of Flow Patterns Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-phase Flow in Horizontal Pipelines, Pp 346-348.

²² **OLIEMANS, R. 1976.** Two-phase Flow in Gas-Transmission Pipelines, Pp 123-126.

Dónde:

f : Factor de fricción.

G_{Tot} : Flujo másico total.

D_{ef} : Diámetro efectivo.

ρ_m : Densidad de la mezcla.

1.3.9.13.Gray (GR).

Esta correlación fue desarrollado por el Gray de Shell Oil Company en 1974 para el flujo vertical en los sistemas de gas y condensados que son predominantemente de fase gaseosa. El flujo es tratado como una sola fase, y el agua o el condensado se supone que se adhieren a la pared de la tubería²³.

Se considera aplicable para casos de flujo vertical donde la velocidad está por debajo de 50 pies /s , el tamaño del tubo es inferior a 3 1/2" , la relación de condensado está por debajo de 50 barriles /mmscf y la relación de agua es inferior a 5 bbl /mmscf .Esta correlación está basada principalmente en el método de Duns y Ros.

1.3.9.14.Xiao (XI).

El modelo mecanicista integral Xiao fue desarrollado como parte del programa de investigación TUFPP. Fue desarrollado para flujo bifásico gas-líquido en tuberías horizontales cerca de horizontales. El banco de datos incluye datos de gran tamaño de campo de diámetro extraídos de la base de datos de tuberías multifase AGA, y los datos de laboratorio publicados en la literatura. Los datos incluyen tanto el aceite negro y la composición del sistema de fluidos y se propuso una nueva correlación para predecir el factor de fricción de la tubería a bajos flujos²⁴.

²³ BARNEA, D. et al. 1982. Flow Pattern Transition for Vertical Downward Two-Phase Flow, Pp 124-129.

²⁴ XIAO, J. SHOHAM, O. Brill, J. 1965. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-phase Flow in Pipelines, Pp.234-239.

1.3.10. Principales simuladores utilizados para el flujo de fluidos.

La industria petrolera usa cada vez más modelos mecánicos en vez de correlaciones empíricas para simular flujo multifásico en tuberías. Existe una amplia variedad de modelos mecánicos, pero se ha reducido el análisis a estos ya que tienen reputación de ser herramientas confiables, los cuales se citan a continuación²⁵:

1.3.10.1. WELLSIM y PEPITE

Se desarrolló un programa de investigación conjuntamente por Elf Aquitaine, el Instituto Francés del Petróleo desde 1974. Este programa ha sido financiado por la Comunidad Económica Europea, y ha dado como resultado dos códigos computacionales: PEPITE para cálculos de caída de presión y temperatura en tuberías horizontales y WELLSIM para tuberías verticales e inclinadas.

1.3.10.2. TUFFP

Este código fue desarrollado dentro del proyecto de flujo de fluidos de la universidad de Tulsa. Este modelo de flujo transitorio se derivó a partir de la formulación de dos fluidos, usando las suposiciones hechas por Taitel et al. Se resuelve una ecuación de balance de masa para la fase líquida mientras que para la fase del gas, se resuelve una ecuación simplificada en estado cuasi-estable.

1.3.10.3. TACITE

El modelo de TACITE ha sido desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo con el respaldo de Elf Exploración y Producción.

TACITE está basado en un modelo de flujos relativos (*drift*). Esto significa que solo resuelve una ecuación de momento para la mezcla. Para las ecuaciones de conservación

²⁵GREGORY, G. FOGARASI, M. 1985. Critical Evaluation of Multiphase Gas-Liquid Pipeline Calculation Methods, Pp. 620-649.

de masa se parte de la base de que, dependiendo de los gastos de producción y de los perfiles de la tubería, el líquido puede acumularse en los puntos bajos, provocando una fracción de líquido cercana a 1 (100%) mientras que el gas prevalece en los puntos altos donde la fracción de líquido es cercana a 0. Por lo tanto, se supone que los componentes pesados del fluido se acumulan principalmente en los puntos bajos en vez de en los altos.

1.3.10.4. OLGA

El código OLGA es un modelo de dos fluidos, dinámico unidimensional modificado para hidrocarburos en tuberías y redes de tuberías, se desarrolló dentro del proyecto de flujo multifásico de SINTEF/IFE y en la sección siguiente se describe más detalladamente sobre este software ya que el proyecto está basado en esta herramienta utilizada para el análisis de flujo de fluidos.

1.4. SIMULACION DEL FLUJO DE FLUIDOS CON EL SOFTWARE OLGA®.

1.4.1. Descripción.

Según SPT Group, 2012, OLGA® es un simulador multifase para aceite, gas, agua y sólidos, en estado transitorio, además permite el manejo de redes de tuberías y equipos de proceso, contiene modelos completos con transiciones entre los regímenes de flujo; el cual fue realizado con una solución numérica semi-implícita.²⁶

El software OLGA® es considerado uno de los más poderosos simuladores de flujo que se han desarrollado para la industria no solo petrolera sino de cualquier índole. Una de las principales limitaciones para su uso es el elevado costo, es por eso que solamente algunas empresas lo pueden adquirir.

²⁶ROUX, A. CORTEVILLE, J. BERNICORT, M. 1988. Accurate Models of Multiphase Flow in Oil Wells and Risers, Pp. 325-328.

1.4.2. Características relevantes sobre OLGA®.

- El modelo de OLGA® fue desarrollado por el instituto noruego IFE y SINTEF con el financiamiento de varias empresas petroleras.
- Es un modelo de flujo trifásico unidireccional en estado transitorio.
- Se basa en una formulación de tres campos es decir; la película de líquido, el gas y gotas de líquido dispersas en la fase gaseosa.
- El simulador resuelve las ecuaciones de conservación de masa y momentum para cada campo.
- Se supone que existe equilibrio térmico entre las fases, por esto se tiene sólo una ecuación de conservación de energía.
- Se considera que la tubería es completamente rígida.
- El conjunto de ecuaciones diferenciales obtenido, se resuelve empleando un método semi-implícito.
- El modelo reconoce dos tipos de patrones de flujo: separado y distribuido.

1.4.3. Ecuaciones aplicadas en el modelo extendido para fluido multifásico en OLGA®.

Para la resolución de los sistemas; OLGA® aplica:

- Ecuaciones separadas para el gas, volumen de líquido y gotas de líquido acopladas a través de la transferencia de masa.
- Ecuaciones separadas unidimensionales para el gas, gotas de líquido y fase de líquido continuo, así como también una ecuación combinada para gas y gotas.
- Ecuación de energía para el total de la mezcla.

Dichas ecuaciones se enuncian a continuación²⁷:

1.4.3.1. Ecuaciones para la conservación de masa.

1.4.3.1.1. Ecuación para la fase de gas.

$$\frac{d}{dt}(\alpha\rho_g) = -\frac{1}{A}\frac{d}{dz}[A\alpha\rho_g U_g] + \psi_g + G_{sg} \quad \text{Ecuación 31}$$

Dónde:

A: Área de la tubería.

α : Fracción de volumen de gas.

ρ_g : Densidad del gas.

U_g : Velocidad del gas.

ψ_g : Termino de la transferencia de gas.

G_{sg} : Fuente de gas.

1.4.3.1.2. Ecuación para la fase de líquido continuo de hidrocarburo.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\beta_o\rho_o) = -\frac{1}{A}\frac{\partial}{\partial z}[A\beta_o\rho_o U_o] - \psi_{g,o}\frac{\beta_o}{\beta_o+\gamma_o} - \psi_{e,o} + \psi_{d,o} + G_{sl,o} \quad \text{Ecuación 32}$$

Dónde:

A: Área de la tubería.

β_o : Fracción de volumen de la fase de líquido continuo de hidrocarburo.

ρ_o : Densidad de la fase de líquido continuo de hidrocarburo.

²⁷ GREGORY, G. FOGARASI, M. 1985. Critical Evaluation of Multiphase Gas-Liquid Pipeline Calculation Methods, Pp. 620-649.

U_o : Velocidad de la película de la fase de líquido continuo de hidrocarburo.

ψ : Termino de transferencia.

γ_o : Fracción de volumen de la fase de líquido continuo de hidrocarburo.

$G_{Sl,o}$: Fuente de masa de la fase de líquido continuo de hidrocarburo.

1.4.3.1.3. Ecuación para la fase de agua continua.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\beta_w \rho_w) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A \beta_w \rho_w U_w] - \psi_{g,w} \frac{\beta_w}{\beta_w + \gamma_w} - \psi_{e,w} + \psi_{d,w} + G_{Sl,w} \quad \text{Ecuación 33}$$

Dónde:

A : Área de la tubería.

β_w : Fracción de volumen de la fase agua continua.

ρ_w : Densidad de la fase agua continua.

U_w : Velocidad de la fase agua continua.

ψ : Termino de transferencia.

$G_{Sl,w}$: Fuente de masa de la fase agua continua.

1.4.3.1.4. Ecuación para la fase de gotas de líquido de hidrocarburo.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma_o \rho_o) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A \gamma_o \rho_o U_d] - \psi_{g,o} \frac{\gamma_o}{\beta_o + \gamma_o} - \psi_{e,o} + \psi_{d,o} + G_{Sd,o} \quad \text{Ecuación 34}$$

Dónde:

A : Área de la tubería.

γ_o : Fracción de volumen de la fase de gotas de líquido de hidrocarburo.

ρ_o : Densidad de la fase de gotas de líquido de hidrocarburo.

U_d : Velocidad de la fase de gotas de líquido de hidrocarburo.

β_o : Fracción de volumen de la fase de gotas de líquido de hidrocarburo.

ψ : Termino de transferencia.

$G_{Sd,o}$: Fuente de masa de la fase de gotas de líquido de hidrocarburo.

1.4.3.1.5. Ecuación para la fase de gotas de agua.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma_w \rho_w) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A \gamma_w \rho_w U_d] - \psi_{g,w} \frac{\gamma_w}{\beta_w + \gamma_w} + \psi_{e,w} - \gamma_{d,w} + G_{sd,w} \quad \text{Ecuación 35}$$

Dónde:

A : Área de la tubería.

γ_w : Fracción de volumen de la fase de gotas de agua.

ρ_w : Densidad de la fase de gotas de agua.

U_d : Velocidad de la fase gotas de agua.

β_w : Fracción de volumen de la fase gotas de agua.

ψ : Término de transferencia.

$G_{sd,w}$: Fuente de masa de la fase gotas de agua.

1.4.3.2. Ecuaciones para la conservación de momento:

1.4.3.2.1. Ecuación separada para el gas.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha p_g U_g) = -\alpha \left[\frac{\partial p}{\partial z} \right] - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A \alpha p_g U_g^2] - \lambda_g \frac{1}{2} p_g |U_g| U_g \frac{S_g}{4A} - \lambda \frac{1}{2} p_g |U_r| U_r \frac{S_1}{4A} + g \alpha p_g \cos \varphi + \psi_g U_a - D r + G_{sg,B} U_{g,B} \quad \text{Ecuación 36}$$

Dónde:

A : Área de la tubería.

α : Fracción de de volumen del gas.

ρ_g : Densidad del gas.

U_g : Velocidad del gas.

λ_g : Coeficiente de fricción.

φ : Angulo del vector.

U_r : Velocidad relativa.

ψ_g : Termino de transferencia del gas.

Dr : Fuerza de arrastre.

$G_{sg.B}$: Fuente de masa de gas en el bache burbuja.

1.4.3.2.2. Ecuación separada para gotas de líquido.

$$\frac{\partial}{\partial t} (\gamma_o p_o + \gamma_w p_w) U_d = -\gamma \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right) - \frac{1}{A} \frac{\partial p}{\partial z} [A(\gamma_o \rho_o + \gamma_w \rho_w) U_d^2] + g(\gamma_o \rho_o + \lambda_w p_w) \cos \varphi - \psi_g \frac{\gamma}{\beta + \gamma} U_a + \psi_{e.o} U_o + \psi_{e.w} U_w - (\psi_{d.o} + \psi_{d.w}) U_d + Dr + G_{sd.B} U_{d.B} \quad \text{Ecuación 37}$$

Dónde:

A : Área de la tubería.

γ_o : Fracción de volumen de las gotas de líquido.

ρ_o : Densidad del líquido.

γ_w : Fracción de volumen de agua.

ρ_w : Densidad del agua.

U_d : Velocidad de las gotas de líquido.

1.4.3.2.3. Ecuación separada para líquido continuo.

$$\frac{\partial}{\partial t} (\beta_o \rho_o U_o + \beta_w \rho_w U_w) = -\beta \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right) - \frac{1}{A} \frac{\partial p}{\partial z} [A(\beta_o \rho_o U_o^2 + \beta_w \rho_w U_w^2)] - \lambda_{1\frac{1}{2}} \rho_1 |U_1| U_1 \frac{S_l}{4A} + \lambda_{1\frac{1}{2}} \rho_g |U_r| U_r \frac{S_l}{4A} + g(\beta_o \rho_o + \beta_w \rho_w) \cos \varphi - \psi_g \frac{\beta}{\beta + \gamma} U_a - \psi_e U_l + \psi_d + G_{l.B} U_{l.B} \quad \text{Ecuación 38}$$

Dónde:

A : Área de la tubería.

β_o : Fracción de volumen de la película de líquido.

ρ_o : Densidad del líquido.

U_o : Velocidad del líquido.

φ : Ángulo del vector

β_w : Fracción de volumen del agua.

ρ_w : Densidad del agua.

U_w : Velocidad del agua

$U_{l,B}$: Velocidad del agua en el bache burbuja.

$G_{l,B}$: Fuente de líquido en el bache burbuja.

S_l : Relación de distribución de deslizamiento.

1.4.3.2.4. Ecuación de momento combinada para gas y gotas.

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (\alpha p_g U_g + (\gamma_o \rho_o + \gamma_w \rho_w) U_d) - (\alpha + \gamma) \left[\frac{\partial p}{\partial z} \right] - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A \alpha p_g U_g^2 + A (\lambda_o \rho_o + \lambda_w \rho_w) U_d^2] \\ & - \lambda_g \frac{1}{2} \rho_g |U_g| U_g \frac{S_g}{4A} - \lambda_1 \frac{1}{2} \rho_g |U_r| U_r \frac{S_1}{4A} + g [\alpha \rho_g + \gamma_o \rho_o + \gamma_w \rho_w] \cos \varphi + \psi_g \frac{\beta}{\beta + \gamma} U_a + \psi_{eo} U_o + \\ & \psi_{e.w} U_w - (\psi_{do} + \psi_{d.w}) U_d + G_{sg.B} + U_{g.B} + G_{sd.B} U_{d.B} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 39}$$

Dónde:

A : Área de la tubería.

U_d : Velocidad de las gotas.

U_g : Velocidad del gas.

S_g : Relación de distribución de deslizamiento.

ρ_g : Densidad del gas.

γ_o : Fracción de volumen de las gotas de hidrocarburo líquido.

ρ_o : Densidad del hidrocarburo líquido

γ_w : Fracción de volumen de las gotas de agua.

ρ_w : Densidad del agua.

φ : Angulo del vector.

ψ : Termino de transferencia.

U_d : Velocidad de las gotas.

$G_{sd.B}$: Fuente de masa de gotas en el bache burbuja.

$U_{d.B}$: Velocidad de las gotas en el bache burbuja

α : Fracción de volumen de gas.

1.4.3.3. Ecuación para la velocidad.

La velocidad relativa está definida como la diferencia entre las velocidades del gas y del líquido.

$$U_r = U_g - U_l \quad \text{Ecuación 40}$$

1.4.3.4. Ecuaciones para la conservación de energía.

Para el balance de energía se aplica una ecuación de conservación de energía para la mezcla:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[m_g \left(e_e + \frac{1}{2} U_g^2 + gY \right) + m_o \left[e_o + \frac{1}{2} U_o^2 + gY \right] + m_w \left(e_w + \frac{1}{2} U_w^2 + gY \right) \right] + m_{do} \left(e_o + \right. \\ \left. \frac{1}{2} U_d^2 + gY \right) + m_{dw} \left[e_w + \frac{1}{2} U_d^2 + gY \right] = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} A \left[m_g U_g \left(h_g + \frac{1}{2} U_g^2 + gY \right) + m_o U_o \left(h_o + \right. \right. \\ \left. \left. \frac{1}{2} U_o^2 + gY \right) + m_w U_w \left(h_w + \frac{1}{2} U_w^2 + gY \right) + m_{ds} U_d \left(h_o + \frac{1}{2} U_d^2 + gY \right) + m_{d.w} U_d \left(h_w + \right. \right. \\ \left. \left. \frac{1}{2} U_d^2 + gY \right) \right] + H_s + Q \quad \text{Ecuación 41} \end{aligned}$$

Dónde:

m : Flujo de cada fase.

e : Energía interna por unidad de masa.

U : Velocidad superficial.

h : Entalpía.

H_g : Entalpía proveniente de la fuente de masa.

Q : Fuente de calor por unidad de volumen.

1.4.4. Cálculos térmicos utilizando el software OLGA®.

El modelo del código OLGA® es capaz de simular una tubería con una pared totalmente aislada, o una pared compuesta de capas de diferente espesor, densidad, capacidad calorífica y conductividad. Las propiedades de la pared pueden cambiar a lo largo del sistema de tuberías como es el caso para simular un sistema de transporte consistente de un pozo rodeado de formación rocosa con un perfil de temperatura vertical, una línea de flujo, enterrada o no con materiales aislantes y recubrimiento de concreto y un riser sin aislamiento²⁸.

El coeficiente de transferencia de calor desde el fluido fluyendo a la pared interna de la tubería es calculada por el código mientras que el coeficiente de transferencia de calor del exterior debe ser especificado por el usuario. Solamente se considera la transferencia de calor en dirección radial y se supone simetría axial. Para casos no simétricos, por ejemplo una tubería parcialmente enterrada sobre el fondo del mar, se debe especificar un coeficiente de transferencia de calor promedio.

Se incluyen fenómenos especiales, tales como el efecto de Joule-Thompson en el que la temperatura de un sistema aumenta o disminuye al permitir que un sistema se expanda manteniendo la entalpía constante, provisto desde un paquete PVT aplicado para generar las tablas de propiedades del fluido alimentando los datos consistentes para las entalpías específicas, etc.

²⁸ MUNSON, B. YOUNG, D. OKISSHI, T. 1999. Fundamentos de Mecánica de Fluidos, Pp- 456-460.

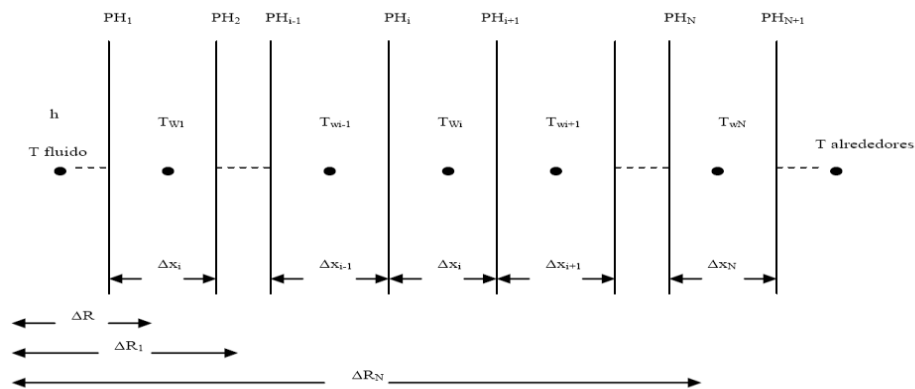
1.4.4.1. Conducción de calor a través de las paredes de la tubería.

La ecuación de conducción de calor se usa para calcular el transporte de energía a través de las paredes de la tubería.

$$\rho C_p = \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \nabla^2 T + Q \quad \text{Ecuación 42}$$

Con el propósito de resolver la ecuación 42 la tubería se divide en un número de capas concéntricas y tanto la conducción de calor longitudinal y periférica se desprecian.

Figura 7 Capas de la pared de la tubería.



1.4.5. Principales Variables Manejadas en OLGA®

Las variables más comunes utilizadas en la simulación utilizando el software OLGA® son:

1.4.5.1. Variables de Volumen.

- **PT** Presión local en el fluido (Pa, Bara, psia)
- **TM** Temperatura local en el fluido (C, F, K)
- **HOL** Fracción volumen total de líquido local (-)

1.4.5.2. Variables de Frontera.

- **QG** Caudal de gas (m³/s, m³/h, cft/día)

- **QLT** Caudal total de líquido ((m³/s, m³/h, cft/día)
- **ID** Identificador de patrón de flujo
 - 1 estratificado
 - 2 anular
 - 3 slug
 - 4 burbuja
- **UG** Velocidad de gas(m/s, ft/s)
- **UL** Velocidad de Líquido total (m/s, ft/s)
- **EVR** Relación de velocidad de erosión, si $EVR > 1$ la velocidad máxima de la API 14 RP es rebasada (si $C = 100$).

1.4.6. Régimen de Flujo para Tuberías Horizontales y Verticales.

Los regímenes para flujo horizontal y vertical que se pueden identificar en OLGA® son:

- ✓ Estratificado
- ✓ Anular
- ✓ Burbuja
- ✓ Slug

Figura 8 Régimen de flujo en tuberías horizontales.

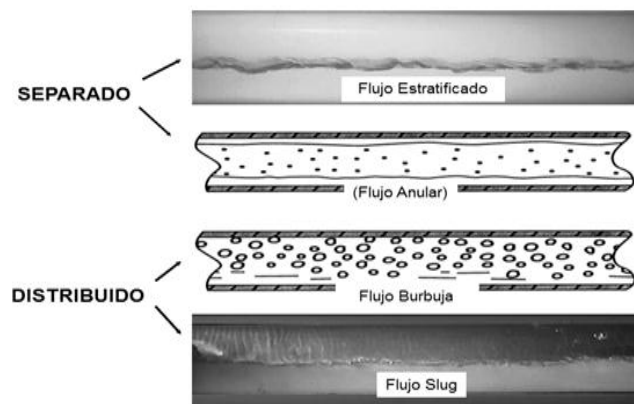
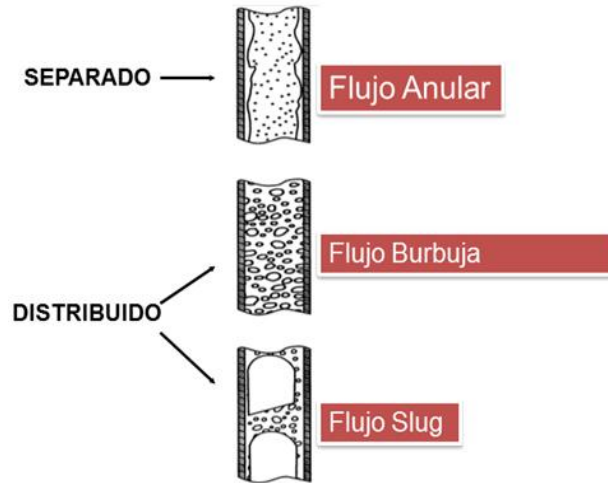


Figura 9 Régimen de flujo en tuberías horizontales.



1.4.6.1. Flujo Estratificado:

En este patrón flujo la mayor parte del líquido se desplaza en el fondo de la tubería y el gas en la parte superior de la tubería, formando así, una interface entre líquido y gas.

1.4.6.2. Flujo Anular:

En este patrón de flujo una de las fases forma una película alrededor de la pared interna de la tubería, la fase que presenta la mayor velocidad se encuentra en contacto con la otra fase, ya que la fase que se encuentra en contacto con la tubería es más lenta.

1.4.6.3. Flujo Burbuja:

En este patrón las burbujas de gas se desplazan en la parte superior de la tubería de producción aproximadamente a la misma velocidad que el líquido.

1.4.6.4. Flujo Slug (Bache):

En este patrón de flujo la velocidad del gas es muy alta y propicia el levantamiento de ondas periódicas a lo largo de la tubería.

1.4.7. Etapas para la desarrollo del modelo de simulación en OLGA®.

En esta sección se describe el procedimiento a seguir para el desarrollo de los modelos de simulación empleando el software OLGA®.

1.4.7.1. Definiciones generales para la simulación en OLGA.

Antes de iniciar desarrollo de modelos de simulación se debe definir las opciones generales para la simulación, estas se listan a continuación:

1.4.7.1.1. Parámetros de integración.

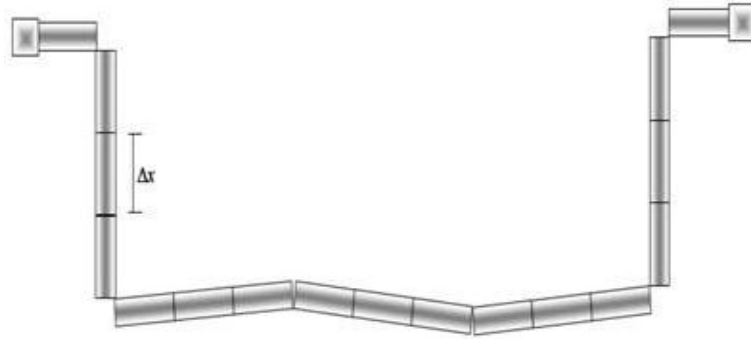
Se debe definir el tiempo inicial y el final de la simulación, esto se hace en función de los escenarios que se desee analizar.

Adicionalmente se puede especificar el tiempo inicial de una simulación a partir de los resultados de un caso base, ya que gracias a la opción RESTART del software OLGA® se puede realizar el análisis de escenarios a partir de un caso base en el que se alcanzado el estado estable y no presenta muchas variaciones en los resultados indicados.

1.4.7.2. Perfil de tubería.

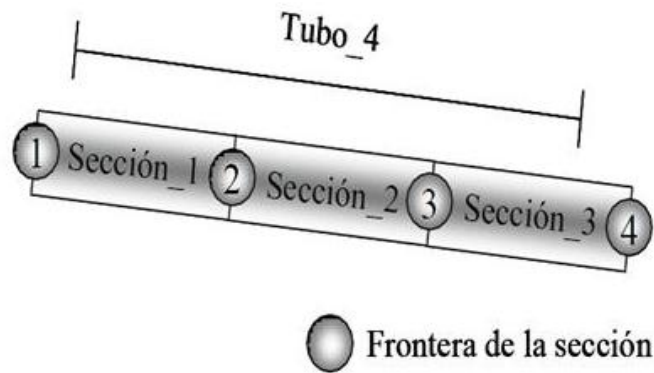
Parte muy importante del modelo del sistema está constituido por el perfil de tubería ya que para llevar a cabo la simulación es necesario dividir la tubería en tubos o PIPES dentro del entorno de OLGA®, los cuales son tramos de tubería de largo e inclinación definida, además de diámetro y rugosidad relativa constante.

Figura 10 Tubería dividida en PIPES.



Cada uno de los tubos debe a su vez dividirse en secciones tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 11 PIPES dividido en SECCIONES.

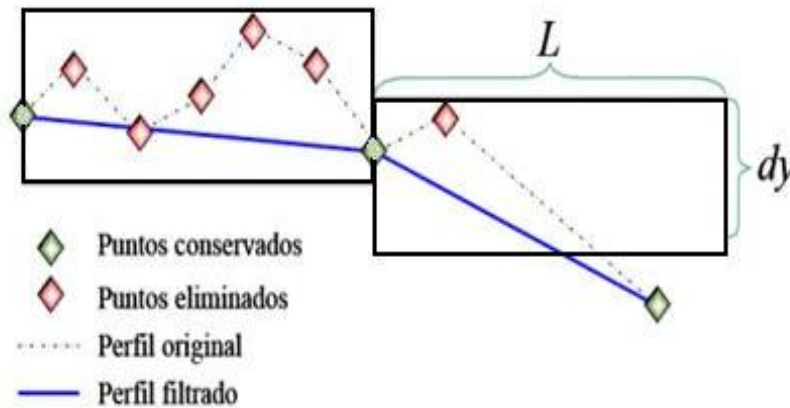


El tiempo de cómputo empleado para la simulación, así como la precisión depende del largo de las secciones. Es común que los datos medidos de los perfiles de las tuberías sean proporcionados con distancias muy cortas lo que lleva a tener un número elevado de secciones. Si esto ocurre se tendrá un modelo muy preciso pero que requerirá de un tiempo de computo muy largo lo cual puede ser poco práctico. Por esta razón en caso de que el perfil contenga secciones muy cortas, es recomendable simplificar el perfil para obtener secciones más largas con el fin de que el tiempo de cómputo sea menor.

1.4.7.2.1. Filtrado de la tubería.

En esta etapa se remueven aquellos puntos que no contribuyen de forma significativa con el perfil, también permite eliminar el ruido que existe en la medición de los cambios de elevación. El procedimiento seguido por el filtrado se esquematiza en la siguiente figura:

Figura 12 Representación general del proceso de filtrado.



Se definen rectángulos de largo L y alto dy en toda la tubería, los puntos que permanecen dentro del rectángulo se eliminan, los que están fuera se conservan.

Para el proceso de filtrado es necesario seleccionar L y dy hasta tener un resultado satisfactorio. Es importante verificar que los puntos removidos no afecten la definición del perfil de la tubería, ya que al eliminar algunos segmentos de la tubería se puede perder información que puede ser valiosa para la simulación del ducto.

1.4.7.2.2. Discretización de perfil de tubería.

Posteriormente a la obtención del perfil filtrado se procede a la discretización del perfil de tubería, para esto cada PIPE se divide en un número de celdas o secciones, las cuales son empleadas para hacer el cálculo numérico. El tamaño de las celdas adyacentes se establece en base a la siguiente regla:

$Li+1 \geq 0.5 Li$

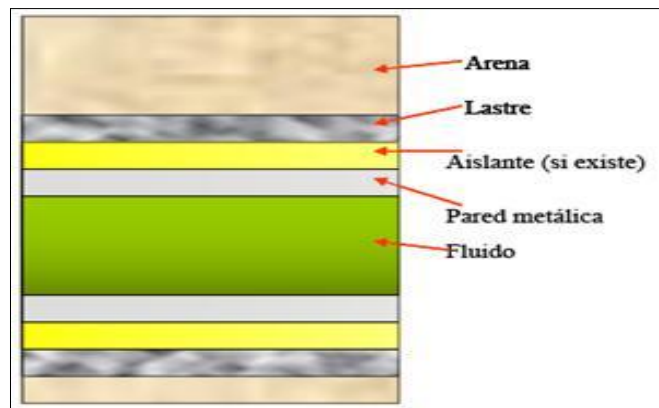
$Li+1 \leq 2Li$

Esto establece que el tamaño de la sección siguiente debe estar entre la mitad y el doble de la anterior. Todas estas acciones descritas en esta sección se pueden llevar a cabo empleando el Geometry Editor de OLGA®.

1.4.7.2.3. Especificaciones para el cálculo de transferencia de calor.

En OLGA® la disipación de energía hacia el medio ambiente se puede simular de dos formas, en la primera es necesario definir las paredes que rodean a la tubería. Para esto se requiere establecer las propiedades de los materiales sólidos para modelar la transferencia de calor por conducción. La configuración de la pared dependerá de donde se encuentre ubicada la tubería.

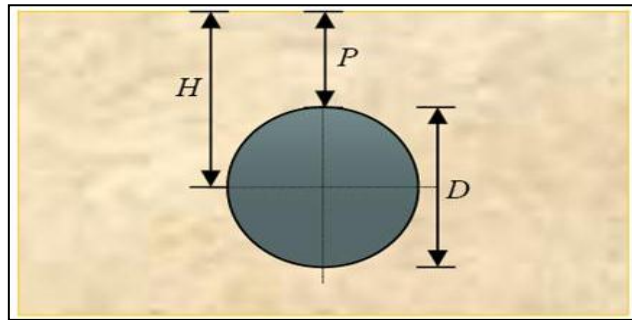
Figura 13 Ejemplo de las paredes que rodean una tubería enterrada.



En el caso de que alguna pared intermedia está formada por un fluido y no por un sólido, que son el caso de los pozos en que el espacio anular se llena con salmuera, debe modelarse además la transferencia de calor por convección natural, para lo cual es necesario conocer además la viscosidad y el coeficiente de expansión térmica del fluido.

La versión de OLGA 7.2 considera que todas las paredes son cilíndricas y concéntricas, en el caso de las tuberías enterradas no se cumple esta condición tal como se observa en la siguiente figura:

Figura 14 Ejemplo de tubería enterrada.



En este caso es necesario calcular un espesor equivalente para lo cual se emplea las siguientes ecuaciones:

$$h = P + \frac{1}{2}D \quad \text{Ecuación 43}$$

$$E = D \left[\left(\frac{2h}{D} \right) + \sqrt{\left(\frac{2h}{D} \right)^2 - 1} \right] \quad \text{Ecuación 44}$$

$$t_{eq} = \frac{1}{2}(E - D) \quad \text{Ecuación 45}$$

Dónde:

h: intervalo de profundidad.

D: diámetro de la tubería

P: profundidad de la tubería

E: espesor del material tomando en cuenta el diámetro de la tubería

teq: espesor equivalente.

Mediante la solución de estas ecuaciones se define el espesor equivalente de las paredes que rodean al fluido, las mismas que definen la transferencia de calor por conducción.

1.4.7.2.4. Especificaciones ambientales.

Para simular la transferencia de energía hacia el medio ambiente es necesario definir el coeficiente de transferencia de calor por convección forzada, este depende del fluido que rodea a la tubería pudiendo ser agua o aire.

Es posible emplear el valor típico o bien calcularlo en base a la velocidad de la corriente que rodea a la tubería, también debe especificarse la temperatura del medio ambiente.

Alternativamente es posible definir un coeficiente global de transferencia de calor, este toma en cuenta todos los mecanismos de transferencia de calor. Esta es una forma sencilla de modelar la disipación de energía, pero no es un procedimiento adecuado si se desean simular transitorios relacionados con la temperatura.

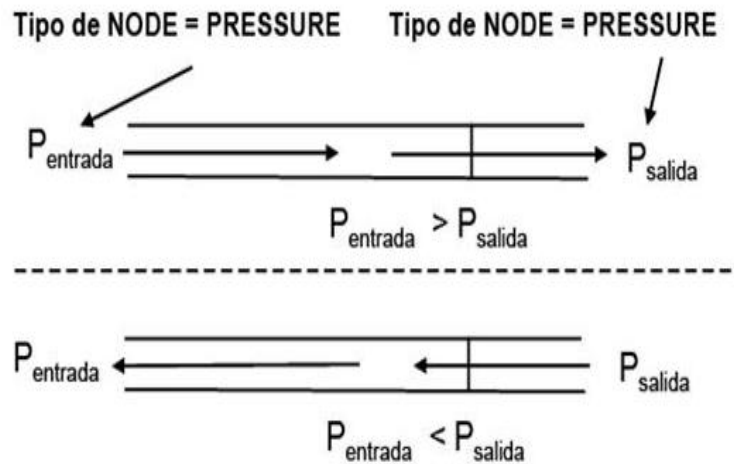
1.4.7.3. Configuración del sistema de simulación en OLGA®.

La configuración del sistema puede definirse mediante nodos y ramales; los nodos pueden ser de tipo terminal para delimitar el sistema o bien internos. Los nodos se unen mediante ramales o FLOWPHATS para el entorno de OLGA®. Los nodos terminales tienen una definición adicional ya que representan las fronteras del sistema. Los dos tipos de fronteras más comunes son los nodos cerrados y los de presión que son fronteras abiertas.

Una frontera cerrada es aquella a través de la cual no existe transferencia de materia hacia el exterior, estas se emplean generalmente cuando con la frontera se asocia una fuente de masa constante o bien un pozo.

En el caso de una frontera de presión, en esta la presión se mantiene constante, la dirección del flujo de masa se define en base a la presión en la sección previa a la frontera tal como se esquematiza en la siguiente figura:

Figura 15 Flujo de material en una frontera de presión.



En caso de que la presión sea mayor en la sección previa a la frontera, la masa sale por la frontera de presión, lo cual hace que este tipo de fronteras sean empleadas para modelar puntos de entrega en los cuales la presión se mantiene constante. En el caso de que la presión sea mayor en la frontera que en la sección previa a la frontera, el flujo es en sentido inverso, es decir del exterior hacia el sistema.

En el caso de los ramales o FLOWPATHS, estos contienen información referente a las especificaciones de cada tubería, tal como la geometría la cual se prepara con anterioridad, la configuración de las paredes, la transferencia de calor por convección y la temperatura ambiente.

1.4.7.4. Configuración del reporte en OLGA®.

El software OLGA® tiene tres tipos de reporte, el reporte escrito (OUTPUT), los gráficos de perfil (PROFILE) y los gráficos de tendencia (TREND).

Los gráficos de perfil permiten conocer el valor de las variables solicitadas a lo largo de toda la tubería para un tiempo fijo, es equivalente a observar el estado de todo el ramal para un tiempo determinado.

Los gráficos de tendencia son diferentes ya que permiten conocer el valor de una variable en una posición fija para un tiempo variable, los resultados observados en un gráfico de tendencia son equivalentes a colocar un registrador en la tubería, mismo que almacena el valor de la variable con respecto al tiempo.

En todos los casos el usuario del software debe especificar las variables que desea registrar y con qué frecuencia de tiempo. Las variables más comunes que se registran en los gráficos de perfil y tendencia son las siguientes:

- Presión
- Temperatura
- Caudal
- Régimen de flujo
- Velocidad de flujo y
- Otras variables en función del objetivo de la simulación.

1.5. CARACTERIZACIÓN DE FLUÍDOS.

Se entiende por caracterización al proceso mediante el cual se obtiene una composición representativa para un fluido petrolero. Entonces un fluido está caracterizado cuando se conocen las especies químicas presentes en una mezcla, la cantidad y sus propiedades.

Por lo general la composición de un fluido de yacimiento se proporciona empleando la composición de 11 especies definidas y la fracción pesada.

Tabla 5 Ejemplo de especies definidas en la caracterización de fluidos.

N° Especie	Especie/Elemento Definido
1	H ₂ S
2	CO ₂
3	N ₂
4	C ₁
5	C ₂
6	C ₃
7	i-C ₄
8	n-C ₄
9	i-C ₅
10	n-C ₅
11	Hexanos
12	C7+ (fracción pesada)

Fuente: Tips for Setting Up Simulation Models for Multiphase Flow.

La fracción pesada agrupa al resto de los componentes de la mezcla, por lo que es necesario conocer el peso molecular y la densidad relativa. En este caso cada fracción agrupa un número de átomos de carbono, pero la fracción pesada como tal no es una especie química, es una mezcla de los componentes más pesados, por esta razón para calcular el equilibrio de fases así como las propiedades termodinámicas y de transporte es necesario dividir esta fracción en sub-fracciones conocidos como pseudo-componentes.

PVTsim dispone de dos conjuntos que permite la división de la fracción pesada en pseudo-componentes, uno que permite la división hasta C₉₀ y otro hasta C₂₀₀; el primer conjunto se recomienda para fluidos normales en tanto que el segundo para fluidos pesados.

Posteriormente para el ajuste de la caracterización se verifica que la densidad calculada por PVTsim sea muy parecida a la reportada por los análisis experimentales realizados en muestras de fluidos tomados para cada campo.

Para el cálculo equilibrio de fases y propiedades de los fluidos se requiere la siguiente información:

- Composición química.
- Temperatura y
- Presión crítica y
- Factor acéntrico para cada especie química en la mezcla.

Cuando esta información se conoce, se dice que se ha **caracterizado** al fluido.

1.5.1. Modelos informáticos en la caracterización de hidrocarburos.

La predicción exacta de las propiedades físicas y termodinámicas es un pre-requisito para el éxito para la simulación y diseño de tuberías.

La pérdida de presión, el holdup, la pérdida de calor, la formación de hidratos y la deposición de ceras; todos requieren conocimiento de los estados del fluido.

En los análisis de aseguramiento de flujo, los siguientes dos enfoques se han utilizado para simular el flujo de fluidos de hidrocarburos:

1.5.1.1. Modelo “Black Oil”.

Define el petróleo como una fase líquida que contiene gas disuelto, tal como se produce los hidrocarburos en el reservorio de crudo. El “Black Oil” para calcular el gas que se disuelve en una solución de crudo utiliza un parámetro R_s que puede ser medido en el laboratorio.

Este modelo predice las propiedades del fluido a partir de la gravedad específica del gas, la gravedad del aceite y el volumen de gas producido por volumen de líquido.

Correlaciones empíricas evalúan la separación de fases y determinan las propiedades físicas de las fases separadas.

1.5.1.2. Modelo “Composition”.

Para una fracción molar dada de una mezcla de fluido de aceites volátiles y fluidos de condensados, el cálculo del equilibrio vapor/líquido determina el flujo de alimentación que existe de la fase vapor y líquido y la composición de cada fase, además posible determinar la calidad o la fracción de masa de gas en las mezclas. Una vez que se conoce la composición de cada fase también es posible calcular la tensión interfacial, densidades, entalpías y viscosidades de cada fase.

La precisión del modelo de composición depende de la exactitud de los datos de composición. Si se dispone de buenos datos sobre la composición, la selección de una EOS adecuada es probable que el rendimiento de datos de comportamiento de fase sea más precisos que con el modelo correspondiente a " Black Oil". Esto es particularmente cierto si el líquido de hidrocarburo es un condensado ligero, en esta situación es poco probable que se maneje adecuadamente el método “Black Oil” debido a efectos de fase complejos, tales como condensación retrograda.

En los estudios hidráulicos de importancia primordial es la viscosidad de las fases fluidas, pero tanto el modelo “Black Oil” y “Composition” pueden ser inexactos por lo que siempre quedara un nivel de incertidumbre por lo que es recomendable el análisis de información en cada etapa del estudio.

1.5.2. Ecuaciones de Estado Involucradas.

Dentro de las principales ecuaciones involucradas en el simulador y caracterizador de flujo tenemos:

1.5.2.1. Basado en el Principio de Estado.

$$Pr = P/P_c \quad \text{Ecuación 46}$$

$$Tr = T/T_c \quad \text{Ecuación 47}$$

Ecuaciones en las cuales se establece que todas las sustancias se comportan de forma similar cuando tienen la misma proximidad a su punto crítico.

Las desviaciones al principio se deben a las estructuras moleculares de las especies, lo que lleva a diferentes fuerzas intermoleculares.

1.5.2.2. Factor Acéntrico.

Pitzer encontró que la presión de vapor reducida para sustancias esféricas (Ar, Kr y Xe) caen en la misma curva a $P_R=0.1$ y $T_R=0.7$.

$$\omega = -\log \left(\frac{P_s}{P_c} \right)_{\alpha T_R=0.7} - 1.0 \quad \text{Ecuación 48}$$

Este factor es cero para especies esféricas y positiva para otros compuestos excepto H y He. Entonces para conocer las propiedades de una sustancia pura mediante el principio de estados correspondientes, es necesario conocer: presión crítica, temperatura crítica y el factor acéntrico.

1.5.3. Ecuaciones para el Comportamiento de Fluidos Densos.

1.5.3.1. Ecuación de Van Der Waals.

Debido a que en la industria petrolera las ecuaciones que más ampliamente empleadas son las cúbicas, mismas que están basadas en la ecuación de Waals:

$$\left(P + \frac{a}{v^2}\right)(v - b) = RT \quad \text{Ecuación 49}$$

En la ecuación, a/v^2 es el término atractivo y b el término repulsivo, a este término se le denomina comúnmente co-volumen.

La ecuación de estado de Van Der Waals no predice correctamente el comportamiento de fluidos densos por lo que se han hecho múltiples modificaciones.

Los parámetros a y b que se obtienen de las condiciones en el punto crítico, estas se han modificado en base a datos experimentales.

Las modificaciones han mejorado su capacidad predictiva modificando su término atractivo.

1.5.3.2. Ecuación de Estado de Soave Redlich-Kwong.

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a\alpha}{v(v+b)} \quad \text{Ecuación 50}$$

$$\alpha = [1 + m(1 - T_R^{0.5})]^2 \quad \text{Ecuación 51}$$

$$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2 \quad \text{Ecuación 52}$$

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \quad \text{Ecuación 53}$$

La ecuación permite predecir el equilibrio líquido vapor, pero se tiene un error importante en el cálculo de la densidad de líquido.

1.5.3.3. Ecuación de Estado de Peng-Robinson

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a\alpha}{v(v+b)+b(v-b)} \quad \text{Ecuación 54}$$

$$\alpha = [1 + m(1 - T_R^{0.5})]^2 \quad \text{Ecuación 55}$$

$$m = 0.3464 + 1.5422\omega - 0.26992\omega^2 \quad \text{Ecuación 56}$$

$$z^3 - (1 - B)z^2 + (a - 2B - 3B^2)z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad \text{Ecuación 57}$$

La ecuación predice de forma incorrecta las densidades de líquido

1.5.3.4. Ecuación para la Traslación de Volumen.

Las ecuaciones de estado cúbicas de forma sistemática predicen erróneamente la densidad de líquido.

Una forma de corregir este error es restar al volumen molar una cantidad constante.

Esta idea fue originalmente expuesta por Peneloux y aplicada a la ecuación de SRK.

$$v^{cor} = v - c \quad \text{Ecuación 58}$$

v^{cor} es el volumen molar corregido y c el factor de corrección. A éste método se le conoce como translación de volumen.

1.5.3.5. Ecuación de Estado de SRK con Corrección de Peneloux.

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{(v+c)(v+b+2c)} \quad \text{Ecuación 59}$$

$$c = c' + c''(T - 288.15) \quad \text{Ecuación 60}$$

$$c' = 0.40768 \frac{RT_c}{P_c} (0.29441 - Z_{RA}) \quad \text{Ecuación 61}$$

$$Z_{RA} = 0.29056 - 0.08775\omega \quad \text{Ecuación 62}$$

$$v = v_{SRK} - c \quad \text{Ecuación 63}$$

$$b = b_{SRK} - b \quad \text{Ecuación 64}$$

Si c'' se hace cero con lo que no hay dependencia con T .

1.5.3.6. Ecuación de Estado de Peng Robinson con Corrección de Peneloux.

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a\alpha}{(v+c)(v+2c+b)+(b+c)(v-b)} \quad \text{Ecuación 65}$$

$$c = c' + c''(T - 288.15) \quad \text{Ecuación 66}$$

$$c' = 0.50033 \frac{RT_c}{P_c} (0.25969 - Z_{RA}) \quad \text{Ecuación 67}$$

También si c'' se hace cero con lo que no hay dependencia con T .

1.5.4. Ecuaciones de Estado para Mezclas Multicomponentes.

Para modelar mezclas es necesario calcular a y b de la mezcla mediante las reglas de combinación o reglas de mezclado.

Los a y b evalúan el efecto de las fuerzas atractivas y repulsivas entre las moléculas.

1.5.4.1. Reglas de Mezclado de Van Der Waals.

$$a = \sum_{i=1}^N x_i x_j \sqrt{a_i a_j} (1 - K_{ij}) \quad \text{Ecuación 68}$$

$$b = \sum_{i=1}^N x_i b_i \quad \text{Ecuación 69}$$

k_{ij} es el parámetro de interacción binaria.

Son válidas para sistemas con componentes similares, han mostrado ser adecuadas para modelar el comportamiento fluidos petroleros. La regla no toma en cuenta efectos de asimetría, polaridad o asociación. Considera el efecto de la interacción entre pares moléculas vecinas e ignora las interacciones entre tres o más moléculas.

Las reglas de mezclado que incorporan modelos de actividad permiten evaluar las interacciones entre los componentes de la mezcla debidos a:

- Polaridad
- Asimetría

Estos efectos son importantes cuando se tiene presencia de agua u otras sustancias.

1.5.5. Etapas para caracterización de fluidos en PVTsim.

Para la caracterización de los fluidos es necesario definir la ecuación de estado, PVTsim tiene programadas la ecuación de estado de Peng Robinson y la de Soave Redlich-Kwong.

Para líquidos densos es recomendable emplear la traslación de volumen de Peneloux para mejorar la predicción de la densidad del líquido, como se muestra en la descripción de las ecuaciones involucradas, descritas anteriormente.

El proceso de caracterización empleando PVTsim se resume a continuación:

- i. Abrir la interfaz de PVTsim.
- ii. Crear una base de datos vacía.
- iii. Seleccionar la ecuación de estado para llevar a cabo la caracterización.
- iv. Agregar un fluido a la base de datos, este puede ser de tres tipos:
 - Plus fraction; fluido que contiene una fracción pesada, la cual se coloca al final de la tabla.
 - No plus fraction; fluido sin una fracción pesada.
 - Characterized; fluido previamente caracterizado empleando un procedimiento alternativo entonces se conoce el peso molecular y la densidad relativa de cada fracción.
- v. Seleccionar las opciones de caracterización.
 - Normal; para caracterización hasta C_{80} .
 - Heavy; para caracterización hasta C_{200} .
- vi. Seleccionar el número de pseudo componentes en que se dividirá la fracción pesada.
- vii. Guardar el fluido caracterizado.

El fluido caracterizado se emplea posteriormente para la generación de las tablas de propiedades.

PVTsim posee herramientas para el mezclado de fluidos, en caso de tener disponible la composición del gas y el aceite, es posible llevar a cabo el mezclado en base molar,

másica y volumétrica. Para ello es necesario conocer la fracción de cada una de las corrientes, incluyendo el agua. La forma más común de reportar la cantidad de cada corriente es a condiciones estándar mediante el GOR (relación gas-aceite) y el corte de agua.

1.5.5.1. Elaboración de tablas de propiedades en PVTsim.

Para la simulación del flujo de fluidos en OLGA® es necesario generar una tabla de propiedades de los fluidos utilizados en la simulación considerando que la composición global se mantiene constante. Para ello se debe utilizar un fluido que haya sido previamente caracterizado y para la generación de tablas deben definirse los siguientes valores:

1.5.5.1.1. Intervalo de temperatura, mínimo y máximo.

El intervalo debe establecerse en función de la temperatura más baja y más alta que se espera tener en el sistema más una tolerancia, generalmente se recomienda iniciar la tabla en un valor bajo, como 20°C; en prevención a los transitorios de temperatura que pueden presentarse, por ejemplo durante la expansión súbita.

1.5.5.1.2. Intervalo de presión mínimo y máximo.

El intervalo de presión se establece en función de las presiones mínima y máxima esperadas en el sistema más una tolerancia, generalmente se recomienda que la tabla de propiedades se inicie en la presión más baja que acepta PVTsim de 0.1 bar, con el fin de absorber las variaciones en la presión durante los transitorios que se presenten.

1.5.5.1.3. Número de puntos de temperatura y presión.

El número de puntos se establece en función de que tan suave es la pendiente de la superficie de las propiedades, en caso de que se tengan cambios importantes en la

curvatura, se requerirá un mayor número de puntos para reducir el error durante la interpolación.

Una vez generadas las tablas de propiedades es importante verificar que la información contenida sea correcta, para esto es posible emplear la interfaz gráfica de OLGA, la cual tiene una herramienta que permite visualizar las tablas de propiedades, en caso de ser necesario las tablas de propiedades deben ser corregidas.

1.5.6. Etapas para caracterización de fluidos en Hysys.

El proceso de caracterización empleando Hysys se resume a continuación:

- I. Seleccionar el sistema de unidades.
- II. Crear un New Case.
- III. Seleccionar los componentes a utilizar.
- IV. Elegir el paquete de fluidos a utilizar.
- V. En caso de disponer de otras propiedades físico químicas se puede ir añadiendo a cada corriente, permitiendo los ensayos correspondientes para caracterizar el fluido.

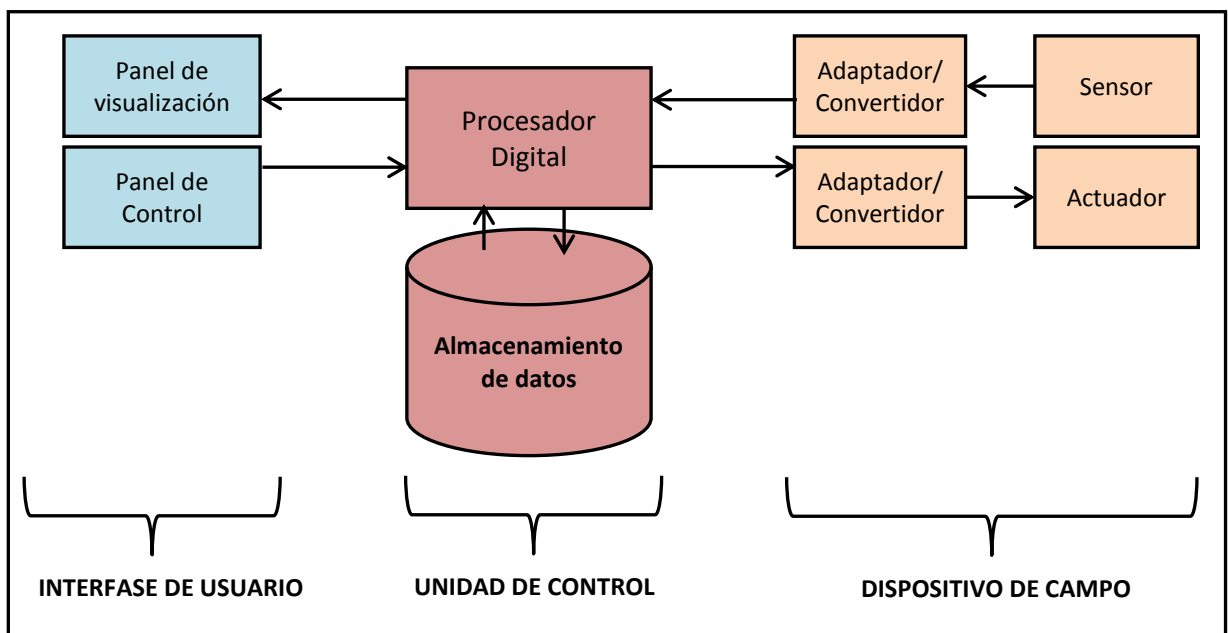
En caso de utilizar los resultados de las propiedades obtenidas de la caracterización en Hysys, tabularlos e ingresarlos como un fluido previamente caracterizado, del cual

Para elaborar tablas de propiedades con fluidos previamente caracterizados en Hysys, tabular los resultados que se obtienen en Hysys de las propiedades de los pseudo componentes e ingresarlos a PVTsim como un fluido Characterized y continuar con el procedimiento antes descrito para PVTsim.

1.6. SISTEMA DE CONTROL SCADA.

SCADA es una aplicación de software diseñado con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia, funcionando sobre ordenadores de control y proporcionando comunicación con los dispositivos de campo de esta manera permitiendo en tiempo real el control de procesos de forma automática desde una computadora²⁹.

Figura 16 Esquema básico del sistema de adquisición, supervisión y control.



El control directo de las variables de operación lo realizan los controladores digitales que están colocados en la línea o equipo de la planta, estos a su vez están conectados a un ordenador que realiza las funciones de dialogo con el operador, tratamiento de información y control de la producción.

1.6.1. Forma de transmisión de información del sistema SCADA.

Según Gordon, C., 2004 la forma de transmisión del sistema SCADA es:

²⁹ RODRIGUEZ, A. 2007. Sistemas SCADA, P. 447.

- El sistema SCADA se comunica vía red, telefónica o satélite, por lo que siempre será necesario contar con computadoras remotas que envíen la información hacia un computador central el cual será la parte esencial para la gestión de información.
- Para el intercambio de información entre los dispositivos de campo y la estación central se requiere que haya un medio de comunicación, el cual puede ser un cable o vía satelital.
- Cabe señalar que sin importar cuál sea la forma de comunicación del sistema con el campo, se necesita un MODEM el cual varía las señales.

1.6.2. Elementos del sistema de comunicación.

En una comunicación se requiere³⁰:

- Un medio de transmisión, sobre el cual se envían los mensajes.
- Un equipo emisor, que puede ser un MTU.
- Un equipo receptor que se puede asociar a los RTU's.

Los MTU y RTU al ser equipos terminales de datos tienen la habilidad de generar y recibir señales.

1.6.3. Ventajas de un software SCADA.

- Posibilidad de establecer paneles de alarma, con la finalidad de atraer la presencia del operador en caso de una situación de alarma generando un registro del suceso producido.
- Generación de datos históricos de las señales de planta, que permitan extraerlo sobre una hoja de cálculo.

³⁰ GORDON, C. 2004. Modern SCADA Protocols, P. 391.

- Ejecución de programas, que modifican la forma o secuencia de control, incluso anular, modificar las tareas asociadas de manera autónoma bajo ciertas condiciones establecidas.
- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos que necesiten alta resolución.

1.6.4. Funciones principales del sistema SCADA.

Las principales funciones del sistema SCADA son³¹:

- Adquisición de datos.
- Supervisión de la evolución de las variables de control.
- Transmisión de la información con dispositivos de campo y PC.
- Presentación grafica de los datos monitoreados
- Explotación de los datos adquiridos con el fin de realizar gestión de la producción, control estadístico o gestión administrativa.

1.6.5. Componentes del hardware.

El sistema se control SCADA está formado por³²:

- Ordenador Central o MTU.
- Ordenadores Remotos o RTU
- Red de comunicación.
- Instrumentación de campo.

³¹ RODRIGUEZ, A. 2007. Sistemas SCADA, P. 447.

³² SHAW, W. 2006. Cybersecurity for SCADA Systems, P.438.

CAPÍTULO II
PARTE
EXPERIMENTAL

CAPITULO II

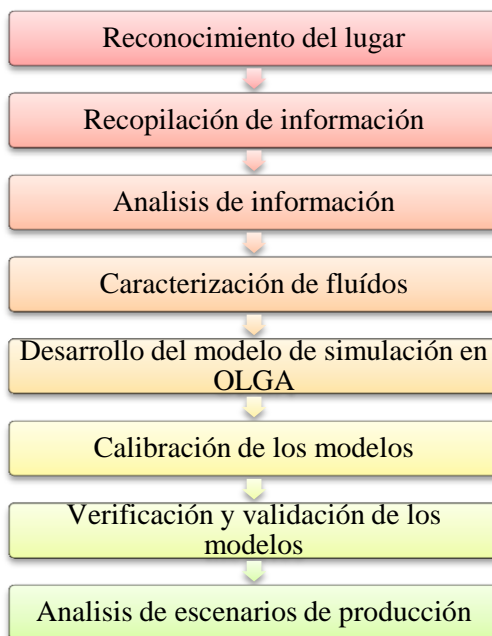
2. PARTE EXPERIMENTAL.

Para el desarrollo del proyecto denominado simulación dinámica y análisis de las variables de producción de las líneas de Repsol NPF se tomó en cuenta la línea de producción comprendidas de Tivacuno a NPF y el oleoducto NPF a Shushufindi; las herramientas que se utilizaron son el software OLGA® como herramienta principal para el análisis de las variables de operación y los software PVTsim y Hysys como herramientas complementarias para la caracterización de los fluidos utilizados en las simulaciones

2.1. Metodología.

Los estudios realizados para el desarrollo de modelos de simulación para el análisis de flujo en tuberías se basan en las siguientes etapas:

Figura 17 Etapas para el desarrollo de modelos de simulación.



2.1.1. Reconocimiento del lugar.

Para el reconocimiento del lugar se visitó las instalaciones de las Facilidades de Producción Norte, ubicadas en el bloque 16, antes del ingreso al bloque se realizó la inducción de seguridad con el fin de evitar accidentes por desconocimiento de las normas y procedimientos internos que maneja Repsol con el fin de brindar y asegurar un buen ambiente de trabajo precautelando la integridad de las personas.

Como paso inicial se realizó una visita a la planta de deshidratación de crudo de NPF con el fin de comprender la operación de la misma, ya que a la estación de NPF llega el crudo deshidratado proveniente de SPF así como también las líneas de fluido multifásico de los campos Bogi, Capiron y Tivacuno.

En el control room de NPF se recibió las indicaciones sobre la supervisión de la planta a través del sistema de control SCADA y los principales procedimientos a seguir en cada caso que se presenta durante la operación.

Se recorrió la ruta de las líneas tomadas en cuenta dentro del proyecto, visitando y realizando un reconocimiento de la plataforma de Tivacuno, así como también de la estación de rebombeo en Pompeya y Shushufindi con el fin de tener una idea conceptual clara del proyecto y saber la procedencia de cada corriente.

2.1.2. Recopilación de información.

La recopilación de información se realizó en base a cada línea, teniendo así:

2.1.2.1. Información de la línea de producción Tivacuno-NPF.

Para la línea de producción Tivacuno-NPF se realizó la recopilación de información a nivel de:

- **Pozos:** se recopiló análisis de laboratorio, datos de producción y condiciones físico químicas actuales de cada pozo.

- **Tubería:** se recopiló información del perfil topográfico, longitud, espesor de las paredes que lo rodean, geometría y cruces de río de la tubería de 14 pulgadas utilizada para la producción de fluido multifásico de Tivacuno.
- **Campo:** se recopiló datos de la producción total de la plataforma de Tivacuno en base a los reportes diarios de producción.

Además de la diferente información recopilada de pozos, tubería y campo se determino las condiciones de operación de cada línea en base a las variables de presión temperatura y caudales de líquido y gas.

2.1.2.2. Información del oleoducto NPF-SSFD.

Para el oleoducto NPF-SSFD se realizó la recopilación de información a nivel de:

- **Planta:** al no disponer de un análisis del crudo bombeado por el oleoducto desde NPF, se recopiló análisis físico químicos de las corrientes que ingresan al tanque de almacenamiento en donde se produce la mezcla de fluidos que dan como resultado en crudo bombeado desde NPF por el oleoducto hasta SSFD. También se determinó las condiciones de operación del oleoducto en base a las variables de presión temperatura y caudal de crudo.
- **Tubería:** a nivel de tubería se recopiló información del perfil topográfico, longitud, espesor de las paredes que lo rodean, geometría y cruces de río para la tubería de 16 pulgadas utilizada para el transporte de crudo deshidratado.
- **Campo:** se recopiló datos de la producción total de la planta de deshidratación de NPF en base a los reportes diarios de producción y flujos de las corrientes que ingresan al tanque de almacenamiento del cual se bombea por el oleoducto.

2.1.3. Análisis de información.

En base a la información recopilada se realizó el análisis de información recopilada, tomando en cuenta las condiciones actuales de los pozos de Tivacuno y las características del crudo bombeado de NPF.

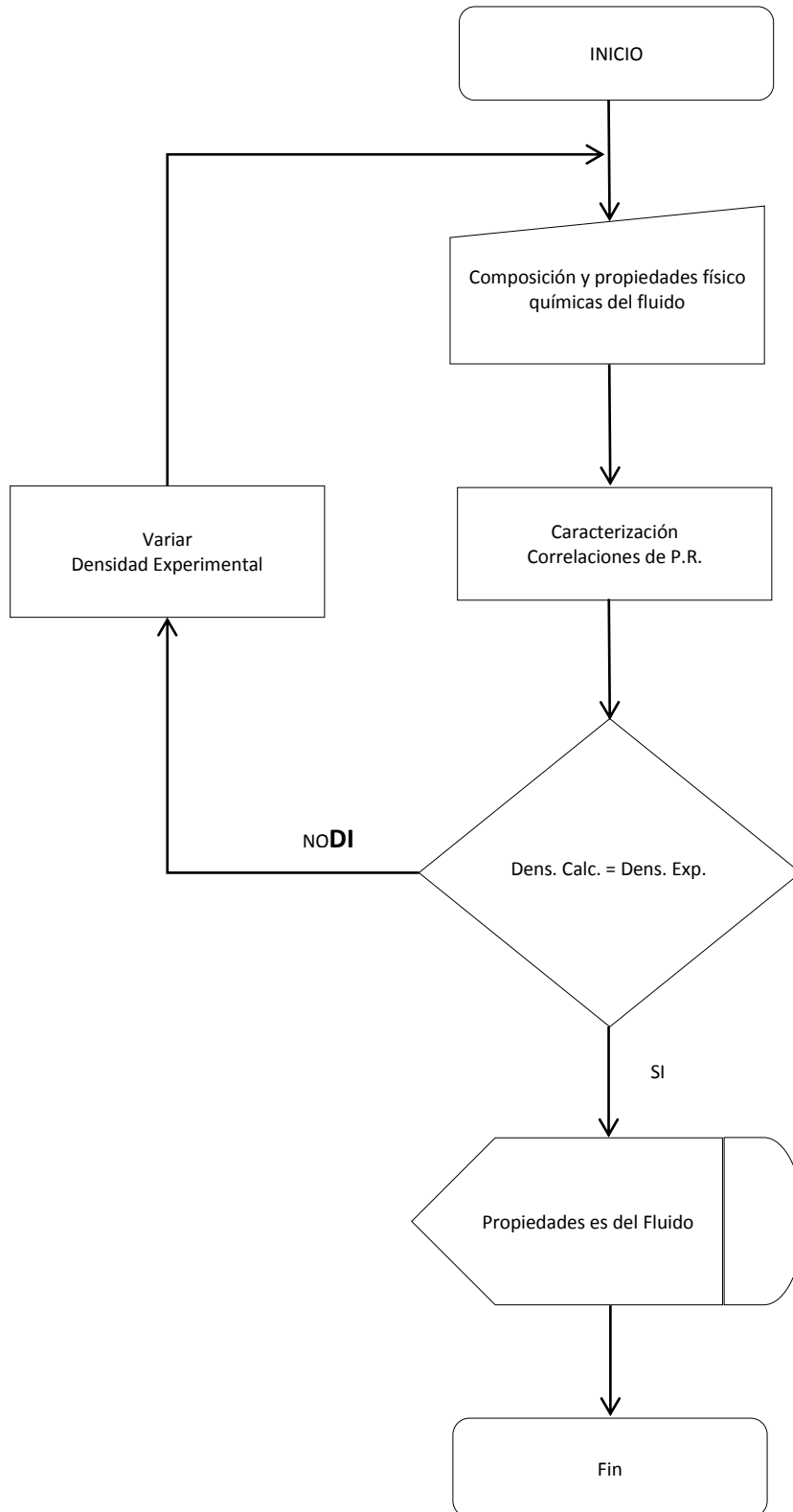
Para la línea de fluido multifásico de Tivacuno-NPF se tomó el análisis de TIVACUNO A1T_PVT_SCHLUMBERGER, como el que se ajusta a las condiciones actuales de los pozos de Tivacuno y para el oleoducto NPF-SSFD se tomó los análisis realizados por la empresa SGS para las corrientes de SPF y NP, así como también para las corrientes de la planta topping que ingresan al tanque de almacenamiento de NPF del cual se bombea el crudo por el oleoducto.

Los datos de producción y condiciones de operación se detallaran en el capítulo III durante el desarrollo de los modelos de simulación para cada línea con el fin de evitar aspectos redundantes.

2.1.4. Caracterización de los fluidos.

El algoritmo para la caracterización de los fluidos utilizando herramientas como PVTsim o Hysys es el siguiente:

Figura 18 Algoritmo para caracterización de fluidos.



Para la caracterización de los fluidos se ingresó las propiedades físico químicas de cada fluido en base a su composición molar y la densidad de la fracción pesada de cada componente.

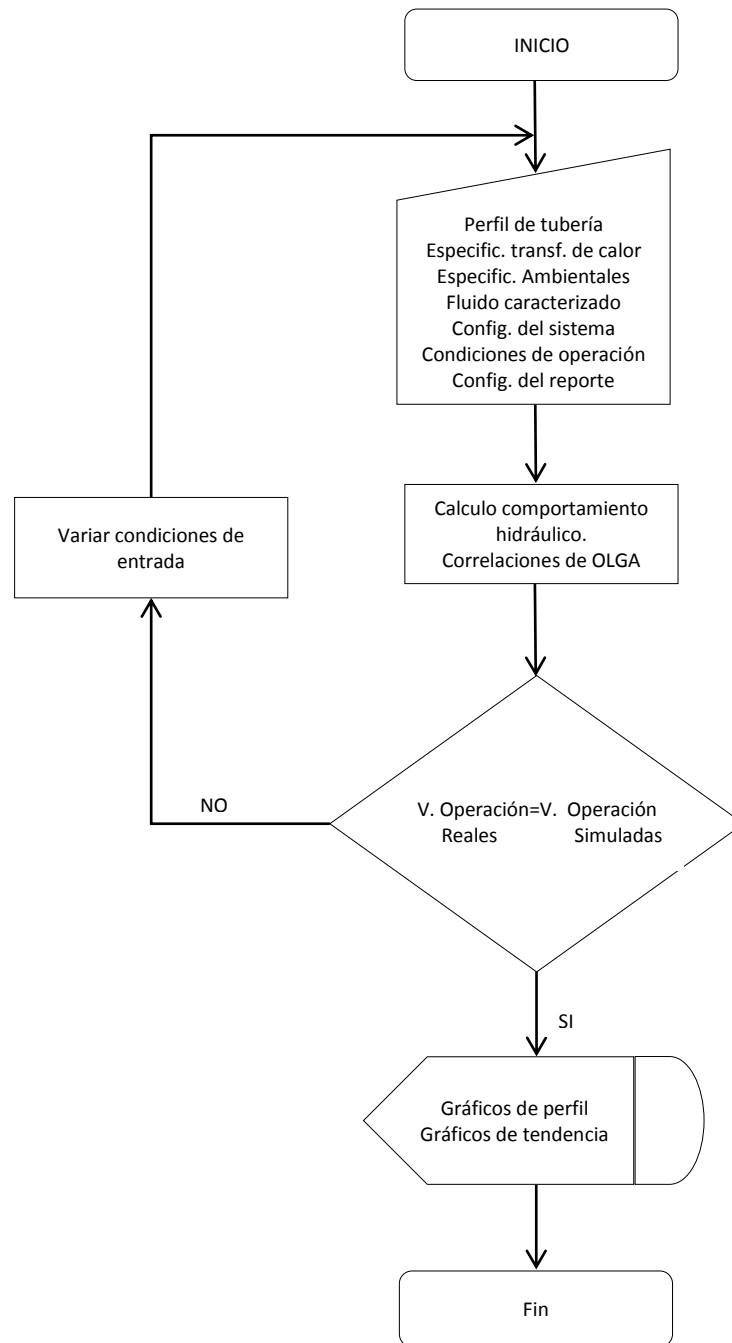
PVTsim y Hysys realizo las operaciones de caracterización del fluido tomando en cuenta las correlaciones de Peng Robinson.

Para calibrar la caracterización se verificó que cumpla con la condición que la densidad calculada debe ser igual a la densidad experimental, en caso de no cumplir con esta condición se varió la densidad de la fracción pesada hasta cumplir con la condición y ajustar la caracterización en función de las densidades.

2.1.5. Desarrollo de modelos de simulación en OLGA®.

El algoritmo para el desarrollo de modelos de simulación en OLGA® es:

Figura 19 Algoritmo para el desarrollo de modelos de simulación en OLGA®



Para el desarrollo de los modelos de simulación en OLGA® se ingresó información necesaria como perfil de tubería, especificaciones para la transferencia de calor, especificaciones ambientales, tabla de propiedades del fluido caracterizado, configuración

del sistema (nodos y ramales), condiciones de operación (presión, temperatura y caudales) y la configuración del reporte.

El software OLGA® de acuerdo a los parámetros, calculó el comportamiento hidráulico del modelo especificado en función de las variables de operación, así como también la disipación de energía hacia el medio de acuerdo a las especificaciones ingresadas para la transferencia de calor.

2.1.6. Calibración de los modelos de simulación.

Los modelos de simulación se calibró variando las condiciones de entrada de algunas variables, hasta que cada uno de los modelos cumpla con la condición de que las variables de operación calculadas sean iguales a las variables reales; o por lo menos tengan un porcentaje de error menor a 10% entre lo real y lo calculado.

2.1.7. Verificación y validación de los modelos de simulación.

La verificación y validación de los modelos de simulación creados para la línea de Tivacuno-NPF y el oleoducto NPF-SSFD se realizó comparando las condiciones reales con las reportadas el OLGA®.

2.1.8. Análisis de escenarios de producción.

Luego que se creó los modelos de simulación para las líneas tomadas en cuenta en el alcance del proyecto y se alcanzó el estado estable en las simulaciones se realizó el análisis de algunos escenarios que se presentan durante la operación en campo, teniendo así:

2.1.8.1. Escenarios para la línea de producción Tivacuno-NPF.

- Envío de pig desde Tivacuno a NPF.

- Parada de la fuente de gas de Tivacuno.

2.1.8.2. Escenarios para el oleoducto NPF-SSFD.

- Paro de producción del oleoducto NPF-SSFD.
- Reinicio de operación del oleoducto NPF-SSFD.
- Encendido y apagado de las bombas en la estación de rebombeo de Pompeya.

El desarrollo de cada uno de los escenarios se describe en el capítulo III y en el capítulo IV se realiza el respectivo análisis de acuerdo a los resultados obtenidos en cada escenario.

2.1.9. Métodos.

En el presente proyecto de estudio se trabajó en forma ordenada y sistemática para la construcción de modelos de simulación que permitan el análisis de las variables de operación; utilizando como método de ayuda el de la simulación.

2.1.9.1. Método de Simulación.

Este es el método que la mayoría de las investigaciones la proponen como un método seguro, el cual nos permite realizar proyecciones de los procesos sin afectar los sistemas de producción ni alterar las condiciones normales de operación de una planta.

Para el desarrollo del presente trabajo, se propone a este método como el más acertado para:

- Analizar el comportamiento de las líneas de producción y transporte comprendidas en el tramo Tivacuno-NPF y NPF-Shushufindi.
- Analizar los diferentes escenarios de producción que se presentan en el campo mediante la aplicación de un software simulador de avanzada tecnología, en función de sus variables de operación.

2.1.10. Técnicas.

Las normas técnicas que se utilizaron para el desarrollo del proyecto son:

Tabla 6 Normas Técnicas

Norma Técnica	Descripción:
API-RP-14E91	Esta norma describe las “Prácticas Recomendadas para el Diseño e Instalación de Sistemas de Tuberías de la Plataforma de Producción Costa Afuera”
API-RP-19G11	Esta norma describe las prácticas para “Simulación Dinámica de Gas-lift y Sistemas”
ASTM D 1298	Método de prueba estándar para la densidad, densidad relativa o gravedad API de petróleo crudo y productos de petróleo líquida por el método del hidrómetro.
ASTM D 4052	Método de prueba estándar para la densidad, densidad relativa y gravedad API de líquidos por medidor de densidad digital.
ASTM D 97	Método de prueba estándar para punto de fluidez de productos del petróleo.
ASTM D 445	Método de prueba estándar para la viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos y cálculo de la viscosidad dinámica.
ASTM D 4530	Método de prueba estándar para la determinación de carbono residuo (Método micro).
ASTM D 3279	Método de prueba estándar para n-heptano insoluble.
ASTM D 4294	Método de prueba estándar para azufre en el petróleo y sus derivados por energía dispersiva de rayos x; y de fluorescencia.
ASTM D 4629	Método de prueba estándar para la traza de nitrógeno líquido en hidrocarburos de petróleo por jeringa / entrada oxidativo combustión y de detección de quimioluminiscencia.
ASTM D 5762	Método de prueba estándar para nitrógeno en petróleo y sus derivados por quimioluminiscencia.
ASTM D 5863	Métodos de prueba estándar para la determinación de níquel, vanadio, hierro y sodio en aceites crudos de petróleo y combustibles residuales por espectrometría de absorción atómica de llama.

ASTM D 611	Métodos de prueba estándar para punto de anilina y mixta punto de anilina de productos derivados del petróleo y de hidrocarburos disolventes.
ASTM D 4737	Método de prueba estándar para calculó el índice de cetano por cuatro ecuación variable.
ASTM D 2709	Método de prueba estándar para el agua y los sedimentos en combustibles destilados medios por centrifuga.
ASTM D 2892	Método de prueba estándar para la destilación del petróleo crudo (columna de 15 platos teóricos).
ASTM D 5134	Método de prueba estándar para el análisis detallado de las naftas de petróleo a través de n-nonano por cromatografía de gases capilar.

2.2. Datos Experimentales

Los siguientes datos experimentales fueron usados para la caracterización de los fluidos utilizados en las simulaciones.

2.2.1. Análisis Físico Químico del Crudo de SPF.

Tabla 7 Curva TBP del crudo de SPF.

Temperatura de Corte °C	Rendimiento %
15 - 160	6.33
160 - 190	2.38
190 - 216	2.63
216 - 240	2.00
240 - 299	7.12
299 - 335	5.97
335 - 370	5.45
370 - 427	5.74
427 - 518	18.13
518+	43.61

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Análisis de crudo de SPF, SGS –Ecuador.

Tabla 8 Características físico químicas del crudo de SPF.

Propiedades	Método	Valor	Unidad
Densidad a 15°C	ASTM D-1298	0.9625	g/ml
D. Relativa 15.6/15.6°C	ASTM D-1298	0.9631	--
Densidad API	ASTM D-1298	15.42	°API
Punto de Vertido	ASTM D-97	-15	°C
Viscosidad a 50°C	ASTM D-445	891.6	cSt
Viscosidad a 80°C	ASTM D-445	141.3	cSt
Viscosidad a 100°C	ASTM D-445	59.45	cSt
Viscosidad a 120°C	ASTM D-445	34.78	cSt
Viscosidad a 140°C	ASTM D-445	19.45	cSt
Residuos de Carbón	ASTM D-4530	15.32	%p/p
Asfaltenos	ASTM D-3279	12.92	%p/p
Azufre	ASTM D-4294	2.41	%p/p
Nitrógeno	ASTM D-4629	2033	Ppm
Vanadio	Abs. Atómica	456	Ppm
Níquel	Abs. Atómica	155	ppm

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Análisis de crudo de SPF, SGS –Ecuador.

2.2.2. Análisis Físico Químico del Crudo NPF

Tabla 9 Características del crudo de NPF.

Propiedad	Método	Valor	Unidad
Densidad a 15°C	ASTM D-4052	0.943	g/ml
D. Relativa 15.6/15.6°C	ASTM D-4052	0.944	--
Densidad API	ASTM D-4052	18.4	°API
Punto de vertido	ASTM D-97	-6	°C
Viscosidad a 50°C	ASTM D-445	321.8	cSt
Viscosidad a 80°C	ASTM D-445	70.73	cSt
Viscosidad a 100°C	ASTM D-445	39.98	cSt
Viscosidad a 140°C	ASTM D-445	13.89	cSt
Residuo de Carbón	ASTM D-4530	13.86	%(m/m)
Asfaltenos	ASTM D-3279	11.5	%(m/m)
Nitrógeno	ASTM D-5762	4343	Ppm
Níquel	ASTM D-5863	162	ppm
Vanadio	ASTM D-5863	358	Ppm
Factor k	UOP 375B	11.7	--

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Análisis de crudo de SPF, SGS –Ecuador.

Tabla 10 Curva TBP del crudo de NPF.

Temperatura de Corte °C	Rendimiento %
15 - 160	6.33
160 - 190	2.38
190 - 216	2.63
216 - 240	2.00
240 - 299	7.12
299 - 335	5.97
335 - 370	5.45
370 - 427	5.74
427 - 518	18.13
518+	43.61

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Análisis de crudo de SPF, SGS –Ecuador.

2.2.3. Análisis Físico Químico de fluidos de la Planta Topping.

Tabla 11 Características físico químicas del diesel de la planta topping.

Propiedad	Método	Valor	Unidad
Densidad a 15°C	ASTM D-4052	0.851	g/ml
D. Relativa 15.6/15.6°C	ASTM D-4052	0.8512	--
Densidad API	ASTM D-4052	34.7	°API
Fracción de Gas	ASTM D-2892	25.13	% (v/v)
Sulfuros Totales	ASTM D-4294	0.985	% (m/m)
Punto de Vertido	ASTM D-97	-30	°C
Punto de Rocío	ASTM D-2500	-23	°C
Viscosidad a 40°C	ASTM D-445	2.86	cSt
Viscosidad a50°C	ASTM D-445	2.39	cSt
Viscosidad a80°C	ASTM D-445	1.50	cSt
Residuo de carbón	ASTM D-4530	<0.10	% (m/m)
Punto de Anilina	ASTM D-611	62.40	°C
Índice de Cetano	ASTM D-4737	45.3	Rating
Agua y Sedimentos	ASTM D-2709	0.500	% (v/v)

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Análisis de crudo de SPF, SGS –Ecuador.

Tabla 12 Características físico químicas del residuo de la planta topping.

Propiedad	Método	Valor	Unidad
Densidad a 15°C	ASTM D-4052	1.015	g/ml
D. Relativa 15.6/15.6°C	ASTM D-4052	1.016	--
Densidad API	ASTM D-4052	7.85	°API
Fracción de Gas	ASTM D-2892	64.64	% (v/v)
Punto de vertido	ASTM D-97	65	°C
Viscosidad a 100°C	ASTM D-445	8016	cSt
Viscosidad a 135°C	ASTM D-445	409.7	cSt
Viscosidad a 150°C	ASTM D-445	191.2	cSt
Viscosidad a 176°C	ASTM D-445	69.7	cSt
Residuo de Carbón	ASTM D-4530	19.91	%(m/m)
Asfaltenos	ASTM D-3279	16.7	%(m/m)
Níquel	ASTM D-5863	241	ppm
Vanadio	ASTM D-5863	490	ppm
Sodio	ASTM D-5863	15	ppm

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Análisis de crudo de SPF, SGS –Ecuador.

2.2.3.1. Análisis Físico Químico de la Nafta de la Planta Topping de NPF

Tabla 13 Características físico químicas de la nafta de la planta topping.

Propiedad	Método	Valor	Unidad
Densidad a 15°C	ASTM D-4052	0.738	g/ml
D. Relativa 15.6/15.6°C	ASTM D-4052	0.7384	--
Densidad API	ASTM D-4052	60.1	°API
Fracción de Gas	ASTM D-2892	8.89	% (v/v)
Sulfuros Totales	ASTM D-4294	0.00650	% (m/m)
Análisis detallado de la Nafta			
n-Parafinas	ASTM D-5134	21.09	% (v/v)
Isoparafinas	ASTM D-5134	31.34	% (v/v)
Parafinas Totales	ASTM D-5134	52.43	% (v/v)
Olefinas	ASTM D-5134	<0.01	% (v/v)
Naftenos	ASTM D-5134	41.35	% (v/v)
Aromáticos	ASTM D-5134	6.22	% (v/v)
Naftenos + Aromáticos	ASTM D-5134	47.57	% (v/v)
No identificados	ASTM D-5134	0.66	% (v/v)

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Análisis de crudo de SPF, SGS –Ecuador.

2.2.4. Análisis PVT del fluido de Tivacuno.

Tabla 14 Análisis PVT disponibles de las arenas productoras de Tivacuno.

Campo	Descripción	Formación	Fecha	Temp (°F)	Pres. Sat. (Psi)	GOR	API	Laboratorio
TIVACUNO4	<u>TIVACUNO-4_M1_PVT</u> <u>CORELAB</u>	M-1	04/10/94	205	534	66	20.6	CORE LAB.
TIVACUNO4	<u>TIVACUNO-4_M1_PVT</u> <u>SCHLUMBERGER</u>	M-1	29/06/94	205	507	100	19.1	SCHLUMBERGER
TIVACUNO A1	<u>TIVACUNO-A-</u> <u>1_T_PVT_CORELAB</u>	A-1T	04/10/94	232	605	78	20.4	CORE LAB.
TIVACUNO A1*	<u>TIVACUNO-A-</u> <u>1_T_PVT_SCHLUMBERGER</u>	A-1T	28/06/94	232	550	103	18.9	SCHLUMBERGER
TIVACUNO- SW-C3	<u>TIVACUNO -SW-C3-</u> <u>HOLLIN_PVT</u>	HOLLIN	17/05/94	210	36	10	19.7	CORE LAB.
TIVACUNO- SW-C3	<u>TIVACUNO -SW-C3_M1_PVT</u> <u>xlsx</u>	M1	17/05/94	202	508	123	17.3	CORE LAB.

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Repsol.

2.2.4.1. Análisis Físico Químico de Tivacuno A1T.

Tabla 15 Análisis composicional del reservorio Tivacuno A1T.

Componente	(% MOL)
N ₂	0.66
CO ₂	2.05
H ₂ S	0.00
CH ₄	7.38
C ₂ H ₆	1.99
C ₃ H ₈	3.14
i-C ₄ H ₁₀	1.16
n-C ₄ H ₁₀	2.07
i-C ₅ H ₁₂	1.40
n-C ₅ H ₁₂	0.74
C ₆ H ₁₄	1.89
C ₇ *	77.52

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Estudio PVT de Tivacuno A1T, Schlumberger.

Tabla 16 Propiedades físico químicas del C7+

Propiedad	Valor	Unidades
Temperatura del Reservorio	232	°F
Presión de Saturación	550	psi
Masa molar C ₇ +	321	g/mol
Densidad C ₇ +	0.943	g/ml
Densidad Relativa	1.103	--
Viscosidad a 37.75°C	279.1	cSt
Viscosidad a 65.2°C	83.3	cSt
Viscosidad a 98.85°C	31	cSt

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Estudio PVT de Tivacuno A1T, Schlumberger.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LOS

MODELOS DE

SIMULACION DINAMICA.

CAPITULO III

3. DESARROLLO DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN DINAMICA.

El presente capítulo muestra las etapas a seguir para el desarrollo de modelos de simulación para la línea de producción de fluido multifásico de Tivacuno a NPF y el oleoducto para transporte de crudo desde NPF a Shushufindi utilizando el software OLGA®, así como también describe las etapas para la caracterización de los fluidos transportados en cada línea mediante el empleo de herramientas como Aspen Hysys y PVTsim, para la generación de tablas de propiedades.

3.1. MODELO DE SIMULACION PARA LA LINEA TIVACUNO-NPF.

3.1.1. Definiciones generales para el desarrollo del modelo.

Para el desarrollo del modelo de simulación para la línea de Tivacuno a NPF se consideró los siguientes aspectos:

- ✓ Condiciones normales de operación

Tabla 17 Condiciones de operación de la línea Tivacuno-NPF.

Caudal de entrada	66500 BFPD
Producción de gas	420 MFCSD
Temperatura del Fluido	200 °F
B.S.W.	95 %
°API	18.6

- ✓ Desarrollar un modelo de simulación para la línea de producción de fluido multifásico comprendida de Tivacuno a NPF.
- ✓ Considerar una longitud de tubería de 13.1 km de longitud y 12 pulgadas de diámetro nominal.
- ✓ El análisis de las variables de operación para los 13.1 km de tubería se limitara desde la trampa lanzadora de herramientas de limpieza de Tivacuno hasta el recibidor de herramientas de limpieza en NPF.
- ✓ La caracterización de los fluidos se realizara en base a las características del fluido de Tivacuno y a las condiciones actuales de los pozos de Tivacuno.
- ✓ Para cálculos térmicos se especificara que la tubería se encuentra enterrada a 1.5m de profundidad promedio con un cruce del rio Tiputíni a la altura de la zona de Timpoca.
- ✓ Se creará un caso base para un tiempo mínimo de simulación de 24 horas el cual deberá alcanzar el estado estable que se ajuste a las condiciones normales de operación de la línea de producción.
- ✓ El modelo de simulación se ajusta en base a las variables presión, temperatura y caudal, además se analizaran variables adicionales que sean necesarias tomarlas en cuenta durante el análisis de escenarios.
- ✓ Los escenarios de producción a analizar en esta línea son:
 - Envío de Pigs desde Tivacuno a NPF
 - Shutdown de la fuente de gas en Tivacuno.

3.1.2. Caracterización del fluido de Tivacuno.

La caracterización del fluido de Tivacuno y la generación de tablas de propiedades se realizó utilizando el software PVTsim en base al informe de laboratorio; **TIVACUNO-**

A1T_PVT_SCHLUMBERGER ya que presenta mayor similitud con las propiedades físico químicas del fluido y las condiciones actuales de los pozos de Tivacuno.

3.1.2.1. Datos del fluido de Tivacuno ingresados a PVTsim.

Los datos que se tomaron del informe de laboratorio y que se ingresaron al software PVTsim son:

- **Componentes:** en % Mol
- **Peso Molecular C7+:** 321 g/mol
- **Densidad C7*:** 59.5406 lb/ft³
- **Temperatura del Reservorio:** 232 °F
- **Presión de Saturación a TBH:** 549.9 psia

Tabla 18 Composición del fluido Tivacuno

The screenshot shows the 'Selected Fluid' dialog box in PVTsim. The 'Fluid' section includes 'Well' (TIV-A1TC7+), 'Test' (empty), 'Fluid' (MULTIFASICO), 'Sample' (ANALISIS DE RESERVOIRIO), and 'Text' (API 18.6). The 'History' text area contains: 'PARA EL EJERCICIO SE TOMO EL PVT DE TIVACUNO-A-1_T_PVT_SCHLUMBERGER' and 'API 18.9'. The 'Composition' table is as follows:

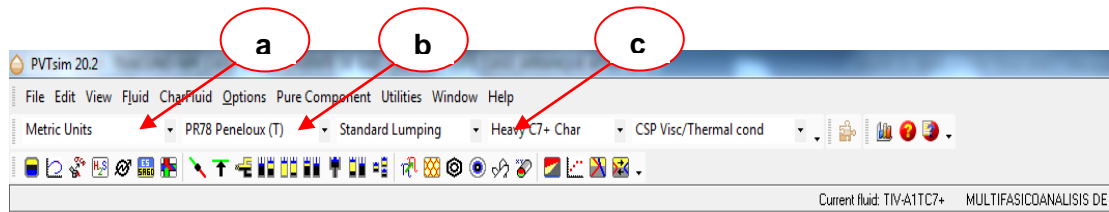
Component	Mol %	Mol wt	Liquid Density lb/ft ³
N2	0.660	28.014	
CO2	2.050	44.010	
C1	7.380	16.043	
C2	1.990	30.070	
C3	3.140	44.097	
iC4	1.160	58.124	
nC4	2.070	58.124	
iC5	1.400	72.151	
nC5	0.740	72.151	
C6	1.890	86.178	41.4522
C7+	77.520	321.000	59.5406

Below the table, 'Total %' is set to 100.000. The 'Input composition in' section has 'Mol%' selected. 'Fluid type' has 'Plus fraction' selected. 'Fluid options' includes 'Adjust to Sat point' checked, 'Temperature/ °F' (232.00), and 'Pressure/ psia' (549.99). Buttons at the bottom include 'Normalize', 'Clear', 'Add Comps', 'Mol to Weight', and 'Complete'.

Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: PVTsim.

Las opciones que se escogieron en el interfaz de PVTsim para la caracterización del fluido de Tivacuno son:

Figura 20 Opciones para la caracterización de fluidos en PVTsim.



a. Sistema de Unidades: Métricas

b. Ecuación de Estado: Peng-Robinson con translación de volumen de Peneloux

c. Tipo de Caracterización: Heavy

3.1.2.2. Propiedades del fluido Tivacuno.

La tabla 19 muestra las propiedades del fluido calculadas en PVTsim a condiciones ambiente, 14.7 psia y 60 °F.

Tabla 19 Propiedades del fluido de Tivacuno a 14.7psia y 60°F.

1: Flash PT Non-aqueous						
TIV-A1TC7+ LIQUIDO STDANALISIS DE RESERVORIO EOS = PR 78 Peneloux (T)						
PT Flash at						
14.70 psia						
60.00 °F						
	Total	Vapor	Liquid			
Mole%	100.00	0.00	100.00			
Weight%	100.00	0.00	100.00			
Volume	4.57	377.21	4.57	ft ³ /lb-mol		
Volume%	100.00	0.00	100.00			
Density	58.8511	0.0764	58.8511	lb/ft ³	18.6001	API
Z Factor	0.0120	0.9942	0.0120			
Molecular Weight	268.80	28.82	268.80			
Enthalpy	-31637.3	286.8	-31637.3	BTU/lb-mol		
Entropy	-25.10	3.67	-25.10	BTU/lb-mol F		
Heat Capacity (Cp)	103.34	11.12	103.34	BTU/lb-mol F		
Heat Capacity (Cv)	76.09	9.09	76.09	BTU/lb-mol F		
Kappa (Cp/Cv)	1.358	1.224	1.358			
JT Coefficient		0.1093	-0.0065	F/psia		
Velocity of Sound		1041.4	6622.5	ft/s		
Viscosity		0.1942	2990.2139	lb/ft hr		
Thermal Conductivity		0.014	0.085	BTU/hr ft F		
Surface Tension		34.585	34.585	dynes/cm		

Volume, Enthalpy, Cp and Cv are per mole phase

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: PVTsim

De esta manera para ajustar la caracterización se verificó que la densidad calculada por el líquido sea muy parecida a la experimental.

Densidad experimental=Densidad calculada PVTsim

58.66 lb/ft³ ≈ 58.85 lb/ft³

3.1.2.3. Generación de tablas de propiedades para el fluido de Tivacuno.

Luego de caracterizar el fluido se realizó la separación de fases a 14.7 psia y 60 °F y se generó la tabla de propiedades para la fase gas y crudo definiendo las siguientes especificaciones:

- **BSW:** 95% H₂O.
- **Composición del Agua:** 100% H₂O/H₂O.
- **Intervalo de Temperatura (Min y Max):** 60 - 250 °F.
- **Intervalo de Presión (Min y Max):** 0.01 - 2500 psia.

Tabla 20 Especificaciones para generación de tablas de propiedades de Tivacuno.

The screenshot shows the 'PVT tables to OLGA' software window. The 'Current Fluid' section is active, showing 'Water specification' with an amount of 95.000 and a composition table for H₂O, NaCl, KCl, NaBr, CaCl₂, and HCOONa. The 'Pressure and temperature' section shows a pressure range from 0.01 to 2500.00 psia and a temperature range from 60.00 to 250.00 °F. The 'Output table' section is set to 'Three Phase' with 'Derivatives' as the extrapolation method. The 'Fluid Label' is 'FLUIDO TIVACUNO'.

Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: PVTsim

3.1.3. Desarrollo del modelo de simulación Tivacuno-NPF en OLGA®.

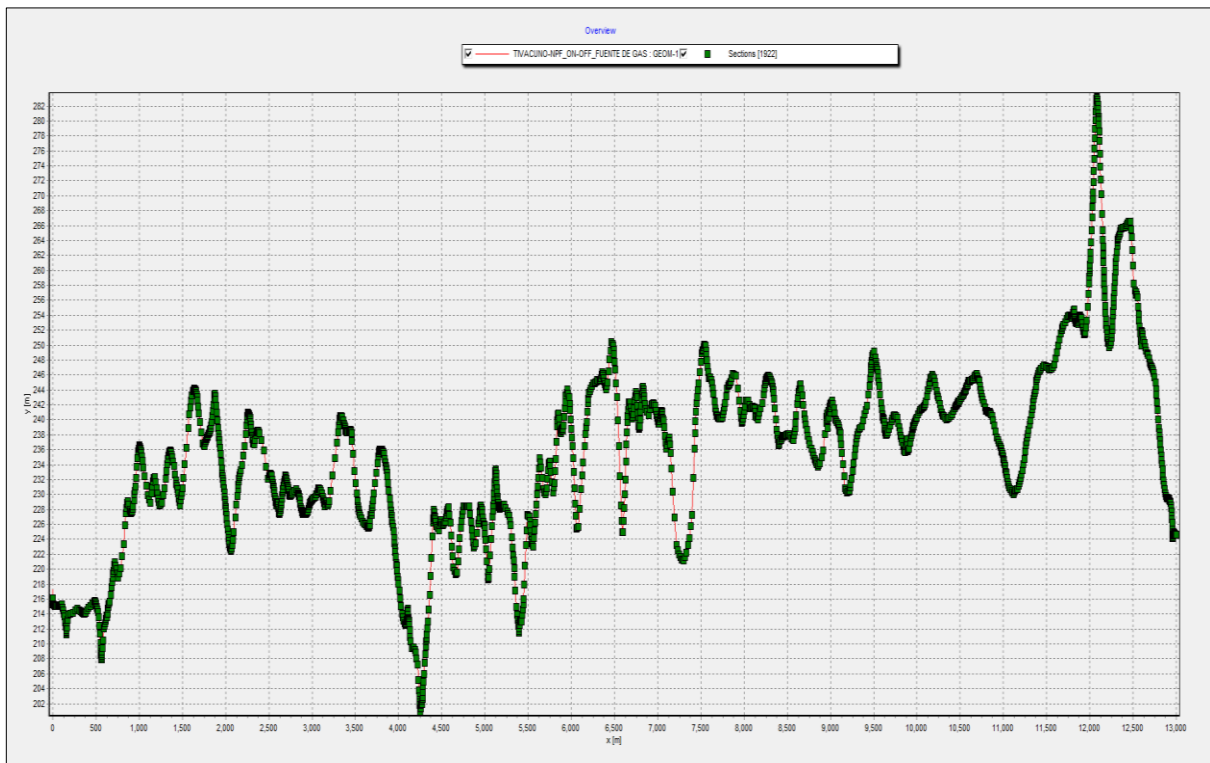
Las etapas para la construcción del modelo de simulación utilizando el software OLGA® para la línea de producción de Tivacuno a NPF se enuncian a continuación.

3.1.3.1. Perfil de tubería de la línea de producción Tivacuno-NPF.

Las especificaciones ingresadas al editor de geometría para crear el perfil de tubería de Tivacuno a NPF en OLGA® son:

- Número de coordenadas x-y: 872 coordenadas
- Longitud: 13.1 km.
- Diámetro: 14 pulgadas
- Rugosidad: 0.005 cm

Figura 21 Perfil real de la línea de producción Tivacuno a NPF.



Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

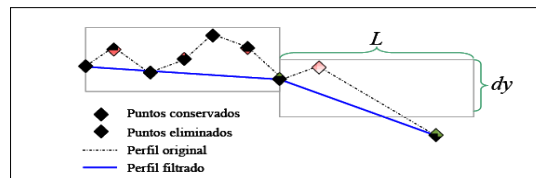
3.1.3.1.1. Filtrado de la tubería Tivacuno.

Para filtrar el perfil de tubería con el fin de remover aquellos puntos que no contribuyen con el perfil y disminuir el grupo de ángulos de inclinación bajos se definieron rectángulos de:

Altura: 20 m.

Largo: 100 m

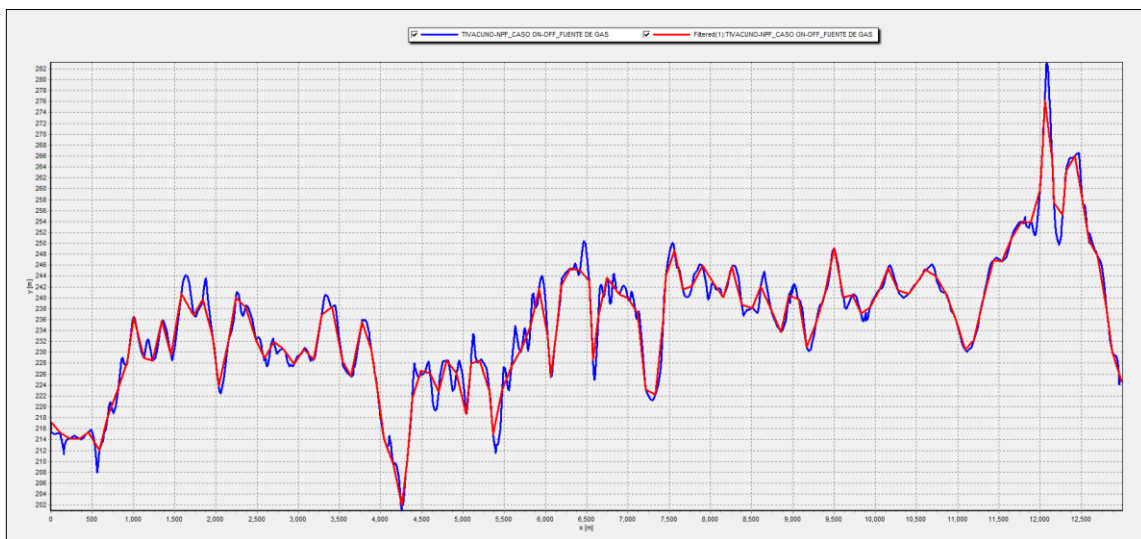
Figura 22 Representación general del proceso de filtrado.



3.1.3.1.2. Comparación del perfil real y simplificado de la línea Tivacuno-NPF.

La figura 23 permite comparar el perfil original con el perfil simplificado; mostrando la remoción de los puntos que no contribuyen de manera significativa en el perfil de tubería:

Figura 23 Perfil real y simplificado de Tivacuno-NPF



Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

Tabla 21 Comparación del perfil real y simplificado de Tivacuno –NPF.

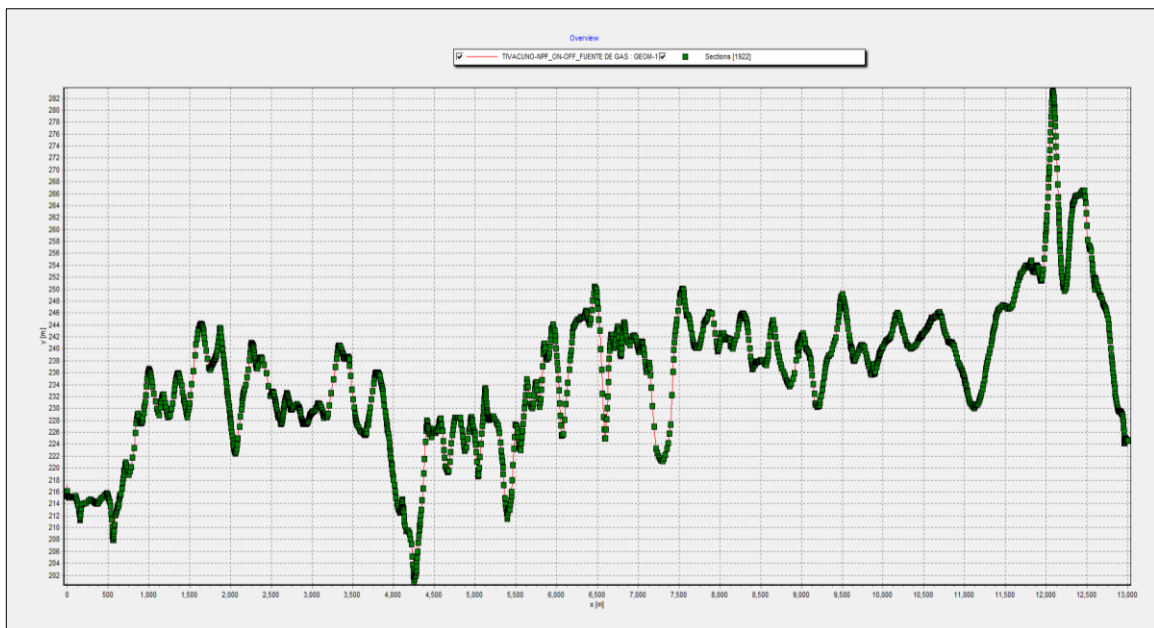
Perfil línea Tivacuno	Perfil Real	Perfil Simplificado
Nº de pipes	872	127
Pared	Wall 1	Wall 1
Rugosidad	0.005 cm	0.005 cm

Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

3.1.3.1.3. Discretización de la tubería de Tivacuno-NPF.

Finalmente al perfil simplificado, para efectos de cálculo se lo divide en tubos y estos a su vez en secciones, lo cual es muy importante para los cálculos numéricos en OLGA®:

Figura 24 Perfil discretizado línea de producción Tivacuno –NPF.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

3.1.3.2. Especificaciones para el cálculo de la transferencia de calor.

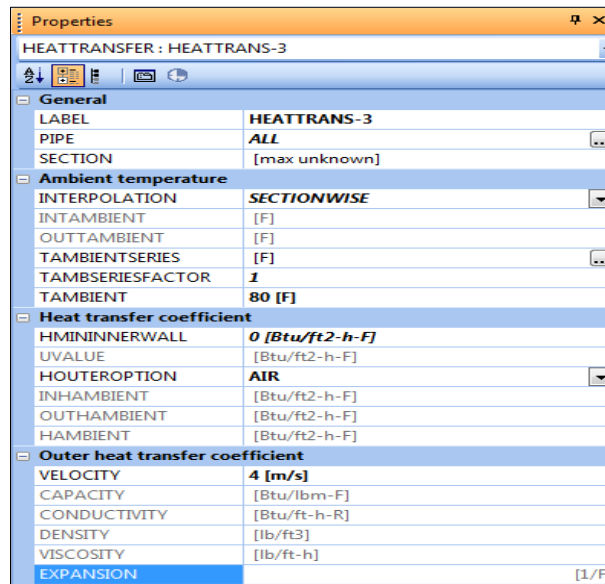
3.1.3.2.1. Especificaciones ambientales.

Las condiciones ambientales del bloque 16 definidas para las simulaciones son:

- **Interpolación de la transferencia de calor:** Por Secciones

- **Tº Ambiente:** 80 ºF
- **Medio hacia donde se disipa la energía:** aire
- **Velocidad del aire:** 4 m/s
- **Profundidad promedio de la tubería:** 1.5 m.

Tabla 22 Especificaciones ambientales para la transferencia de calor.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

3.1.3.2.2. Materiales que definen la transferencia de calor.

Las propiedades de los materiales que definen la transferencia de calor son:

Tabla 23 Propiedades de los materiales.

	MATERIAL	Context	LABEL	CAPACITY [J/kg-C]	CONDUCTIVITY [W/m-C]	DENSITY [kg/m3]	TYPE
1	ARCILLA HUMEDA	Library	ARCILLA HUMEDA	880	1.28	1485	SOLID
2	ACERO 1.5%C	Library	ACERO 1.5%C	486	36	7753	SOLID

Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

3.1.3.2.3. Cálculo del espesor equivalente para cada material.

a) Espesor equivalente para el acero 1.5%C:

$$h = P + \frac{1}{2}D$$

$$h = 0.00635 \text{ m} + \frac{1}{2}0.3556 \text{ m}$$

$$h = 0.18415 \text{ m.}$$

$$E = D \left[\left(\frac{2h}{D} \right) + \sqrt{\left(\frac{2h}{D} \right)^2 - 1} \right]$$

$$E = 0.3556 \left[\left(\frac{2 \times 0.18415 \text{ m}}{0.3556 \text{ m}} \right) + \sqrt{\left(\frac{2 \times 0.18415 \text{ m}}{0.3556 \text{ m}} \right)^2 - 1} \right]$$

$$E = 0.462 \text{ m.}$$

$$t_{eq} = \frac{1}{2}(E - D)$$

$$t_{eq} = \frac{1}{2}(0.462 \text{ m} - 0.3556 \text{ m})$$

$$t_{eq} = 0.0532 \text{ m.}$$

$$t_{eq} = \mathbf{53.2 \text{ mm.}}$$

b) Espesor equivalente del arcilla húmeda:

$$h = 1.5 \text{ m} + \frac{1}{2}0.3556 \text{ m}$$

$$h = 1.6778 \text{ m.}$$

$$E = 0.3556 \left[\left(\frac{2 \times 1.6778 \text{ m}}{0.3556 \text{ m}} \right) + \sqrt{\left(\frac{2 \times 1.6778 \text{ m}}{0.3556 \text{ m}} \right)^2 - 1} \right]$$

$$E = 6.69 \text{ m}$$

$$t_{eq} = \frac{1}{2} (6.69 \text{ m} - 0.3556 \text{ m})$$

$$t_{eq} = 3.1672 \text{ m}$$

$$t_{eq} = 3167.2 \text{ mm}$$

3.1.3.2.4. Distribución del espesor equivalente para cada material

Tabla 24 Distribución del espesor equivalente para cada material

Material	Distribución del espesor equivalente	Espesor equivalente del material
Acero 1.5%C	7.5 mm	53.2 mm
Acero 1.5%C	15 mm	
Acero 1.5%C	30.7 mm	
Arcilla Húmeda	50 mm	3167.2 mm
Arcilla Húmeda	100 mm	
Arcilla Húmeda	200 mm	
Arcilla Húmeda	400 mm	
Arcilla Húmeda	800 mm	
Arcilla Húmeda	1617.2 mm	

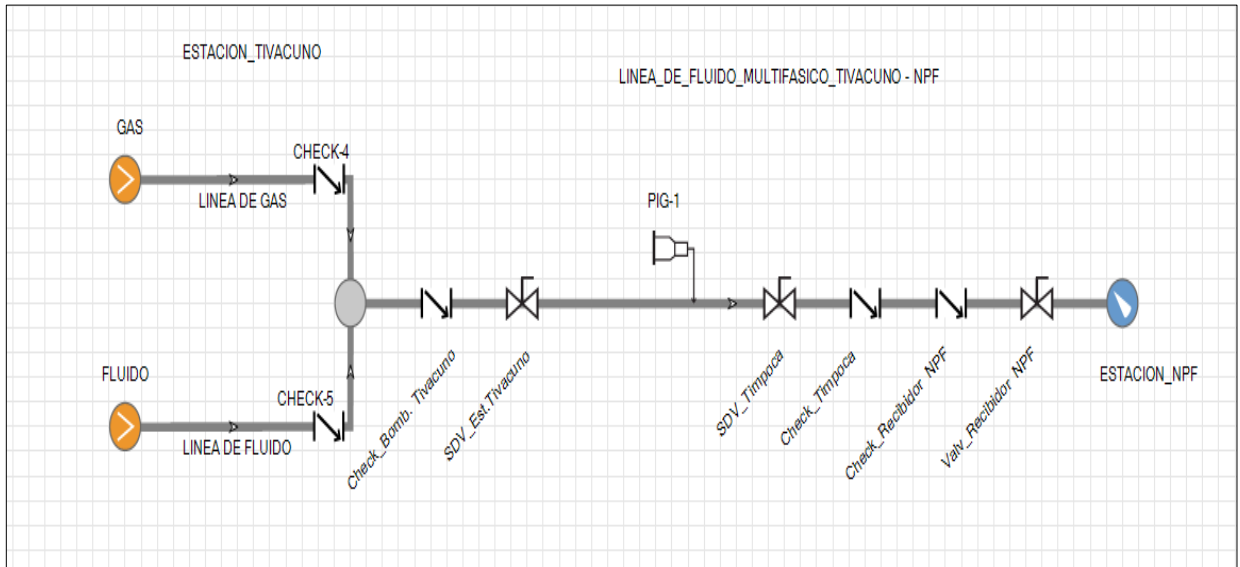
Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

3.1.3.3. Configuración del sistema de simulación en OLGA®.

La configuración del modelo de simulación para la línea de producción de Tivacuno a NPF cuenta con los siguientes nodos, ramales y equipos:

Figura 25 Modelo para la línea de producción de Tivacuno a NPF en OLGA®.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

Tabla 25 Componentes del modelo de simulación de Tivacuno en OLGA®.

Componentes de OLGA	Representación	Descripción
Flowpaths	Línea de fluido multifásico	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Línea principal de análisis. ✓ Transporta fluido multifásico. ✓ Su configuración cuenta con 126 PIPES dividido en 265 secciones para facilidades de interacción de cálculos.
	Línea de gas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Línea secundaria ✓ Transporta gas proveniente del área de compresores. ✓ La configuración cuenta con 1 PIPE dividido en dos secciones
	Línea de fluido	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Línea secundaria. ✓ Transporta agua-crudo. ✓ La configuración cuenta de 1 PIPE dividido en 2 secciones.
Nodos	Fuente de gas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nodo de tipo MASSFLOW ✓ Representa la fuente de gas proveniente del área de compresores.
	Fuente de fluido	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nodo de tipo MASSFLOW. ✓ Representa la fuente de fluido de producción
	Estación Tivacuno	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nodo de tipo INTERNAL. ✓ Representa el lanzador de Tivacuno y es la unión de la línea de fluido multifásico y la línea de gas.
	Estación NPF	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nodo de tipo PRESSURE. ✓ Representa la llegada a la estación NPF

Válvulas	SDV Est. Tivacuno	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Representa la válvula de seguridad colocada en el lanzador de herramientas de en la estación Tivacuno ✓ Ubicado al inicio del tramo de tubería.
	SDV Timpoca	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Representa la SDV colocada en el cruce del río Tiputíni a la altura de Timpoca. ✓ Se encuentra en el km 9 en dirección del fluido.
	Valv. Recibidor NPF	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Representa la válvula colocada a la llegada de fluido al receptor de NPF. ✓ Ubicada en la última sección de la tubería.
Válvulas Check	Check 4	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Check colocada en la línea de gas con fines de evitar el regreso de mezclas de fluido a la tubería de gas.
	Check 5	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Colocada en la línea de fluido agua crudo con el fin de promover el flujo en una sola dirección.
	Check Bomba Tivacuno	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Colocada a la salida de la bomba para asegurar el flujo en una sola dirección.
	Check Timpoca	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Check colocada a la altura del cruce del río Tiputíni con motivos de seguridad y para evitar el flujo en dirección contraria en caso de emergencias o derrames
	Check Recibidor NPF	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Check colocada a la llegada del fluido a NPF con el fin de evitar el flujo del fluido de proceso hacia la tubería.
Herramientas	Pig 1	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Herramienta de limpieza ubicada al inicio de la tubería, a la altura del lanzador de Tivacuno, con el fin de analizar las condiciones de operación durante el envío de pigs.

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

3.1.3.4. Verificación y validación del modelo de simulación.

La verificación y validación del modelo de simulación para la línea de Tivacuno a NPF se realizó en base a las principales variables de presión, temperatura y caudal; comparando los resultados obtenidos en el caso base con los datos de operación reportados en campo:

Tabla 26 Comparación de los datos de operación para la línea Tivacuno-NPF

Parámetros/ Variables	Datos reportados en campo		Datos reportados por OLGA®		Porcentaje de Error	
	Tº entrada	Tº salida	Tº entrada	T Salida	%E entrada	%E salida
Temperatura (ºF)	200	190	199.8	192.3	0.1%	1.21%
Presión (psig)	P entrada	P salida	P entrada	P salida	%E entrada	%E salida
	380-450	75	400.8	78.04	3.42%	4.05%
Caudal (BFPD)	Caudal entrada	Caudal salida	Caudal entrada	Caudal salida	%E entrada	%E salida
	66500	70000	68970	75198	3.71%	7.42%
Flujo gas (MSFCD)	Flujo entrada	Flujo salida	Flujo entrada	flujo salida	%E entrada	%E salida
	70	420	73.4	372.4	4.85	11.33

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

3.2. MODELO DE SIMULACION PARA EL OLEODUCTO NPF-SHUSHUFINDI.

3.2.1. Definiciones generales para el desarrollo del modelo.

Para el desarrollo del modelo de simulación del oleoducto NPF-Shushufindi se considero los siguientes aspectos:

- ✓ Condiciones de operación.

Tabla 27 Condiciones de operación del oleoducto NPF-SSFD.

Presión	1000-1200 psig
Temperatura	200ºF
Caudal de alimentación	34500-36500 BOPD
B.S.W.	<5%
ºAPI	14.7 API

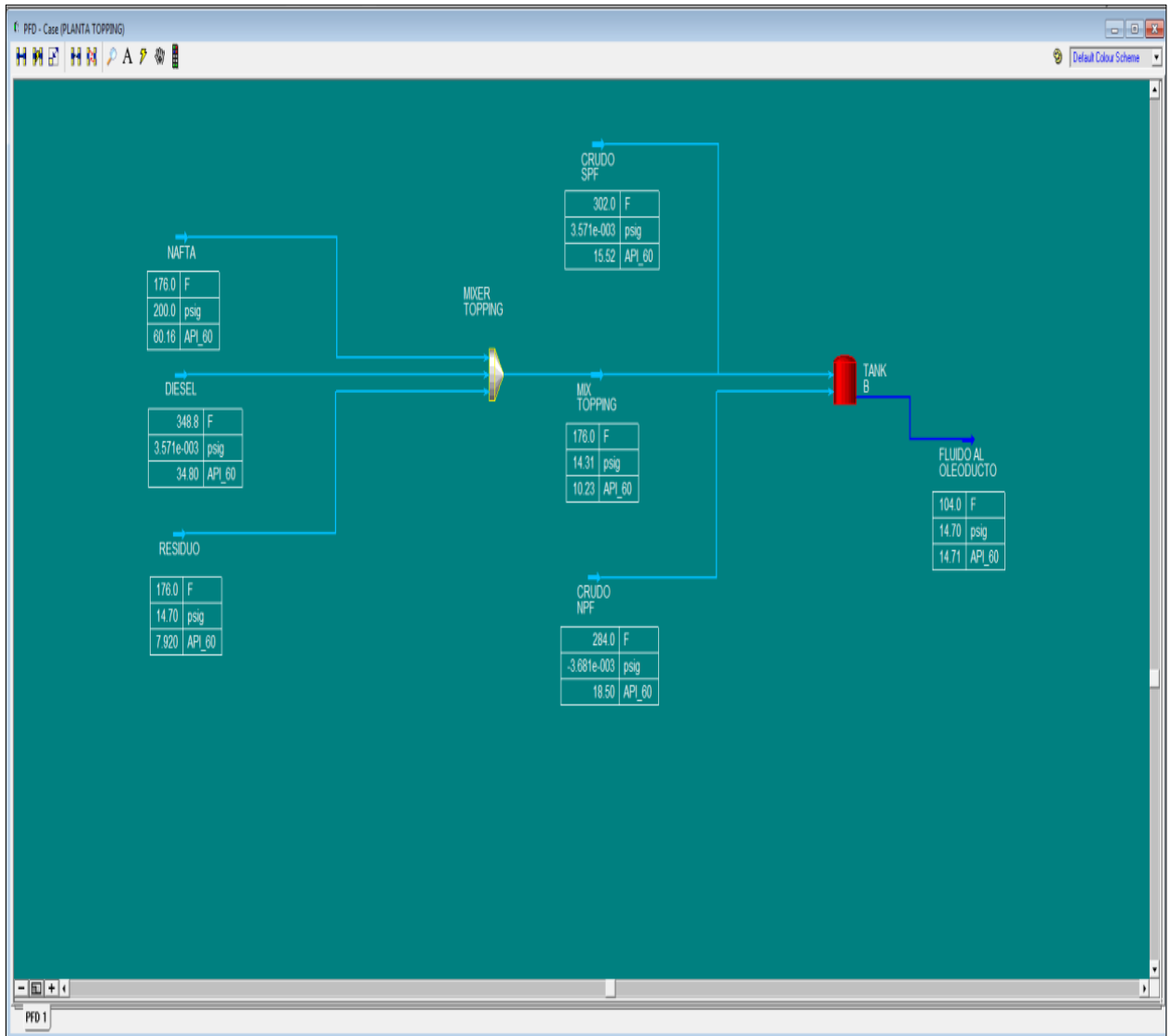
- ✓ Para el desarrollo del modelo se considerara un oleoducto de 77 Km y 16 pulgadas de diámetro nominal.
- ✓ El análisis de las variables de operación para el oleoducto se limitara desde la trampa lanzadora de herramientas de NPF, la bomba en la estación de rebombeo Pompeya y el recibidor en Shushufindi.
- ✓ Caracterizar el fluido bombeado por el oleoducto en base a una mezcla de corrientes que ingresan al tanque de almacenamiento del cual se bombea el crudo desde NPF
- ✓ Considerar que la tubería se encuentra en su gran mayoría enterrada a una profundidad promedio de 1.5 m, con cruce del rio Tiputíni y rio Napo.
- ✓ Crear un caso base con un tiempo de simulación de 24h el cual se ajuste a las condiciones normales de operación y del cual se parta para la simulación de los escenarios de producción.
- ✓ Una vez ajustado el modelo base simular los siguientes escenarios:
 - Apagado y encendido de las bombas de la estación de rebombeo de Pompeya.
 - Parada y arranque del oleoducto NPF-Shushufindi

3.2.2. Caracterización del crudo del oleoducto NPF-SHUSHUFINDI.

Para la caracterización del crudo se realizó un mezclado de corrientes en base a las corrientes que ingresan al tanque de almacenamiento de crudo de NPF, considerando las siguientes porcentajes de flujo para cada fluido:

- **Nafta:** 0.76 %v/v.
- **Diesel:** 0.07 %v/v.
- **Residuo:** 13.78 %v/v.
- **Crudo NPF:** 2.75 %v/v.
- **Crudo SPF:** 82.64 %v/v.

Figura 26 Corrientes que ingresan al tanque de almacenamiento de crudo de NPF.

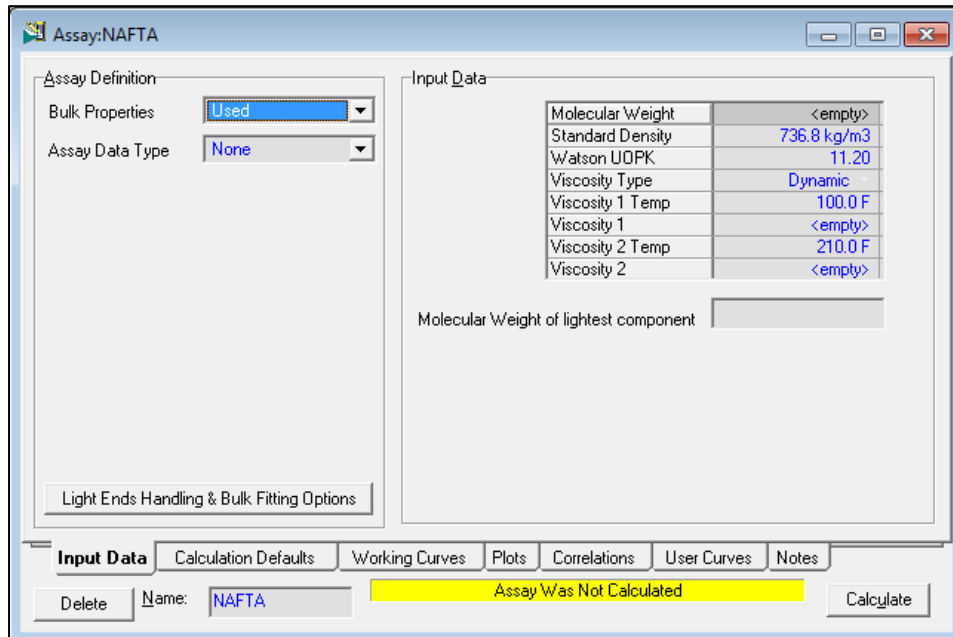


Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: Hysys®.

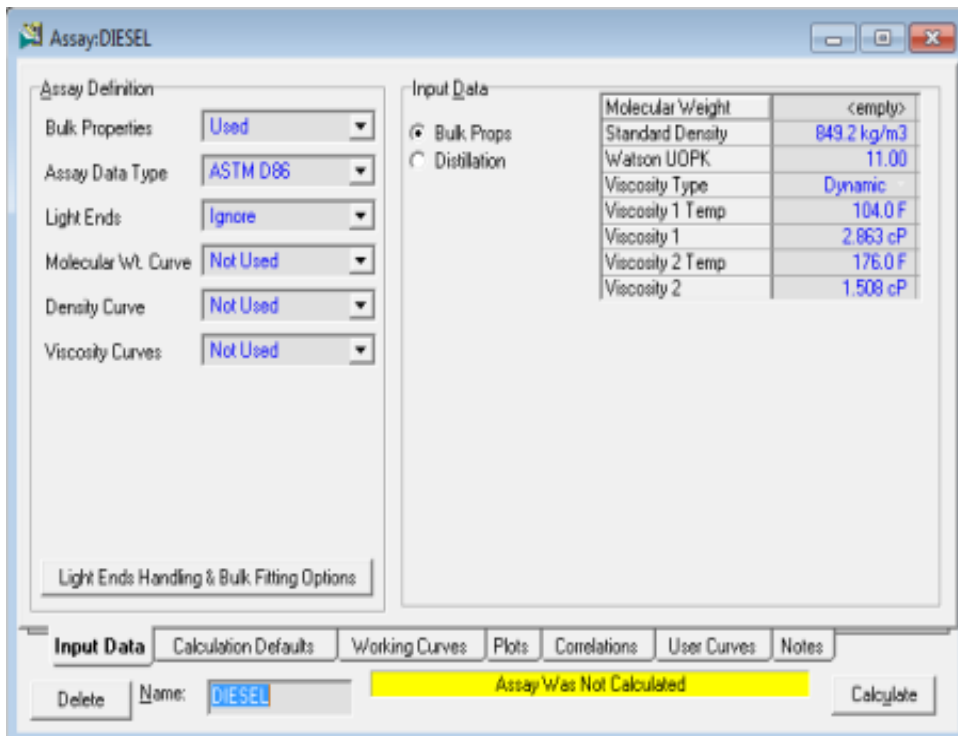
Inicialmente utilizando Hysys y el paquete de fluidos de Peng Robinson se ingresó las características físico químicas de cada corriente y las curvas TBP disponibles para algunos fluidos.

Figura 27 Propiedades físico químicas de la nafta ingresadas en Hysys.



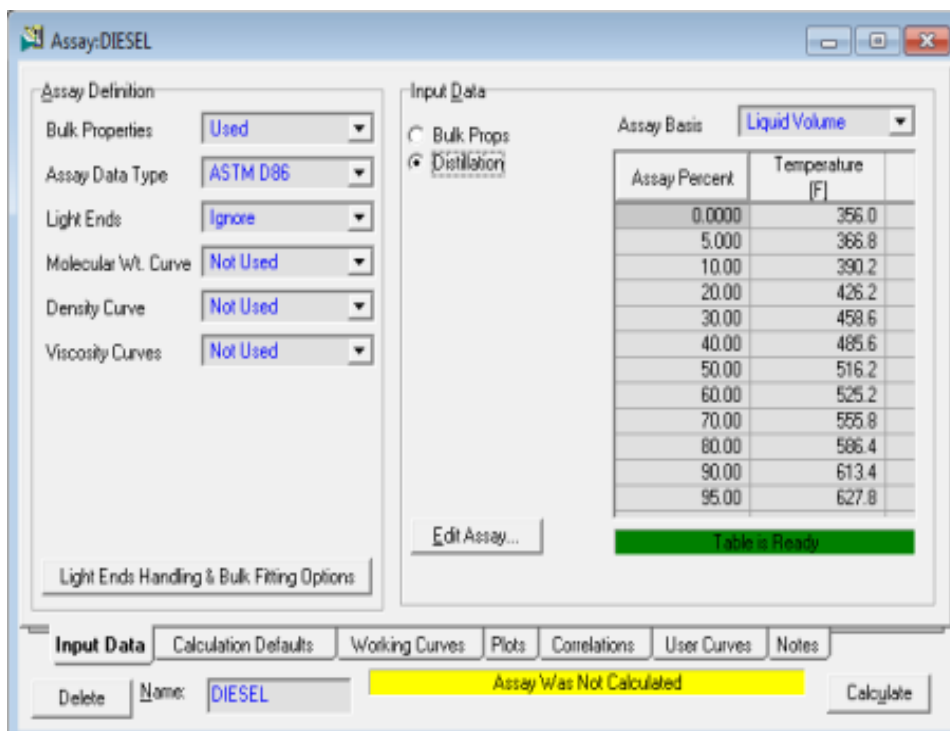
Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Hysys®.

Figura 28 Propiedades físico químicas del diesel ingresadas en Hysys.



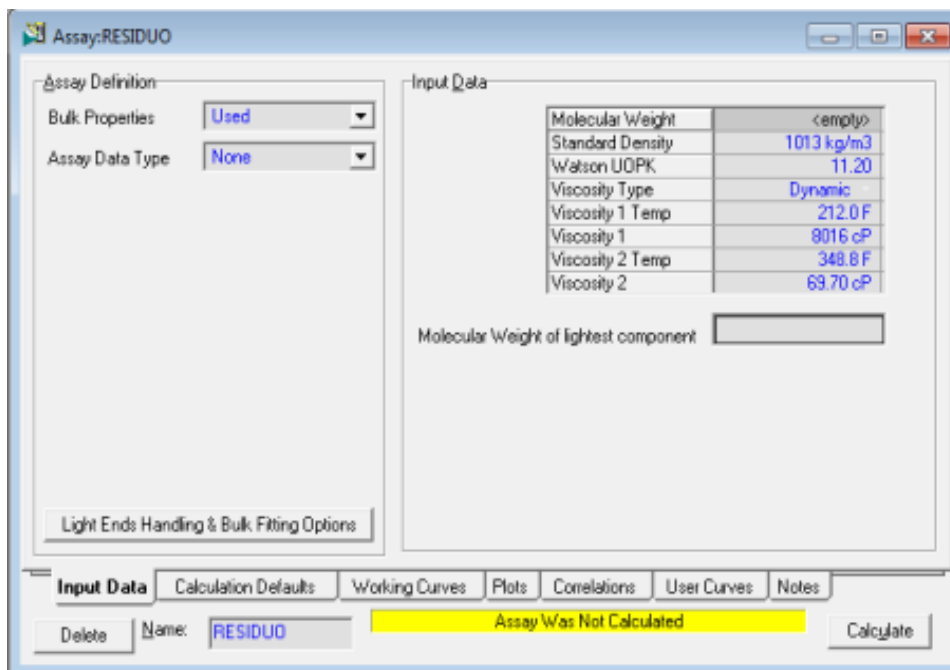
Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Hysys®.

Figura 29 Curva TBP del diesel ingresado en Hysys.



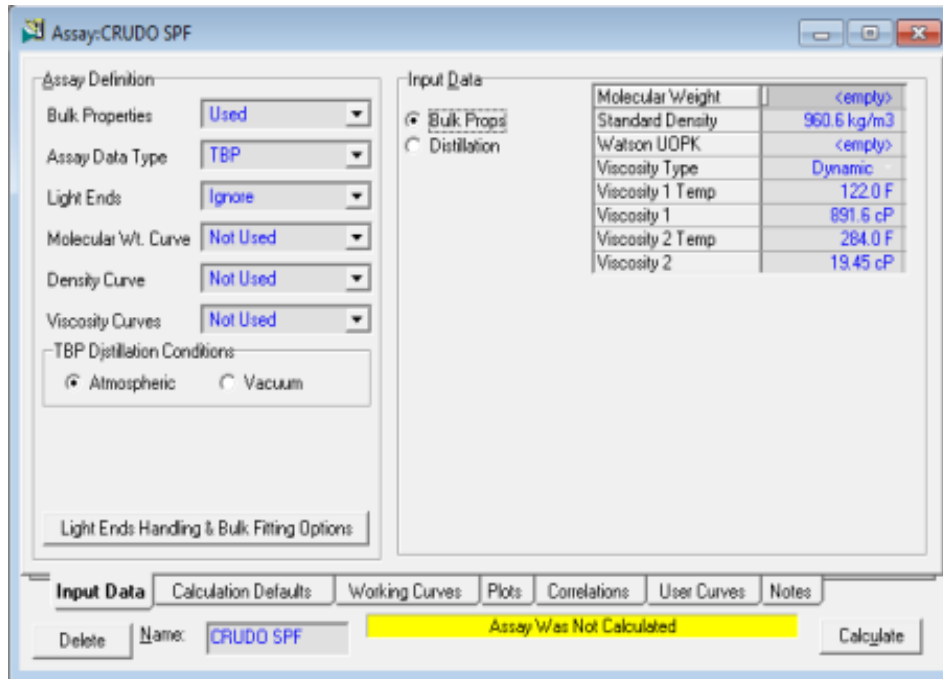
Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Hysys®.

Figura 30 Propiedades físico químicas del residuo ingresadas en Hysys.



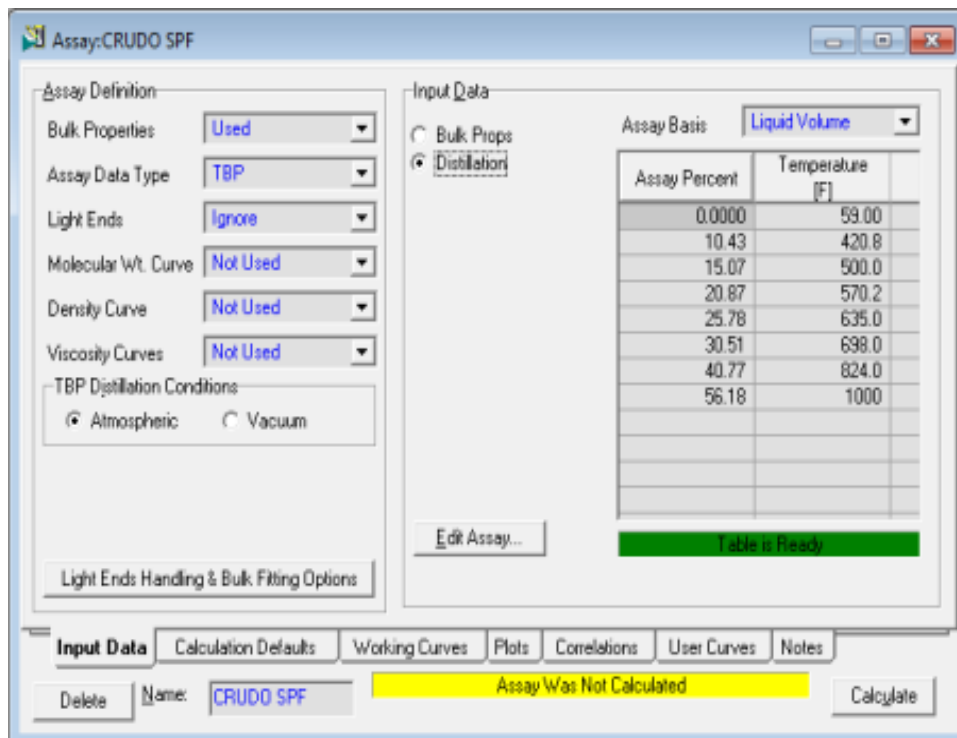
Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Hysys®.

Figura 31 Propiedades físico químicas crudo SPF ingresadas en Hysys.



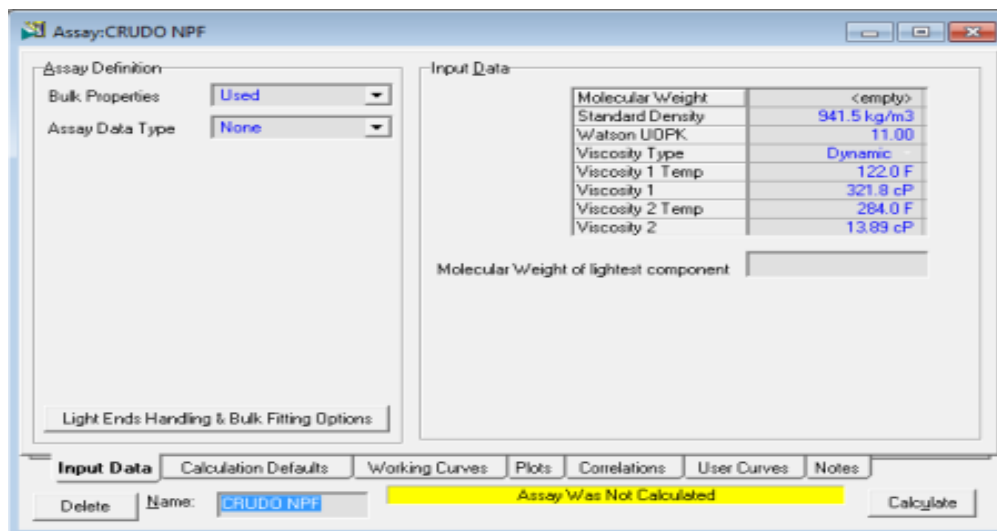
Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Hysys®.

Figura 32 Curva TBP del crudo de SPF ingresadas en Hysys.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Hysys®.

Figura 33 Propiedades físico químicas del crudo NPF ingresadas en Hysys.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Hysys®.

Ingresado todas las corrientes en Hysys se calculo las propiedades de la mezcla obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 28 Propiedades físico químicas calculadas por Hysys para crudo bombeado por el oleoducto NPF-SSFD.

Name	NBP [F]	MW	Liq Density [lb/ft3]	Tc [F]	Pc [psig]	Vc [ft3/lbmole]	Acentricity
NBP[2]13*	-12.74	45.55	43.26	294.70	638.57	3.5981	0.0267
NBP[2]74*	74.06	64.23	44.81	389.08	554.56	4.4370	0.1532
NBP[2]131*	131.38	73.67	45.66	455.52	501.62	5.1782	0.2058
NBP[2]202*	202.34	92.25	47.40	543.47	471.54	5.9200	0.2577
NBP[2]297*	297.15	112.30	49.09	643.78	387.93	7.6431	0.3422
NBP[2]370*	370.02	143.67	51.07	724.47	351.62	8.8412	0.4013
NBP[2]453*	452.53	175.87	53.12	812.74	316.84	10.2536	0.4740
NBP[2]527*	527.08	206.56	54.72	888.97	288.17	11.6272	0.5468
NBP[2]603*	602.70	242.32	56.18	963.47	261.74	13.1143	0.6271
NBP[2]682*	682.40	283.13	57.65	1040.38	237.91	14.7249	0.7170
NBP[2]761*	760.65	326.83	59.02	1114.48	217.54	16.3569	0.8102
NBP[2]898*	897.92	407.56	61.03	1238.83	183.71	19.6480	0.9889
NBP[2]1090*	1090.11	539.75	63.61	1409.83	145.88	24.9341	1.2507
NBP[2]1317*	1316.52	695.04	66.13	1607.32	108.07	33.5283	1.5462
NBP[2]1733*	1733.47	996.57	70.27	1951.13	52.72	63.5114	2.0564

Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Hysys®.

3.2.2.1. Datos del crudo del oleoducto NPF-SSFD ingresados a PVTsim.

Los propiedades calculados por Hysys para la mezcla se exportaron a PVTsim con la finalidad de generar las tablas de propiedades del crudo para el modelamiento en OLGA.

Tabla 29 Composición del crudo bombeado por el oleoducto NPF-SSFD.

The screenshot shows the 'Selected Fluid' dialog box with the following fields and data:

- Well: OLEODUCTO
- Test: [Empty]
- Fluid: CRUDO
- Sample: [Empty]
- Text: Tuned*01.EOS= PR78
- History: [Empty list box]

Composition Table:

Component	Mol %	Mol wt	Liquid Density lb/ft ³	Crit T °F	Crit P psia	Ac fa
CHCmp_3	7.366	73.673	45.6598	455.519	501.62	
CHCmp_4	4.884	92.246	47.4044	543.473	471.54	
CHCmp_5	3.083	112.300	49.0911	643.781	387.93	
CHCmp_6	5.405	143.667	51.0701	724.467	351.62	
CHCmp_7	7.301	175.875	53.1167	812.736	316.84	
CHCmp_8	9.528	206.565	54.7223	888.965	288.17	
CHCmp_9	8.295	242.318	56.1788	963.474	261.74	
CHCmp_10	7.365	283.129	57.6495	1040.376	237.91	
CHCmp_11	6.955	326.834	59.0249	1114.480	217.54	
CHCmp_12	15.350	407.557	61.0323	1238.829	183.71	
CHCmp_13	12.570	539.751	63.6121	1409.826	145.88	
CHCmp_14	10.097	695.045	66.1329	1607.317	108.07	
CHCmp_15	1.802	996.565	70.2675	1951.135	52.72	

Total %: 100.000

Buttons: Normalize, Clear, Add Comps, Mol to Weight, Complete

Fluid type options: Plus fraction, No-Plus fraction, Characterized

Buttons: OK, Regression, Cancel, Print, Lumping/corr fac, Interact Param, PVT Data, Visc Data

Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

3.2.2.2. Propiedades del crudo bombeado por el oleoducto NPF-SSFD.

La tabla 30 muestra las propiedades del crudo calculadas en PVTsim a condiciones ambiente, 14.7 psia y 60 °F.

Tabla 30 Propiedades del crudo del oleoducto NPF-SSFD a 14.7psia y 60°F.

PT Flash at	
	14.70 psia
	60.00 °F
Liquid	
Mole%	100.00
Weight%	100.00
Volume	5.56 ft ³ /lb-mol
Volume%	100.00
Density	60.3976 lb/ft ³ 14.7567 API
Z Factor	0.0147
Molecular Weight	335.91
Enthalpy	-46731.9 BTU/lb-mol
Entropy	-35.69 BTU/lb-mol F
Heat Capacity (Cp)	136.57 BTU/lb-mol F
Heat Capacity (Cv)	113.52 BTU/lb-mol F
Kappa (Cp/Cv)	1.203
JT Coefficient	-0.0061 F/psia
Velocity of Sound	5441.4 ft/s
Viscosity	35111.4414 lb/ft hr
Thermal Conductivity	0.067 BTU/hr ft F

Volume, Enthalpy, Cp and Cv are per mole phase

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

Debido a que se trata de un crudo del cual es cual ha pasado ya por el proceso de deshidratación y desgasificación, podemos observar que el fluido se encuentra en una sola fase.

3.2.2.3. Generación de tablas de propiedades para el crudo del oleoducto.

Luego de caracterizar la mezcla y verificar que el fluido se encuentra en una sola fase se procedió a generar las tablas de propiedades en base a las siguientes condiciones

- **BSW:** <0.5%
- **Composición del Agua:** 100% H₂O/H₂O.
- **Intervalo de Temperatura (Min y Max):** 60 - 250 °F.
- **Intervalo de Presión (Min y Max):** 0.01 - 2500 psia.
- **Número de Puntos:** 50 puntos para P y T.

Tabla 31 Especificaciones para generación de tablas de propiedades para el crudo bombeado por el oleoducto NPF-SSFD.

Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: PVTsim.

3.2.3. Desarrollo del modelo de simulación NPF-SSFD en OLGA®.

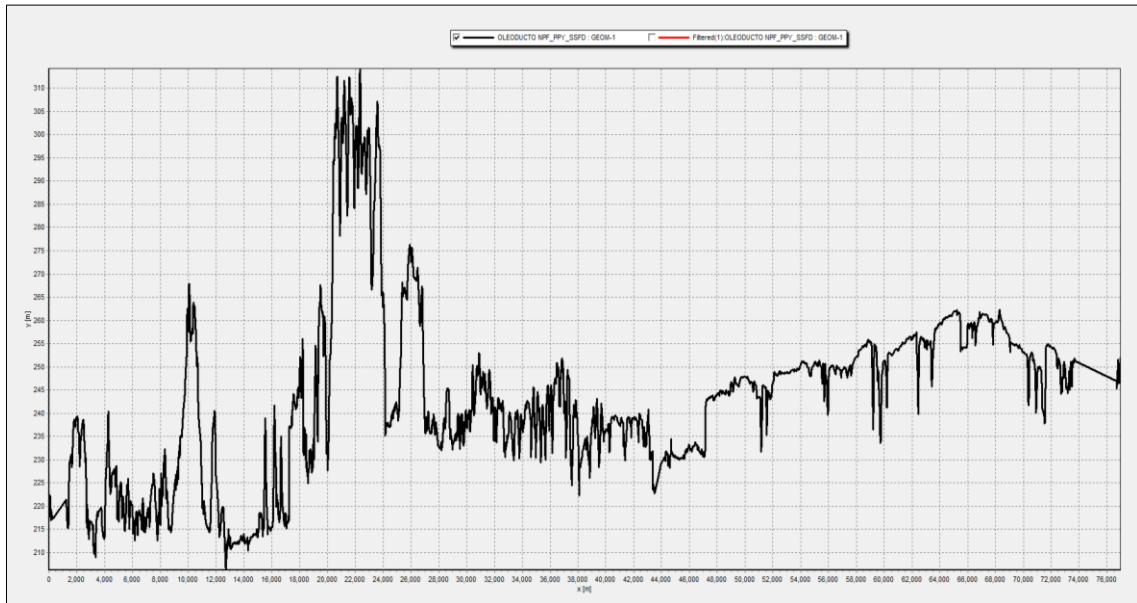
Las etapas para el desarrollo del modelo de simulación utilizando el software OLGA® para la línea de producción de NPF-SSFD se enuncian a continuación.

3.2.3.1. Perfil de tubería del oleoducto NPF-SSFD.

Las especificaciones ingresadas al editor de geometría para crear el perfil de tubería del oleoducto NPF-SSFD son:

- Número de coordenadas x-y: 4983 coordenadas
- Longitud: 77 km.
- Diámetro: 16 pulgadas
- Rugosidad: 0.005 cm

Figura 34 Perfil real del oleoducto NPF-Shshufindi.

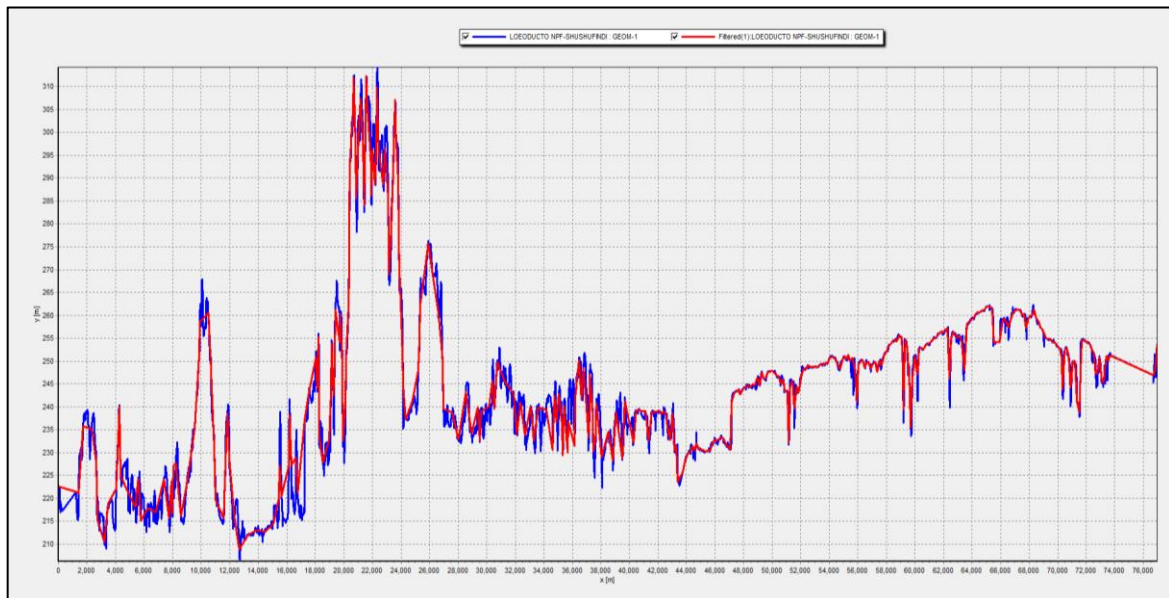


Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Geometry editor,OLGA@.

3.2.3.1.1. Comparación del perfil real y simplificado del oleoducto NPF-SSFD.

La figura 35 permite comparar el perfil original con el perfil simplificado; mostrando la remoción de los puntos que no contribuyen de manera significativa en el perfil de tubería:

Figura 35 Perfil original y simplificado del oleoducto NPF-SSFD.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Geometry editor,OLGA@.

Tabla 32 Comparación del perfil real y simplificado del oleoducto NPF-SSFD

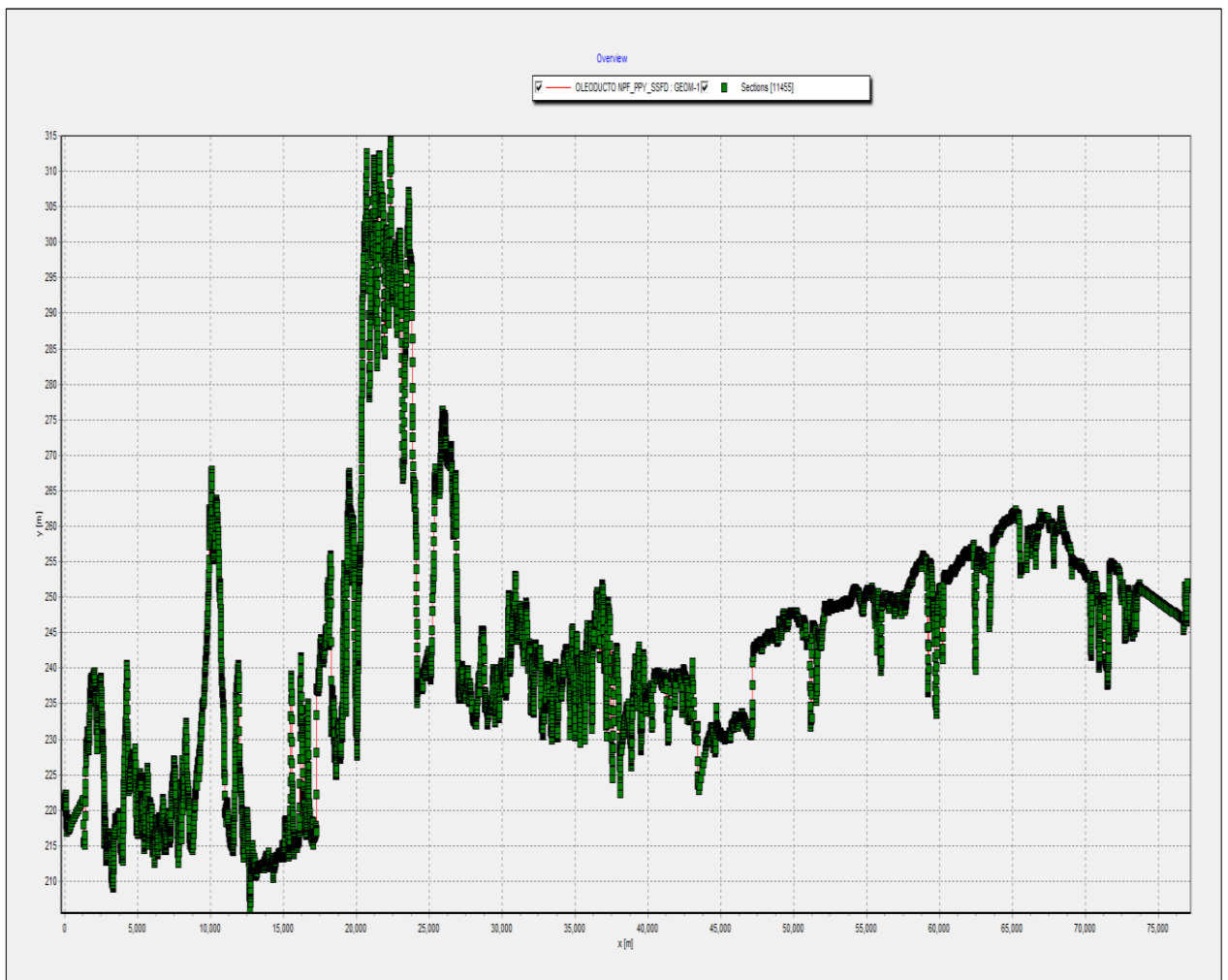
Perfil oleoducto NPF-SSFD	Perfil Real	Perfil Simplificado
Nº de pipes	4983	393
Pared	Wall 1	Wall 1
Rugosidad	0.005 cm	0.005 cm

Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: PVTsim.

3.2.3.1.2. Discretización de la tubería NPF-SSFD.

Finalmente al perfil simplificado, para efectos de cálculo se lo divide en tubos y estos a su vez en secciones, lo cual es muy importante para los cálculos numéricos en OLGA®:

Figura 36 Perfil discretizado oleoducto NPF-SSFD.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: Geometry editor,OLGA®.

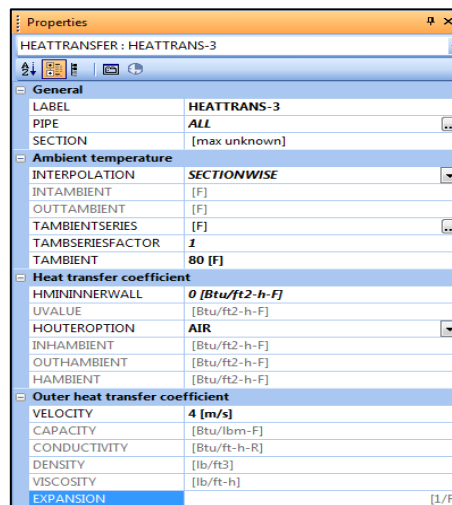
3.2.3.2. Especificaciones para el cálculo de la transferencia de calor.

3.2.3.2.1. Especificaciones ambientales.

Las condiciones ambientales del bloque 16 definidas para las simulaciones son:

- **Interpolación de la transferencia de calor:** Por Secciones
- **Tº Ambiente:** 80 °F
- **Medio hacia donde se disipa la energía:** aire
- **Velocidad del aire:** 4 m/s
- **Profundidad promedio de la tubería:** 1.5 m.

Tabla 33 Especificaciones ambientales para la transferencia de calor.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

3.2.3.2.2. Calculo del espesor equivalente para cada material.

Para el cálculo del espesor equivalente de los materiales y paredes que rodean la tubería se empleó las ecuaciones utilizadas en la sección 3.1.3.2.3.

c) Espesor equivalente para el acero 1.5%C:

$$h = 0.00952m + \frac{1}{2}0.4064 m$$

$$h = 0.212m.$$

$$E = 0.4064 \left[\left(\frac{2 \times 0.212 \text{ m}}{0.4064 \text{ m}} \right) + \sqrt{\left(\frac{2 \times 0.212 \text{ m}}{0.4064 \text{ m}} \right)^2 - 1} \right]$$

$$E = 0.544 \text{ m.}$$

$$t_{eq} = \frac{1}{2} (0.544 \text{ m} - 0.4064 \text{ m})$$

$$t_{eq} = 0.0688 \text{ m.}$$

$$t_{eq} = 68.8 \text{ mm.}$$

d) **Espesor equivalente del arcilla húmeda:**

$$h = 1.5 \text{ m} + \frac{1}{2} 0.4064 \text{ m}$$

$$h = 1.7032 \text{ m.}$$

$$E = 0.4064 \left[\left(\frac{2 \times 1.7032 \text{ m}}{0.4064 \text{ m}} \right) + \sqrt{\left(\frac{2 \times 1.7032 \text{ m}}{0.4064 \text{ m}} \right)^2 - 1} \right]$$

$$E = 6.79 \text{ m.}$$

$$t_{eq} = \frac{1}{2} (6.79 \text{ m} - 0.4064 \text{ m})$$

$$t_{eq} = 3.1918 \text{ m.}$$

$$t_{eq} = 3191.8$$

3.2.3.2.3. Distribución del espesor equivalente para cada material.

Tabla 34 Distribución del espesor equivalente para cada material

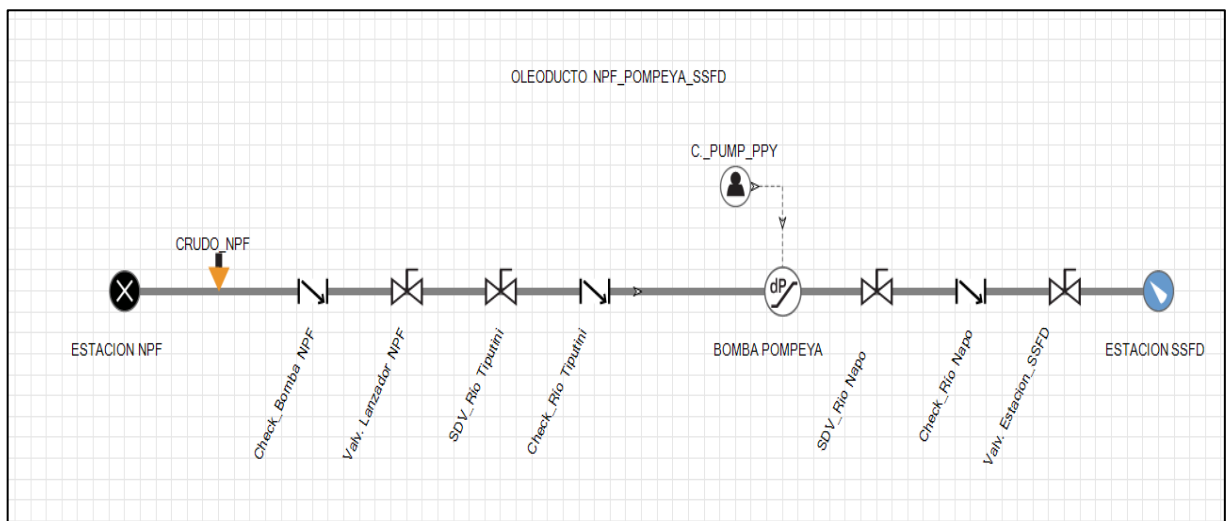
Material	Distribución del espesor equivalente	Espesor equivalente del material
Acero 1.5%C	10 mm	68.8 mm
Acero 1.5%C	20 mm	
Acero 1.5%C	38.8 mm	
Arcilla Húmeda	50 mm	3191.8 mm
Arcilla Húmeda	100 mm	
Arcilla Húmeda	200 mm	
Arcilla Húmeda	400 mm	
Arcilla Húmeda	800 mm	
Arcilla Húmeda	1641.8 mm	

Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

3.2.3.3. Configuración del sistema de simulación en OLGA®.

La configuración del modelo de simulación para el oleoducto NPF-Shushufindi cuenta con los siguientes nodos, ramales y equipos:

Figura 37 Modelo para el oleoducto NPF-SSFD en OLGA®.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

Tabla 35 Componentes del modelo de simulación de Tivacuno en OLGA®.

Componentes de OLGA	Representación	Descripción
Flowpaths	Oleoducto NPF-Pompeya-Shushufindi.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Línea de análisis de 16 pulgadas. ✓ Su configuración cuenta con 393 pipes dividido en 1089 secciones para interacciones de cálculo. ✓ Transporta el crudo deshidratado resultante del bloque 16.
Fuentes	Crudo NPF	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fuente másica. ✓ Representa la fuente de alimentación de crudo al oleoducto NPF-PPY-SSFD.
Nodos	Estación NPF.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nodo tipo CLOSED. ✓ Indica la dirección del flujo de crudo de NPF a Shushufindi.
	Estación Shushufindi.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nodo de tipo PRESSURE. ✓ Representa la llegada del crudo a la estación Shushufindi.
Válvulas	Valv. Lanzador NPF	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Representa las válvulas colocadas en el lanzador NPF. ✓ Colocada con el fin de regular el flujo de crudo desde la fuente al oleoducto.
	SDV Rio Tiputini	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Representa la válvula de seguridad colocada en el cruce del rio Tiputini ✓ Ubicado en el km 12.5 en dirección de flujo.
	SDV Rio Napo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Representa la SDV colocada en el cruce del rio Napo en el km 42.9 pasando la estación de rebombeo Pompeya.
	Valv. Estación SSFD	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Representa la válvula colocada a la llegada de fluido al receptor de SSFD. ✓ Ubicada en la última sección de la tubería.
Válvulas Check	Check Bomb. NPF	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Check colocada al inicio del tramo de la tubería con el fin de asegurar el flujo de fluido en una sola dirección.
	Check Rio Tiputini	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Check colocada a la altura del cruce del rio Tiputini con motivos de seguridad y para evitar el flujo en dirección contraria en caso de emergencias o derrames.
	Check Rio Napo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Check colocada a la altura del cruce del rio Napo con motivos de seguridad y para evitar el flujo en dirección contraria en caso de emergencias o derrames.
Herramientas	Bomba POMPEYA	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Bomba de 46.12 bar. ✓ Representa la bombas en la estación de rebombeo de Pompeya. ✓ Colocada para el análisis de escenarios de Encendido/Apagado de las bombas en Pompeya.
	C. Pump.PPY	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Representa un controlador manual para el encendido y apagado de la bomba de Pompeya.

Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

3.2.3.4. Verificación y validación del modelo de simulación.

La verificación y validación del modelo de simulación para el oleoducto NPF-SSFD se realizó en base a las principales variables de presión, temperatura y caudal; comparando los resultados obtenidos en el caso base con los datos de operación reportados en campo:

Tabla 36 Comparación de los datos de operación para el oleoducto NPF-SSFD.

Parámetros/ Variables	Datos reportados en campo		Datos reportados por OLGA®		Porcentaje de Error	
	T° entrada	T° salida	T° entrada	T Salida	%E entrada	%E salida
Temperatura (°F)	200	110	201.23	106.99	0.615%	2.73%
	P entrada	P salida	P entrada	P salida	%E entrada	%E salida
Presión (psig)	1000-1200	95	1211.19	95.41	0.93%	0.43%
	Caudal entrada	Caudal salida	Caudal entrada	Caudal salida	%E entrada	%E salida
Caudal (BFPD)	36500	35500	36329.3	35227.3	0.46%	0.76%

Elaborado por: Edison Masabanda.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y

ANÁLISIS DE

ESCENARIOS

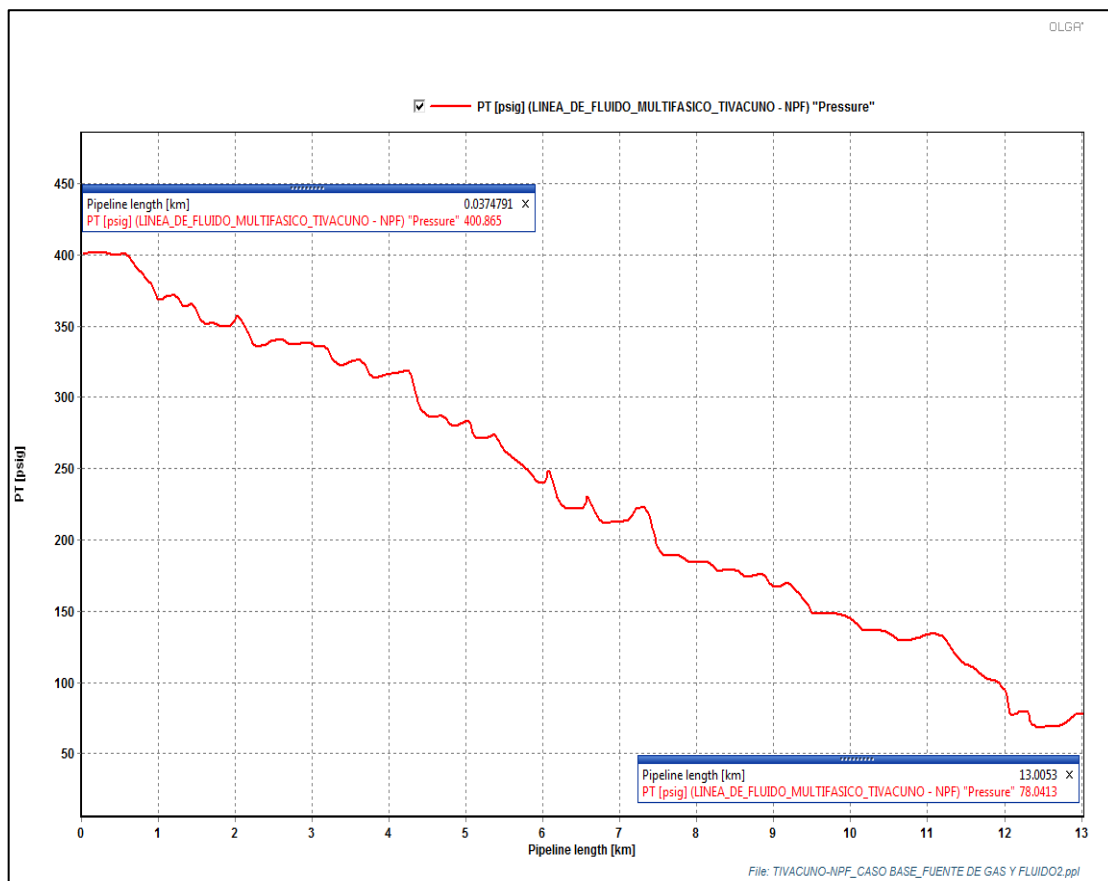
CAPITULO IV

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE ESCENARIOS.

4.1. RESULTADOS DEL CASO BASE DE LA LÍNEA TIVACUNO-NPF.

La simulación de la línea de producción de Tivacuno a NPF para el caso base se realizó durante 24 horas, ya que a este tiempo se alcanzó el estado estable del sistema y los perfiles de presión, temperatura y caudal permanecen prácticamente constantes, los cuales se muestran a continuación:

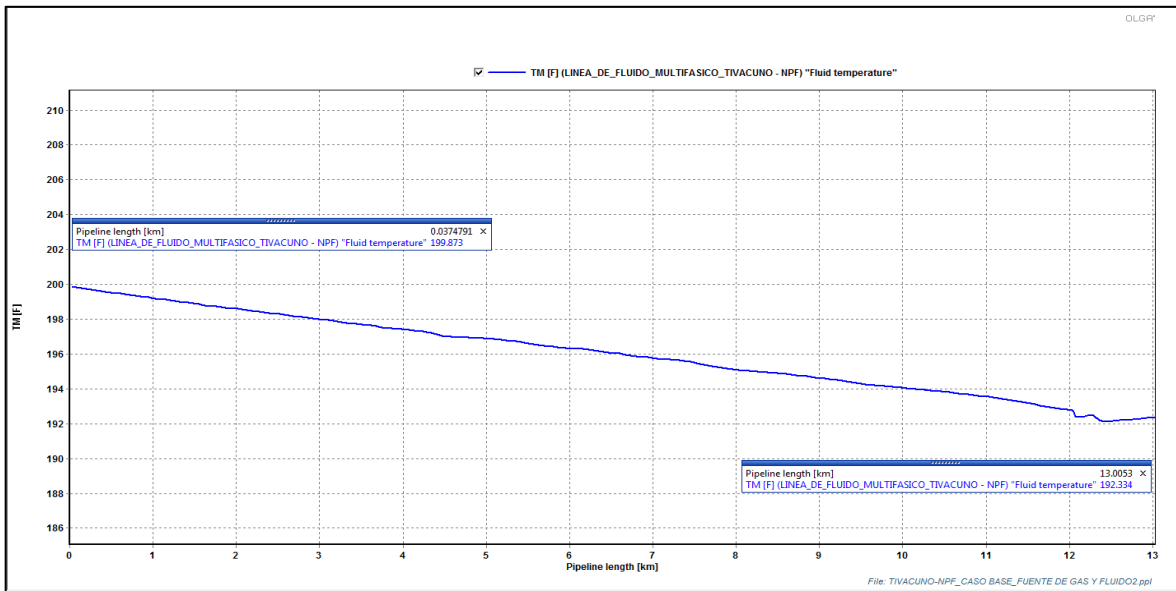
Figura 38 Perfil de presión para la línea Tivacuno-NPF a condiciones estables.



Elaborado por: Edison Masabanda.

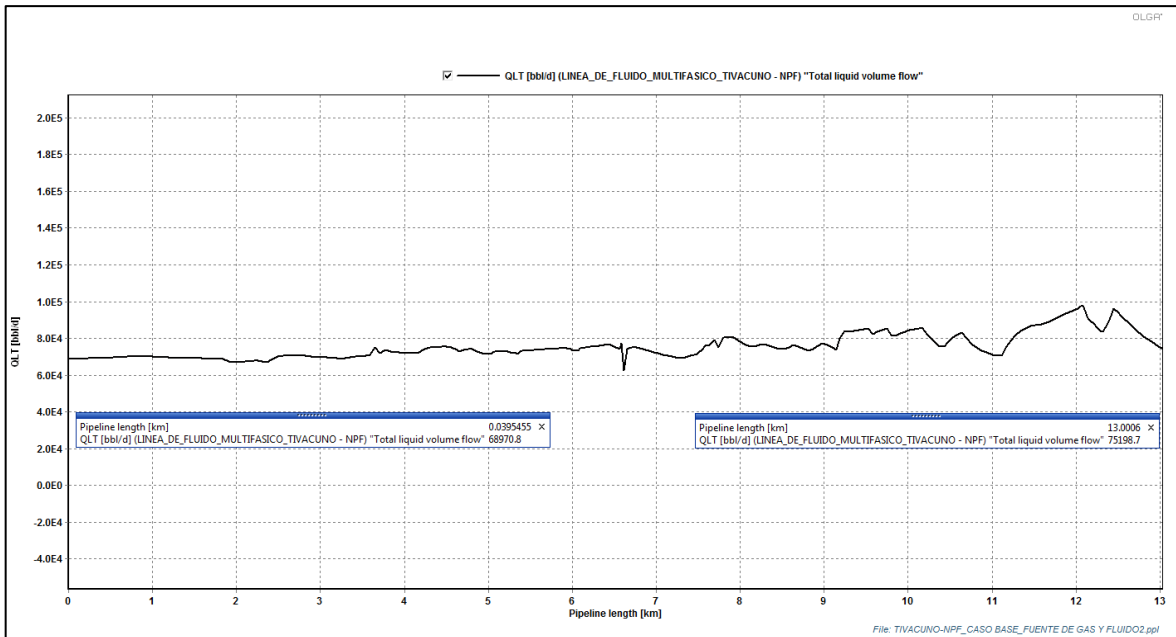
Fuente: OLGA®.

Figura 39 Perfil de temperatura para la línea Tivacuno-NPF a condiciones estables.



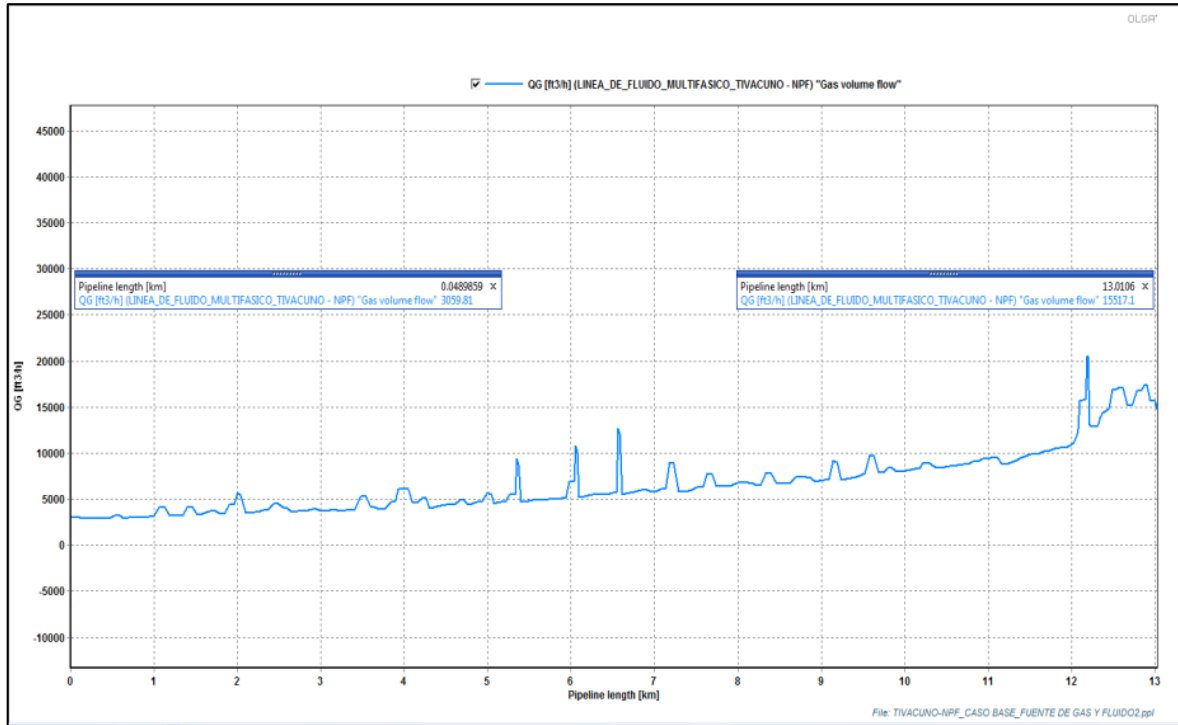
Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

Figura 40 Perfil de caudal de líquido para línea Tivacuno-NPF a condiciones estables.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

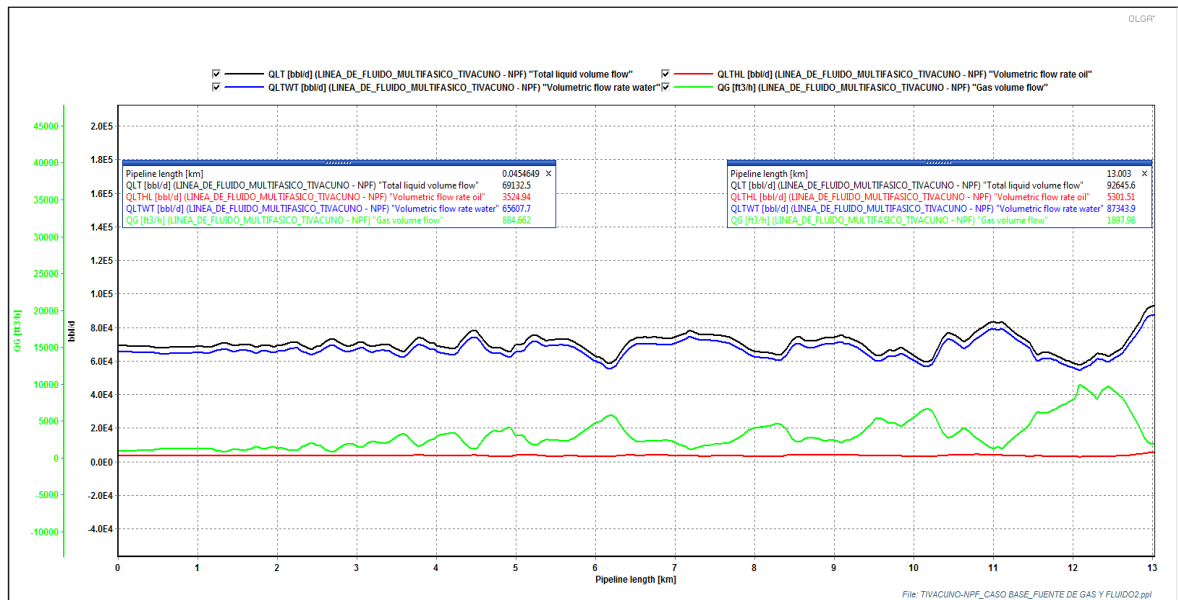
Figura 41 Perfil de caudal de gas para la línea Tivacuno-NPF a condiciones estables.



Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

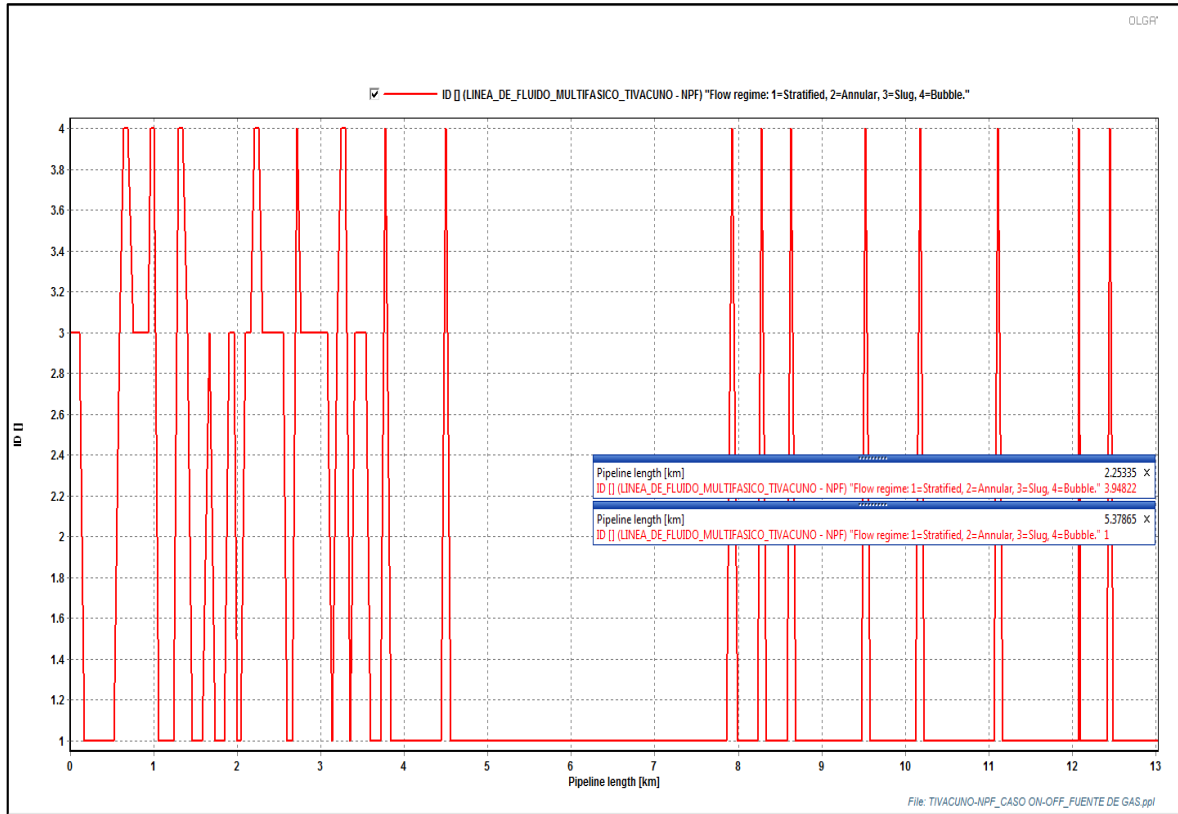
Figura 42 Perfiles de caudales para la línea de Tivacuno-NPF a condiciones estables.



Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

Figura 43 Regímenes de flujo presentes en la línea Tivacuno-NPF.



Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

4.1.1. Análisis del caso base de la línea Tivacuno-NPF.

La figura 38 indica las condiciones de presión a la entrada y salida del sistema una vez que alcanzo el estado estable, además indica un gradiente de presión de 322 psi entre la entrada y salida para el tramo correspondiente a la línea de producción de Tivacuno a NPF debido a la configuración geométrica del sistema.

La figura 39 indica el perfil de temperatura para el caso base de la línea Tivacuno a NPF una vez que alcanzo el estado estable, mostrando una oscilación de 8 °F entre la entrada y salida del sistema, indicando que no hay mucha pérdida de temperatura del fluido debido a que la tubería se encuentra en su mayor parte enterrada, lo que impide la disipación de la energía hacia el medio externo.

La figura 40 indica el caudal de líquido a lo largo del tramo desde Tivacuno a NPF indicándonos la constante oscilación de flujo entre la entrada y salida del sistema debido a que el fluido está acompañado de una corriente de gas.

La figura 41 indica el caudal de gas de la línea de producción de Tivacuno mostrando que conforme avanza el fluido a lo largo de la tubería aumenta el contenido de gas debido a las condiciones de operación lo que hace que el gas se libere del líquido.

La figura 42 indica los perfiles de caudal para el líquido total, agua, gas e hidrocarburo, lo cual permite verificar el contenido de cada fluido transportado en esta línea y el efecto que produce cada flujo sobre los otros.

La figura 43 indica las transiciones de régimen flujo que existen a lo largo de la línea Tivacuno-NPF encontrado las siguientes transiciones:

- ✓ Flujo estratificado a burbuja.
- ✓ Flujo burbuja a slug.
- ✓ Flujo slug a burbuja.
- ✓ Flujo burbuja a estratificado.
- ✓ Flujo estratificado a slug.
- ✓ Flujo slug a estratificado.

Estas transiciones indican que las fracciones de gas presentes en la tubería son arrastradas por el líquido dando distintos regímenes de flujo. Además en la figura se puede apreciar un régimen de flujo estratificado a lo largo de 3 Km esto se debe a que el perfil se tomó durante el envío del pig, indicando la remoción de las fracciones de fluido durante el envío de esta herramienta.

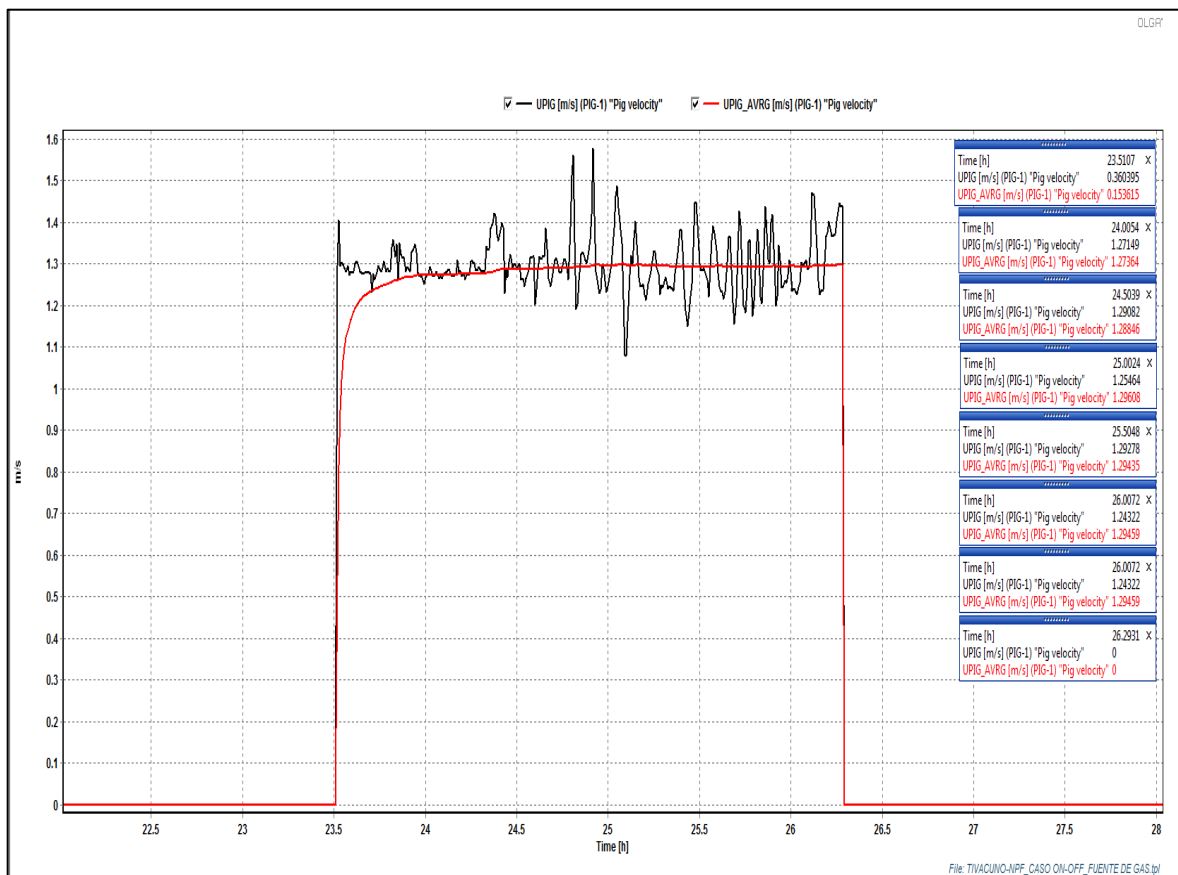
4.2. RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS DE LA LINEA TIVACUNO-NPF.

4.2.1. Escenario 1: Envío de pig desde Tivacuno a NPF.

El envío de pigs se lleva a cabo para limpiar la tubería ya sea por posibles incrustaciones o líquidos que se acumulan en algunas secciones de la tubería, además dentro de la tubería puede existir residuos de partículas sólidas y arenas arrastradas por el flujo, por lo que durante el envío de herramientas de limpieza se debe determinar si la operación pone en riesgo la tubería y los efectos transitorios que provoca.

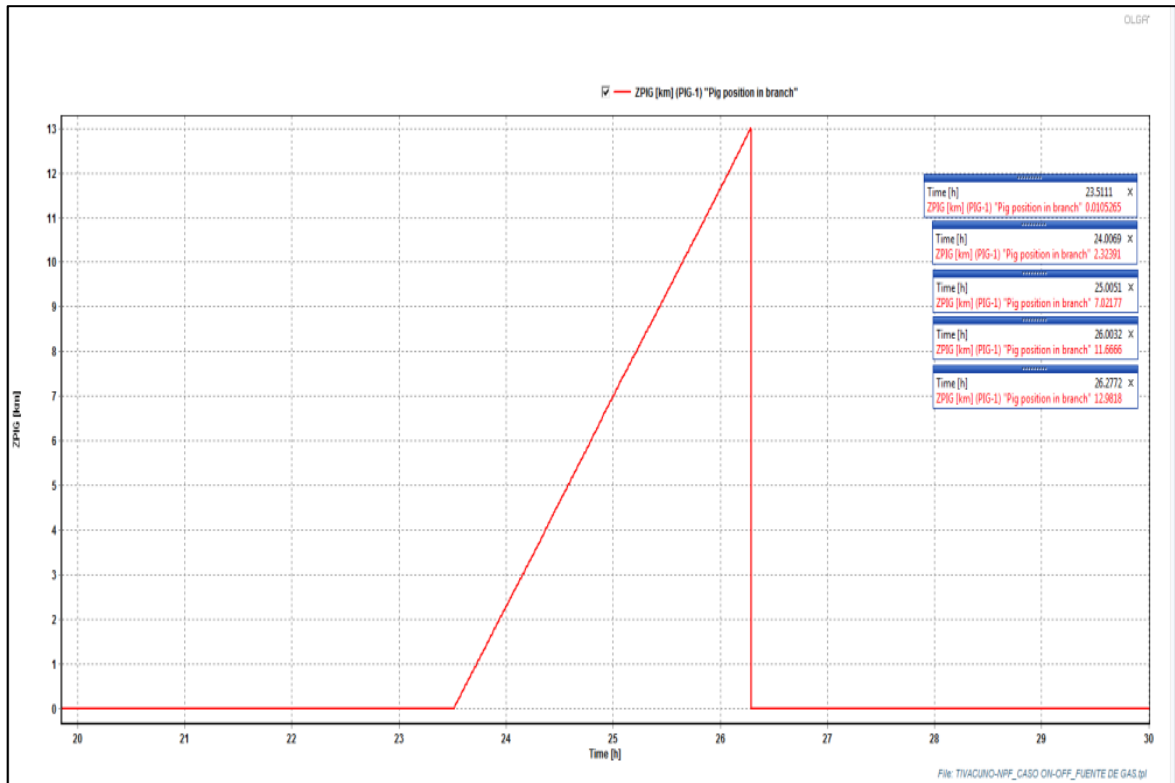
4.2.1.1. Resultados del escenario 1:

Figura 44 Velocidad del pig de Tivacuno a NPF.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

Figura 45 Posición del pig con respecto al tiempo.



Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

4.2.1.2. Análisis de los resultados del escenario 1.

La figura 44 indica la velocidad que alcanza el pig dentro de la tubería de Tivacuno a NPF, también se puede apreciar que la velocidad del pig se encuentra fluctuando entre 1 y 1.6 m/s debido a la topografía del terreno, ya que existe secciones en las que puede aumentar la velocidad del pig y otras en las que puede disminuir la velocidad.

Además según este escenario se verifica que este tipo de operación, a estas condiciones de flujo, es segura para enviar herramientas de limpieza en vista que no excede los 6 m/s y por lo tanto no pondría en riesgo el sistema.

La figura 45 indica el desplazamiento del pig a través de la línea de producción con respecto al tiempo y estimar el tiempo de llegada a NPF. Además esta figura indica que

con un flujo de 66970 BFPD el pig puede demorarse 2.8 h en llegar desde Tivacuno a NPF sin poner en riesgo la tubería.

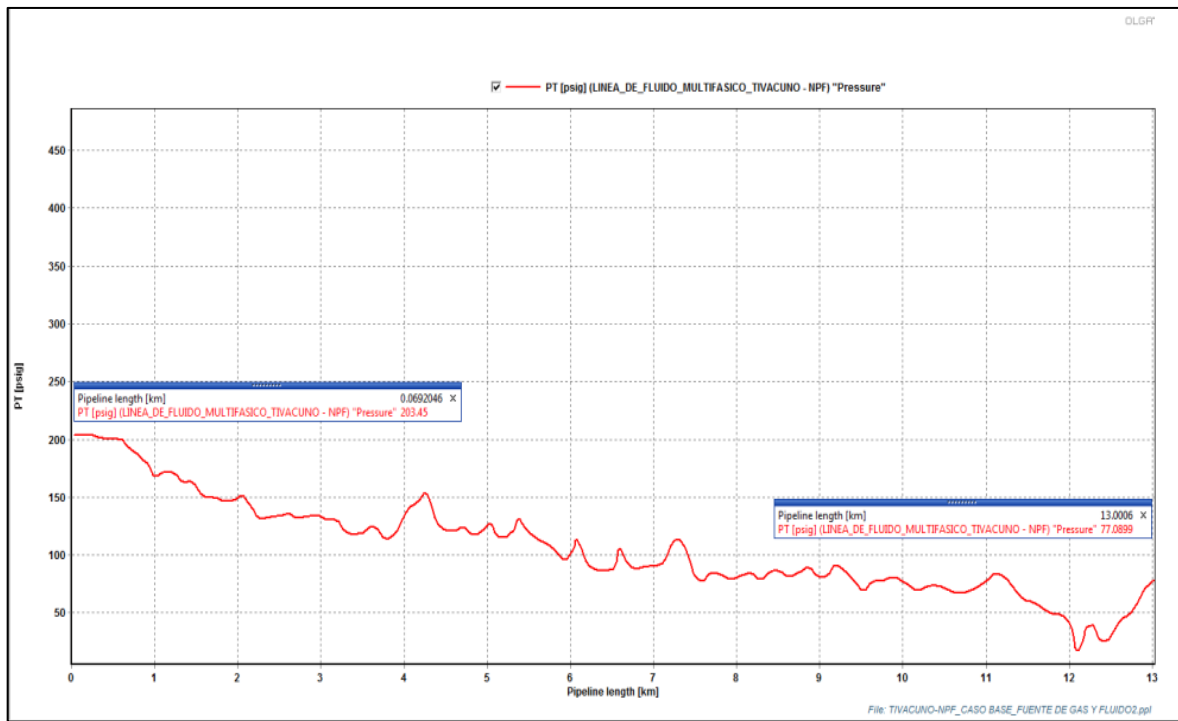
4.2.2. Escenario 2: Parada de la fuente de gas de Tivacuno.

Para el análisis en caso de paradas de la fuente de gas se realizó en base a las siguientes consideraciones:

- ✓ Se tomó como punto de partida de la simulación el caso base de 24 horas.
- ✓ El flujo de gas fue igual a cero después que se envió un pig desde Tivacuno con el fin de tener solo la fase líquida dentro de la tubería.
- ✓ Se analizara el perfil de presión y caudales una vez detenida la fuente de gas.
- ✓ Además se analizara los caudales de cada fase.

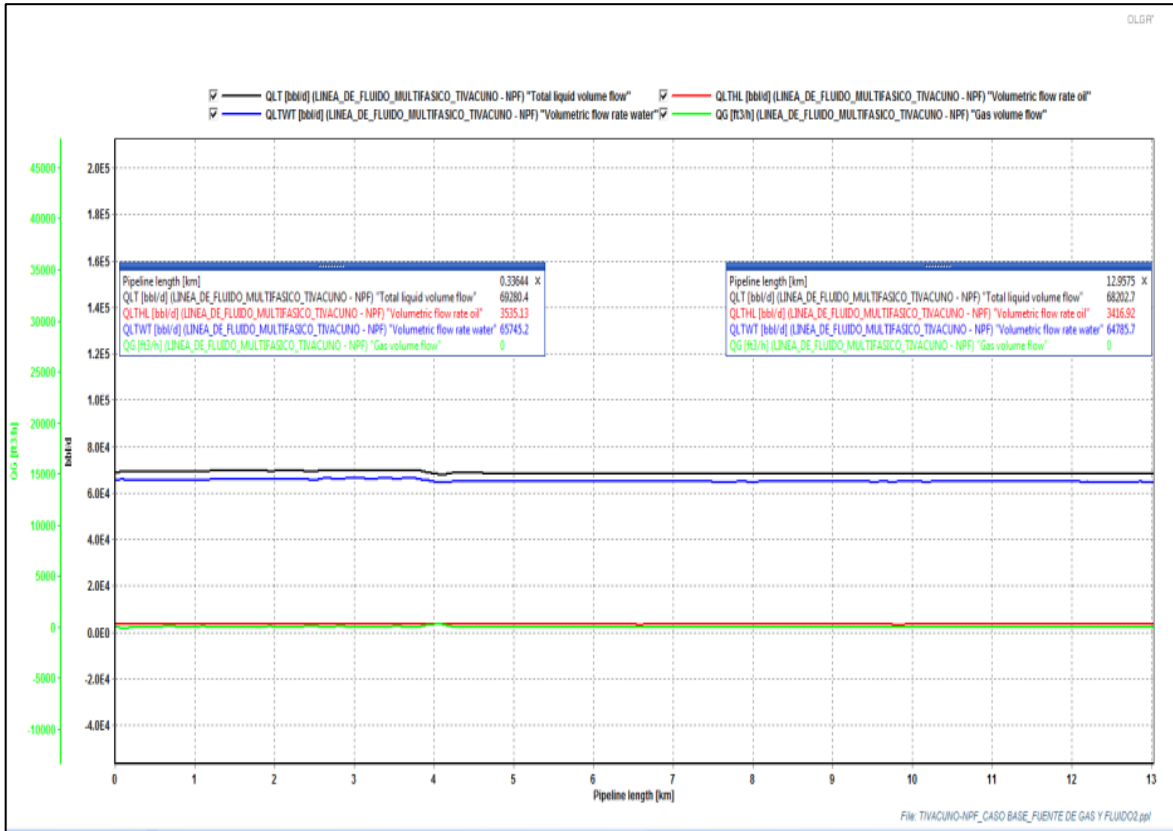
4.2.2.1. Resultados del escenario2.

Figura 46 Perfil de presión sin alimentación de flujo de gas.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

Figura 47 Perfil de caudales sin alimentación de gas.



Elaborado por: Edison Masabanda.

Fuente: OLGA®.

4.2.2.2. Análisis de resultados del escenario 2.

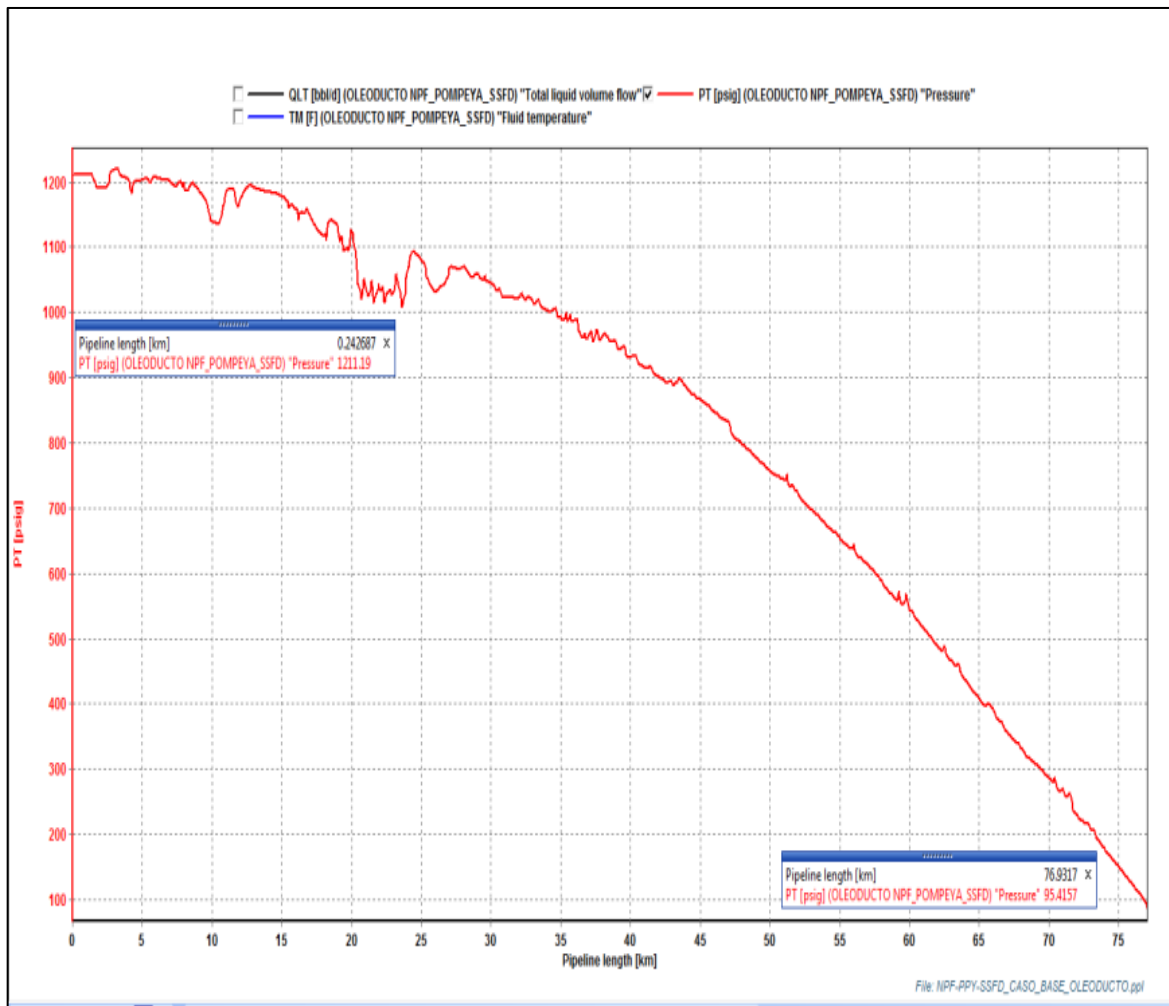
La figura 46 indica la presión alcanzada por el sistema después de parar la fuente de alimentación de gas de Tivacuno, mostrando que el gradiente de presión entre la entrada y salida es de 126 psi debido a que el sistema tiende a estabilizarse en una presión más baja que cuando se tenía un flujo de gas.

La figura 47 indica los caudales de cada fase dentro de la tubería, en la cual se puede ver que cuando se apaga la fuente de gas los flujos tienden a tener menos fluctuaciones y transiciones dentro del sistema.

4.3. RESULTADOS DEL CASO BASE DEL OLEODUCTO NPF-SSFD.

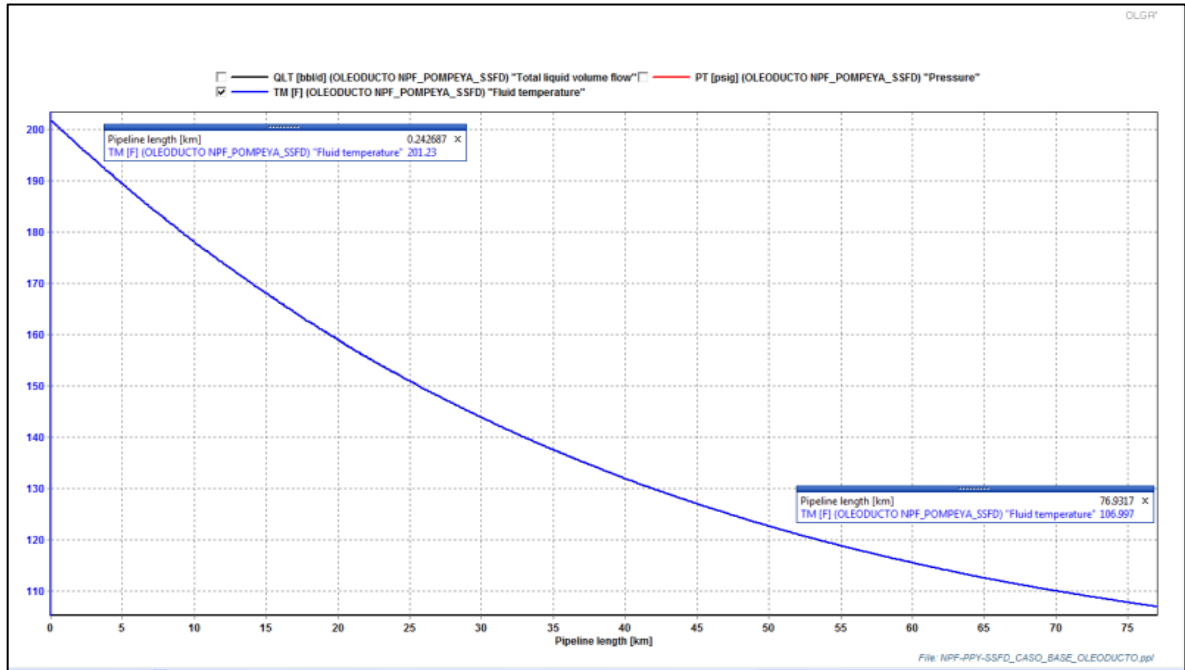
La simulación del oleoducto NPF SSFD se realizó durante 24 horas para el caso base ya que a este tiempo se alcanzó el estado estable del sistema y los perfiles de presión, temperatura y caudal permanecen prácticamente sin cambio, los cuales se muestran a continuación:

Figura 48 Perfil de presión para el oleoducto NPF-SSFD a condiciones estables.



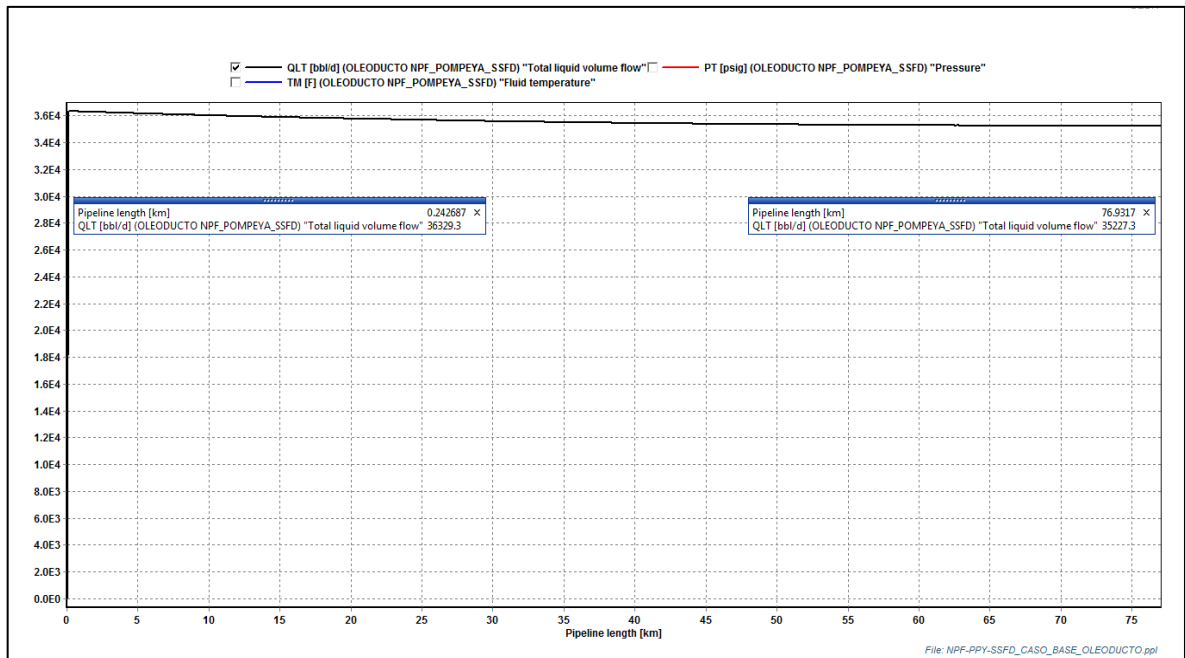
Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

Figura 49 Perfil de temperatura para el oleoducto NPF-SSFD a condiciones estables.



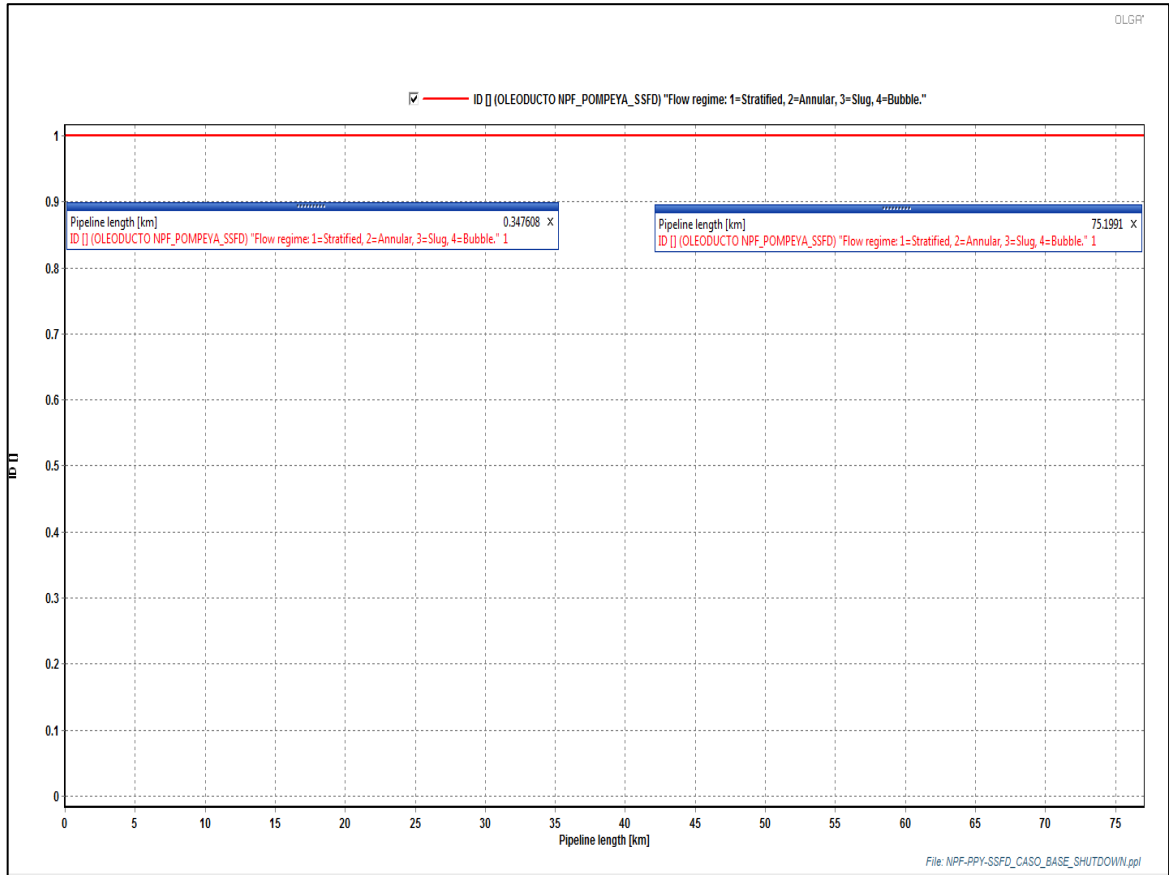
Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

Figura 50 Perfil de caudal de crudo para el oleoducto NPF-SSFD a condiciones estables.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

Figura 51 Régimen de flujo presente en el oleoducto NPF-SSFD.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

4.3.1. Análisis del caso base del oleoducto NPF-SSFD.

La figura 48 indica las condiciones de presión a la entrada y salida del sistema una vez que alcanzo el estado estable, además indica un gradiente de presión de 1115 psi entre la entrada y salida para el tramo correspondiente al oleoducto NPF-SSFD debido a la longitud y configuración geométrica del sistema.

La figura 49 indica el perfil de temperatura para el caso base del oleoducto NPF-SSFD después que alcanzo el estado estable, mostrando una oscilación de 94 °F entre la entrada y salida del oleoducto, mostrando que hay una considerable disminución del fluido ya que tiene una trayectoria de 77 km lo que justifica la pérdida de temperatura del fluido.

La figura 50 indica el caudal de crudo a lo largo del oleoducto NPF-SSFD mostrando un flujo de entrada de 36329 BOPD y 35227 BOPD de salida en SSFD.

La figura 51 indica que durante el transporte de crudo se tiene un régimen de flujo estratificado presente en el oleoducto NPF-SFD debido a que se tiene un fluido en una sola fase.

4.4. RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS DEL OLEODUCTO NPF-SSFD.

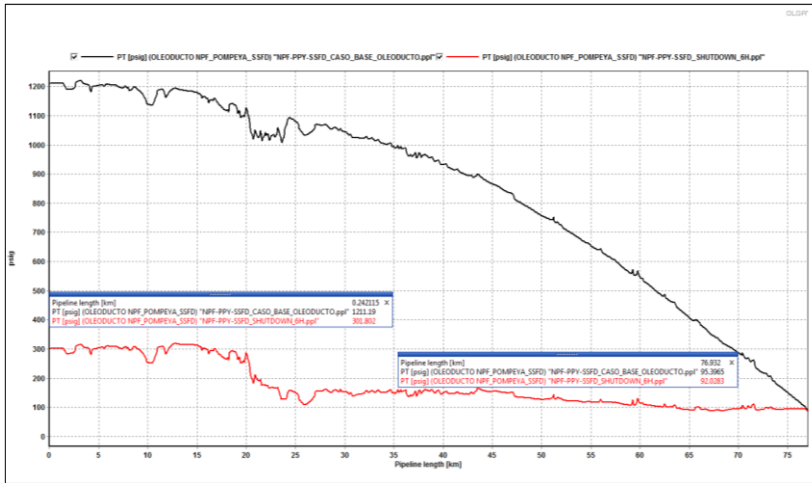
4.4.1. Escenario 1: Paro de producción del oleoducto NPF-SSFD

Para el análisis del paro de producción del oleoducto se partió de un caso base tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

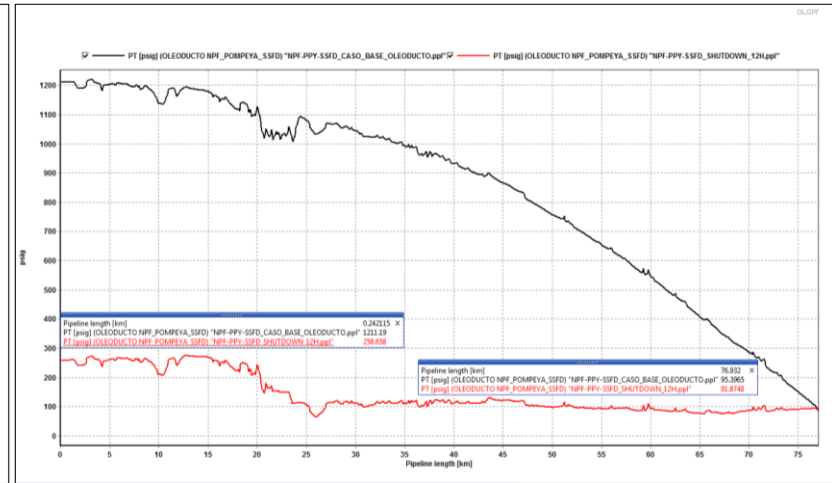
- ✓ El paro de producción se realizó a partir de un caso base de 24 horas tomando los últimos valores de todas las variables analizar cuando el sistema alcanzo el estado estable.
- ✓ El paro se simulo haciendo que la fuente de crudo en NPF sea igual a cero después de 1 hora de operación estable.
- ✓ Se analizó perfiles de presión y temperatura para tiempos de 6, 12, 24 y 48 horas de parada, con el fin de determinar la presión mínima que llega el sistema al estar fuera de operación durante ciertos periodos y el tiempo de enfriamiento del sistema.

4.4.1.1. Resultados del escenario 1 del oleoducto NPF-SSFD.

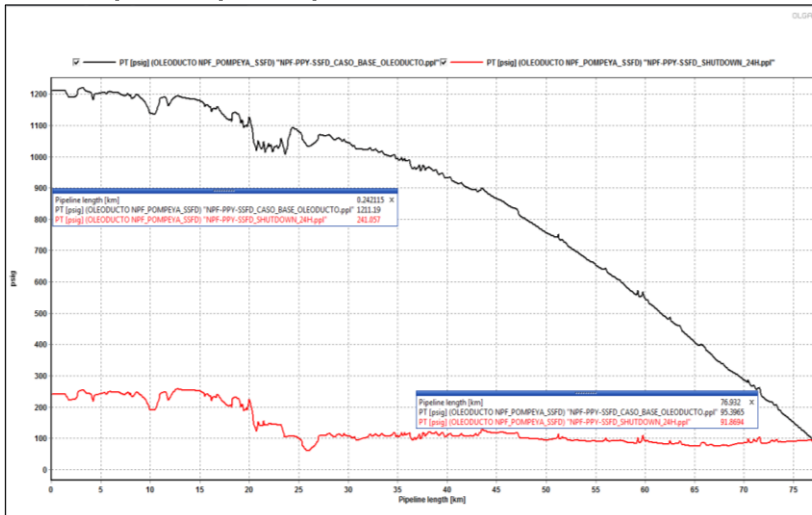
Figura 52 Perfiles de presión para el paro de producción del oleoducto.



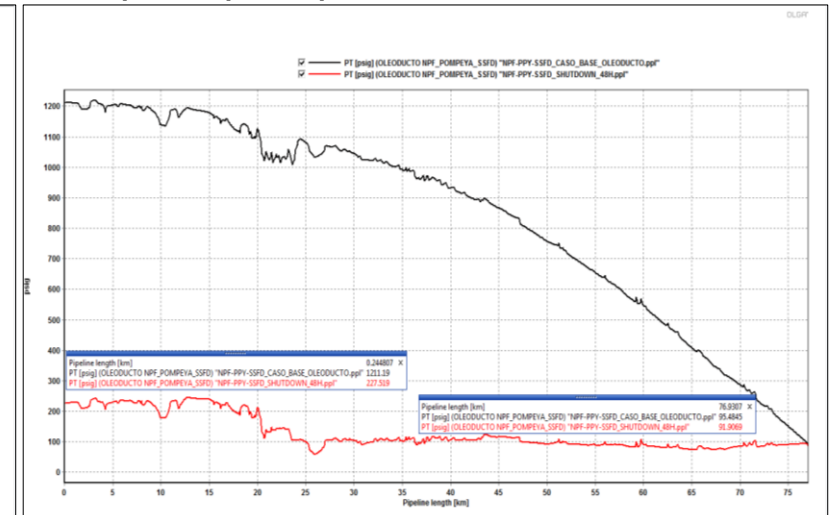
Perfil de presión para el paro del oleoducto durante 6 h.



Perfil de presión para el paro del oleoducto durante 12 h.

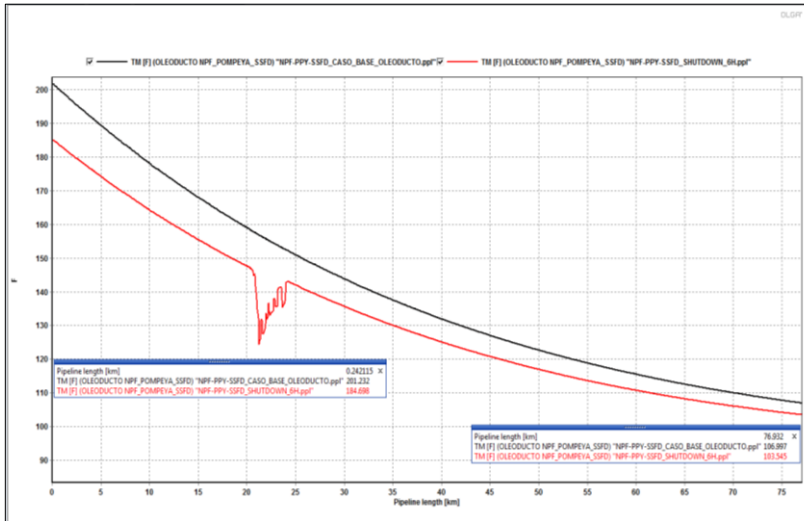


Perfil de presión para el paro del oleoducto durante 24 h.

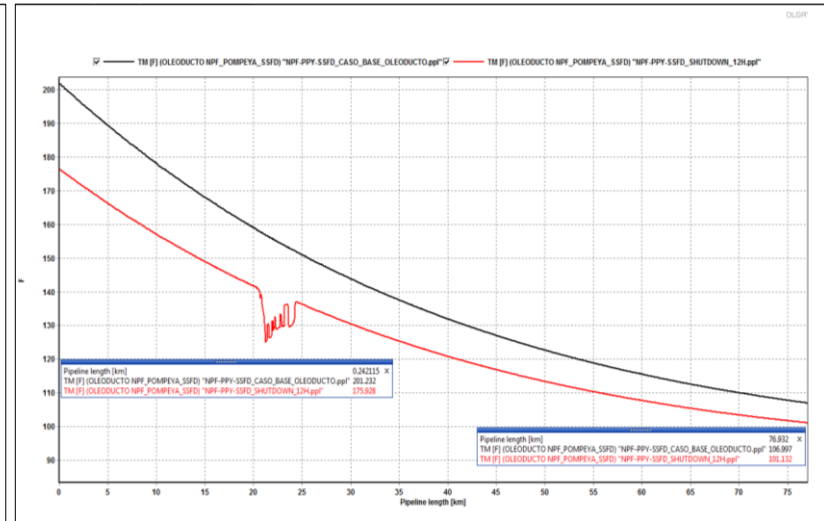


Perfil de presión para el paro del oleoducto durante 48 h.

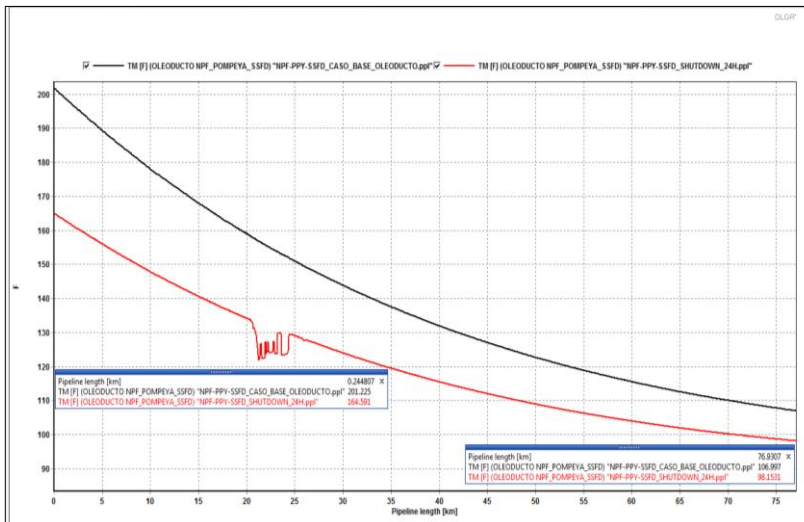
Figura 53 Perfiles de temperatura para el paro de producción del oleoducto.



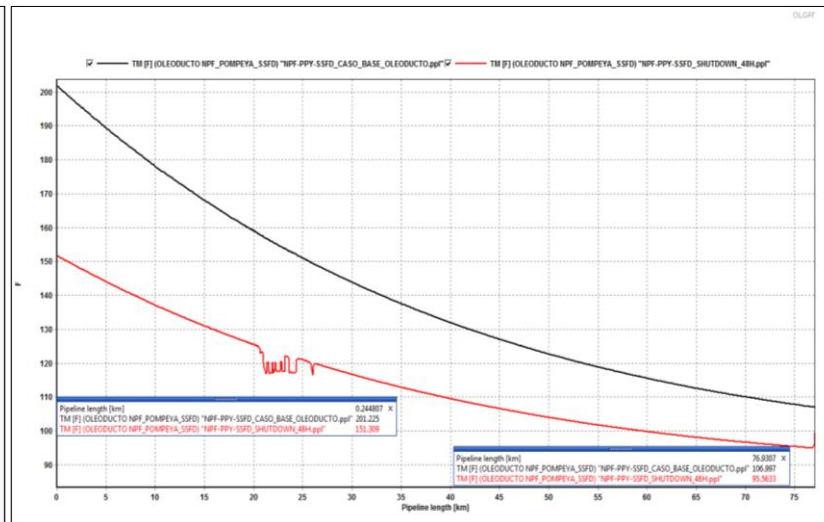
Perfil de temperatura para el paro del oleoducto durante 6 h.



Perfil de temperatura para el paro del oleoducto durante 12h.



Perfil de temperatura para el paro del oleoducto durante 24 h.



Perfil de temperatura para el paro del oleoducto durante 48 h.

4.4.2. Análisis del escenario 1 del oleoducto NPF-SSFD.

La figura 52 indica el comportamiento de la presión durante el paro de producción del oleoducto durante ciertos periodos de tiempo.

Como se puede observar la presión disminuye ya que se mantiene abierto ambos extremos de la tubería y la presión resultante es solamente la ejercida por el crudo debido a la configuración geométrica del sistema.

Entonces según estos gráficos resultantes de la simulación se puede indicar que mientras mayor sea el tiempo de parada, mayor será la caída de presión del sistema con respecto a la operación estable.

Además en caso que se requiera disminuir el tiempo de drenaje y despresurizar más rápido el sistema se podrá drenar en los puntos donde están colocados las SDV y así pueda entrar el oleoducto a cualquier trabajo de mantenimiento.

También se debe indicar que para cálculos de volumen de drenaje no se debe considerar que la tubería está completamente llena durante la operación normal del oleoducto debido a los puntos altos presentes a lo largo de configuración, por lo que siempre se debe dejar una desviación respecto a los calculados teóricamente ya que eso influirá en los inventarios de fluido producido

La figura 53 describe el perfil de temperatura durante el paro de producción del oleoducto durante ciertos periodos de tiempo.

Como se puede ver hay una disminución gradual de la temperatura conforme el avance del tiempo, también se puede observar que entre el km 20 y 25 existe una variación de temperatura diferente al perfil, esto nos indica que cuando el oleoducto realiza una

parada de producción hay puntos que quedan vacíos esto debido a las zonas altas presentes en la configuración del sistema

Así como también existen zonas bajas donde se reacomoda el líquido y por más que se realice el drenaje del oleoducto en los extremos y en los puntos de drenaje quedara una cantidad de crudo en la tubería el cual será removido una vez que se realice el reinicio de operación.

Además, se puede apreciar en el perfil para el paro de producción de 48 horas que la perdida de temperatura es de 50 °F a la entrada y 10 grados a la salida del oleoducto con respecto a las condiciones en estado estable, lo que nos indica que al encontrarse el oleoducto enterrado a una profundidad promedio de 1.5 m de profundidad, la arcilla que rodea a la tubería actúa como aislante disminuyendo la perdida de temperatura del fluido durante el periodo de parada.

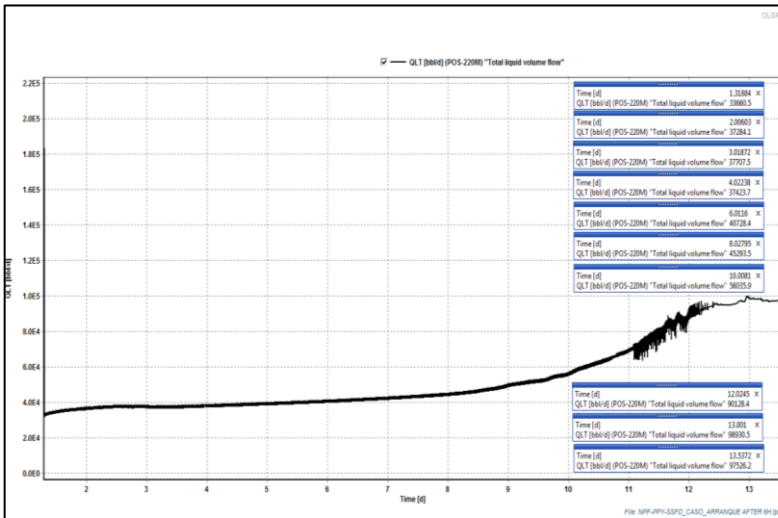
4.4.3. Escenario 2: Reinicio de operación del oleoducto NPF-SSFD.

Para el análisis del reinicio de operación del oleoducto se partió de los casos analizados para las paradas del oleoducto tomando en cuenta los últimos valores de las variables analizadas en cada caso, además se tomó en cuenta las siguientes consideraciones:

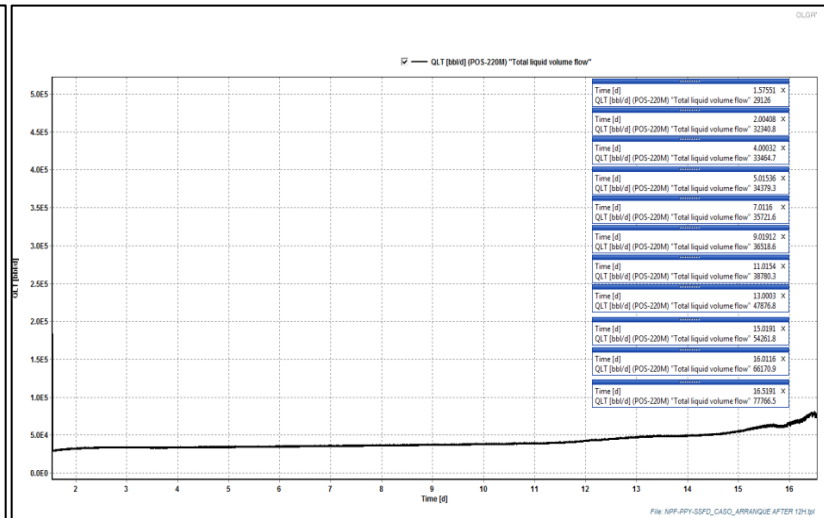
- ✓ A cada caso de parada del oleoducto durante ciertos periodos de tiempo se realizara el reinicio de operación con una presión de entrada de 1350 psi, ya que es la presión máxima que pueden alcanzar las bombas del oleoducto NPF-SSFD.
- ✓ Las variable principal que se analizara para el caso, reinicio de operación, será el caudal que se puede alcanzar a la entrada y salida del oleoducto con 1350 psi de arranque de las bombas en NPF.

4.4.3.1. Resultados escenario 2 del oleoducto NPF-SSFD.

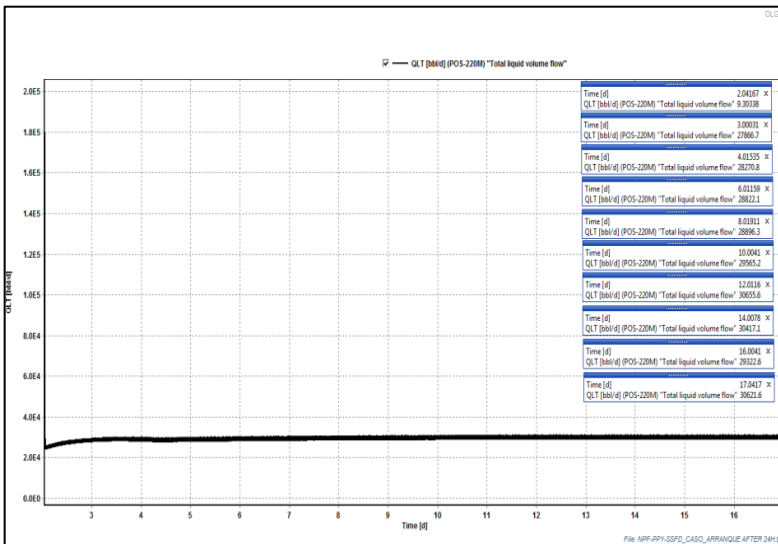
Figura 54 Tendencias de caudal de entrada para el reinicio de producción del oleoducto.



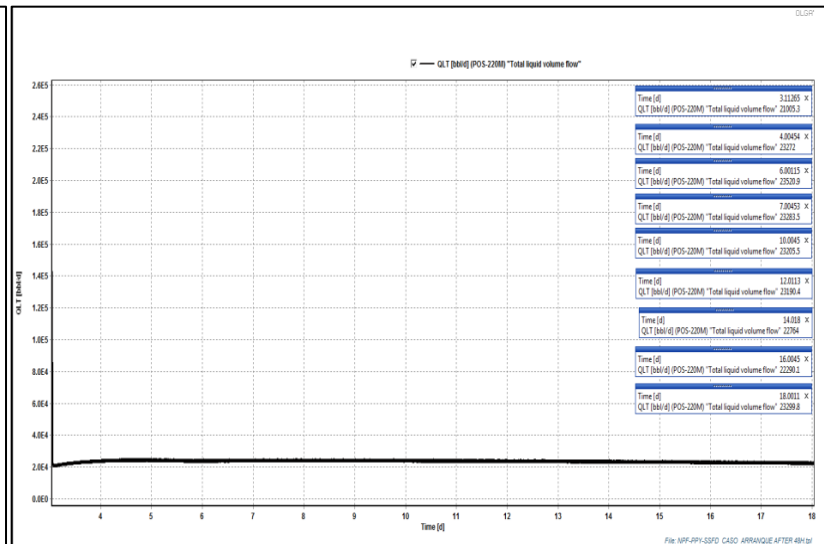
Tendencia de caudal de entrada para el reinicio de producción después de 6 h.



Tendencia de caudal de entrada para el reinicio de producción después de 12 h.

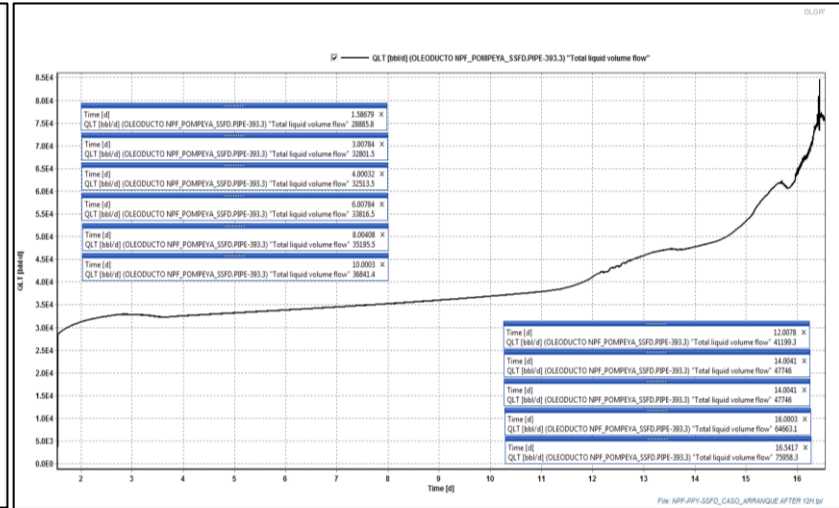
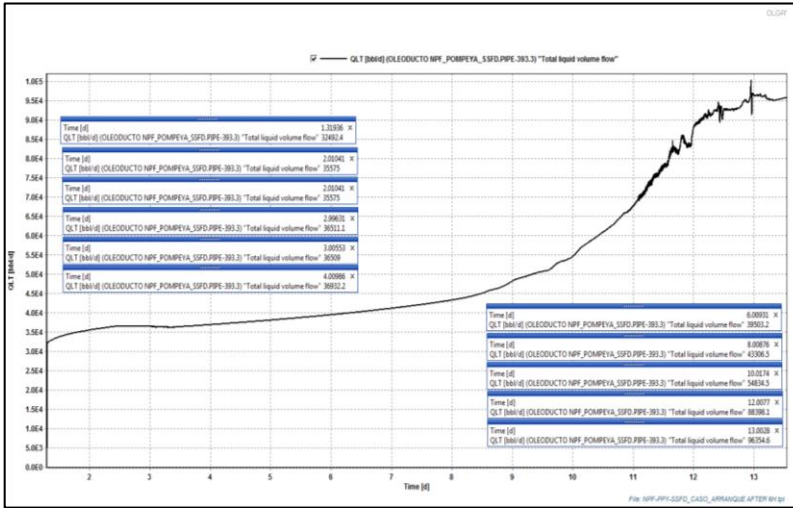


Tendencia de caudal de entrada para el reinicio de producción después de 24 h.

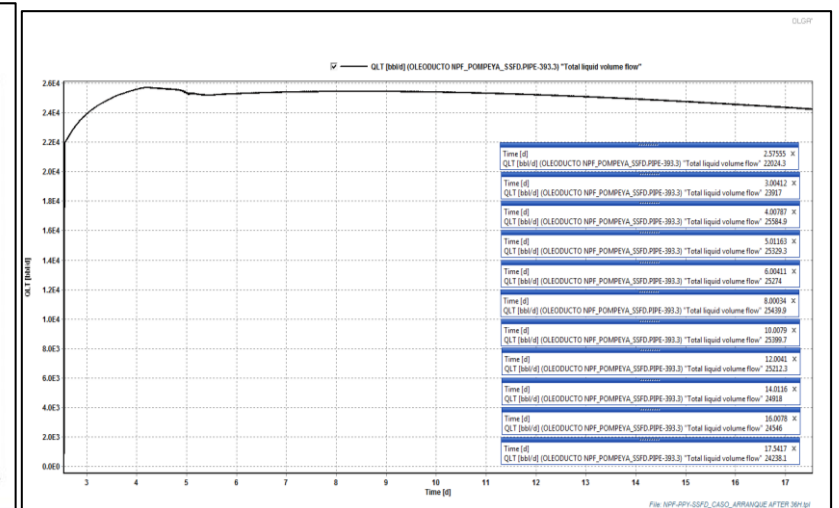
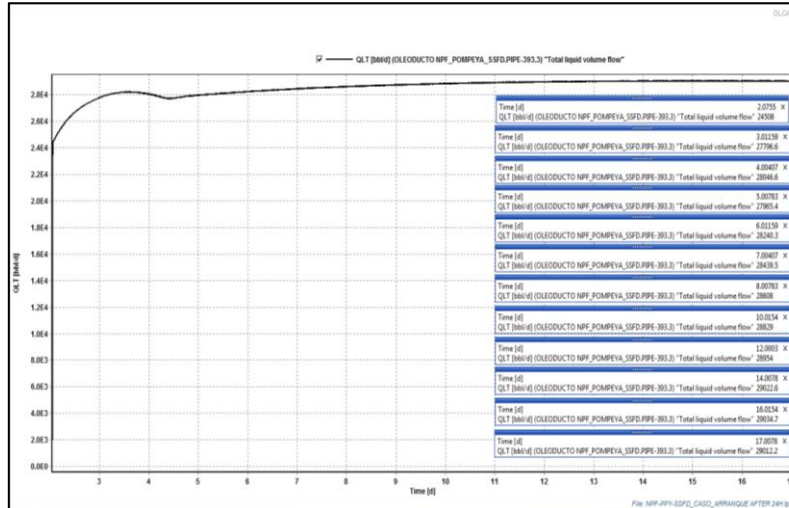


Tendencia de caudal de entrada para el reinicio de producción después de 48 h.

Figura 55 Tendencias de caudal en SSFD para el reinicio de producción del oleoducto.



Tendencia de caudal en SSFD para el reinicio de producción después de 6 h. Tendencia de caudal en SSFD para el reinicio de producción después de 12 h.



Tendencia de caudal en SSFD para el reinicio de producción después de 24 h. Tendencia de caudal en SSFD para el reinicio de producción después de 48 h.

4.4.3.2. Análisis del escenario 2 del oleoducto NPF-SSFD.

La figura 54 indica la tendencia del caudal para el reinicio de operación del oleoducto después de periodos de tiempo definidos para cada caso de análisis de paro de producción.

Como se puede observar, mientras mayor sea el tiempo de paro de producción mayor será el tiempo que se demore en recuperar el caudal de bombeo desde NPF.

Según las tendencias del caudal de entrada obtenidas en las simulaciones de este caso se puede apreciar que tranquilamente después de 6 o 12 horas de paro de producción del oleoducto se puede reiniciar la operación y recuperar el flujo de bombeo de 36500 BOPD.

Pero después de tiempos de parada mayores a 12 horas será muy difícil recuperar el flujo de bombeo, ya que debido a las propiedades del fluido se formaran tampones en la tubería de crudo frio que impedirán el paso del nuevo fluido bombeado durante el reinicio de operación.

En la figura 55 se puede apreciar de igual manera que el caudal de salida en Shushufindi se puede recuperar después de 6 o 12 horas de parada, pero a un tiempo mayor de parada del oleoducto no se puede recuperar el caudal de salida debido a taponamiento de la tubería en los puntos bajos del oleoducto, los cuales no pueden ser drenados durante el paro de producción.

4.4.4. Escenario 3: Encendido y apagado las bombas de Pompeya.

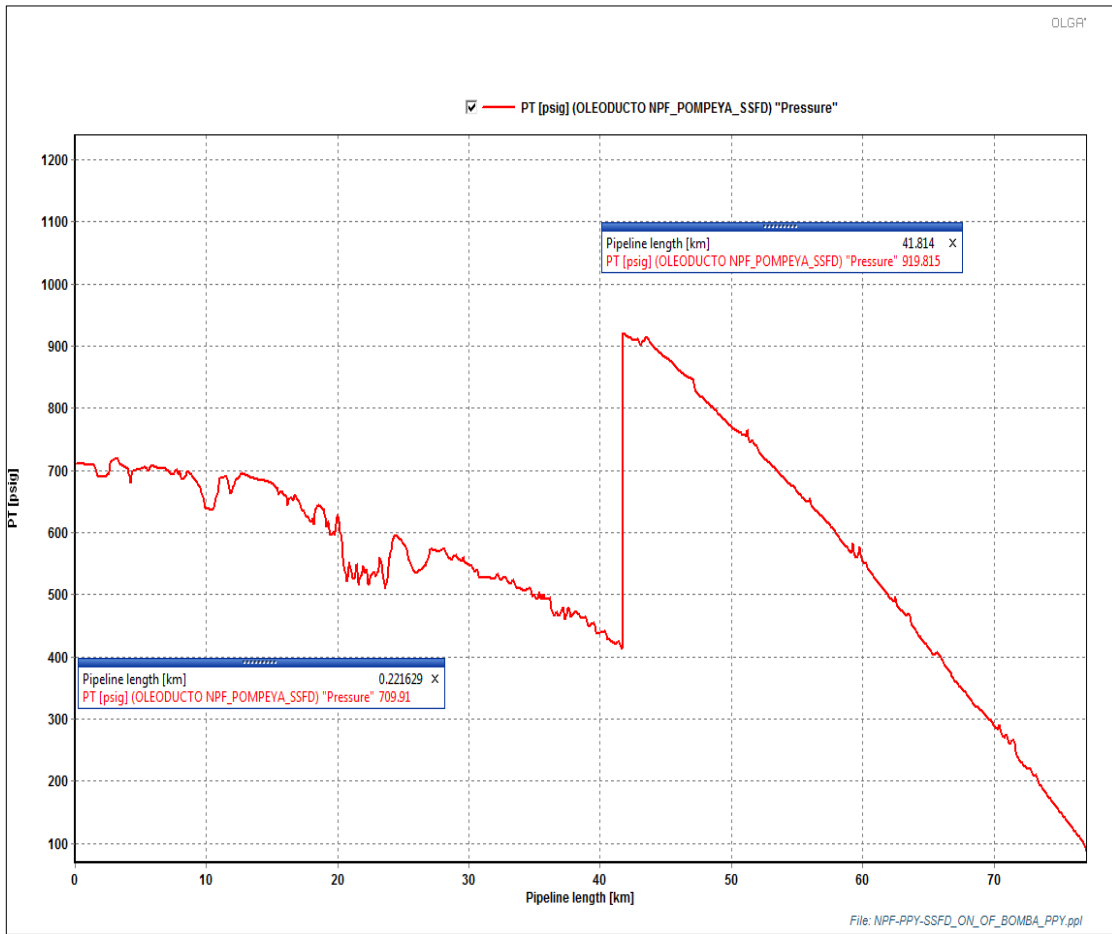
El análisis para el escenario de encendido y apagado de las bombas en la estación de rebombeo en Pompeya se realizó tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ La simulación se realizara a partir del caso base de 24 horas tomando los últimos valores de las variables analizar cuando el sistema alcanzo el estado estable.

- ✓ El encendido y apagado de la bomba de Pompeya se realizara a una relación 12:12, es decir 12 horas encendida y 12 horas apagada.
- ✓ En este escenario se analizara el perfil de presión del oleoducto así como también la tendencia del caudal de salida en SSFD durante el encendido y apagado de las bombas de Pompeya.

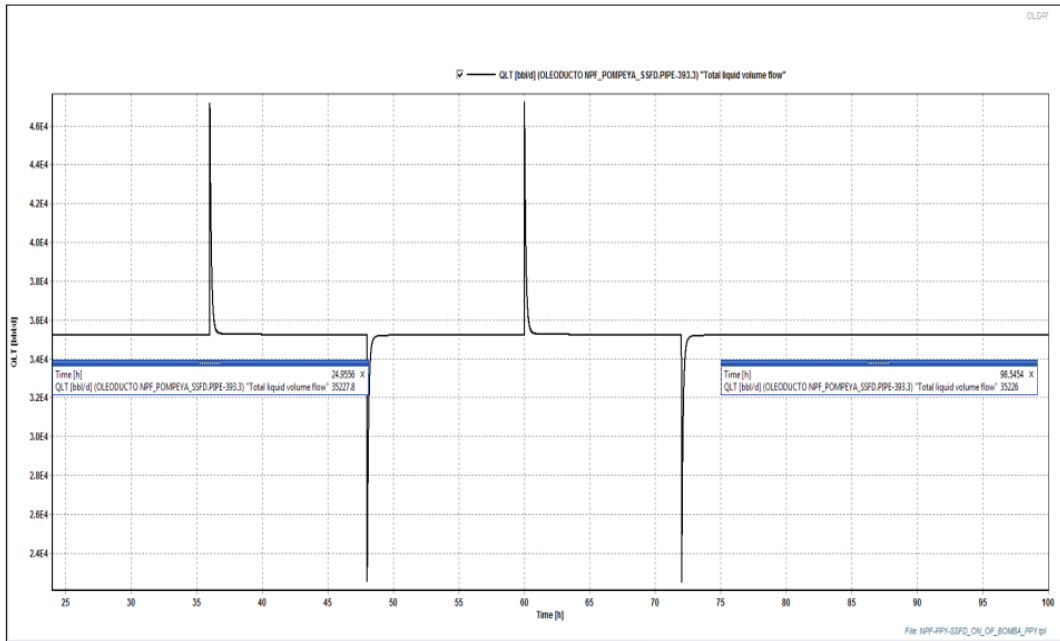
4.4.4.1. Resultados del escenario 3 del oleoducto NPF-SSFD.

Figura 56 Perfil de presión durante el encendido de la bomba en Pompeya.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

Figura 57 Tendencia del caudal en Shushufindi durante el encendido y apagado de la bomba en Pompeya.



Elaborado por: Edison Masabanda.
Fuente: OLGA®.

4.4.4.2. Análisis del escenario 3 del oleoducto NPF-SSFD.

La figura 56 describe el perfil de presión durante el encendido de la bomba en Pompeya en el cual se puede observar que al encender la bomba ayuda a disminuir la presión desde Pompeya hacia atrás.

La figura 57 indica la tendencia del caudal de salida en SSFD durante el encendido y apagado de las bombas en Pompeya, en el que se puede observar que al encender las bombas en Pompeya aumenta el caudal de salida durante un periodo de tiempo corto y luego se restablece y se estabiliza a las mismas condiciones que antes de encender la bomba.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES.

- Se recopilieron 6 análisis de las arenas productoras M1, A1T y Hollín, las cuales se encuentran en un rango de variación para la temperatura de burbuja de 202° a 232°F y de 36 a 605 psi para la presión de saturación y de 17.3 a 20.6 para la densidad API. De los cuales para la caracterización del fluido de Tivacuno se escogió el análisis de código Tivacuno_A_1T_PVT_Schlumberger el cual se encuentra en una temperatura de 232 °F, 550 para la presión de Saturación y 18.9 para la densidad API, misma que se ajusta a las condiciones actuales del campo Tivacuno.
- Para el crudo del oleoducto NPF_SSFD se utilizó el análisis realizado por SGS Ecuador para una muestra de crudo de 14.9° API con una viscosidad de 891.6 CST a 50 °C y 34.78 CST a 120 ° C.
- La caracterización del fluido de Tivacuno se utilizó el Software PVTsim en base a los componentes de: N_2CO_2 , H_2S , CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , iC_4H_{10} , iC_5H_{12} , nC_5H_{12} , C_6H_{14} ; C_{7+} de los cuales el C_{7+} representa la fracción más pesada del fluido con un 77.54 % MOL con respecto al resto de los componentes. Mientras que la caracterización del crudo del oleoducto se utilizó el software Hysys realizando un mezclado de corrientes en base a la relación 0,76% v/v para la Nafta, 0,7 % v/v para el Diesel, 13,78% v/v para el residuo, 2,75% v/v para el crudo NPF y 82,64% v/v para el crudo de SPF verificándose una densidad de 14,9 ° API para la mezcla y un corte de agua menor al 0,5%.
- Se definió que las condiciones normales de operación del oleoducto NPF Shushufindi son 1000-1200 psig como presión de operación, 200°F como temperatura de operación y 36500 BOPD como caudal de entrada al oleoducto en NPF. Mientras que para la línea de producción Tivacuno_NPF son 450 psig como

presión de operación, 200°F como temperatura de operación, 66500 BFPD como caudal de entrada de fluido multifásico.

- Se desarrolló el modelo de simulación para el oleoducto NPF-Shushufindi utilizando como componentes del modelo una fuente de alimentación, un nodo cerrado, una bomba ΔP , un nodo de presión de salida y sus respectivas válvulas colocadas en los diferentes tramos del oleoducto. Mientras que, para el modelo de simulación de la línea de producción de Tivacuno-NPF se utilizó como componentes del mismo, una fuente de gas, una fuente de fluido multifásico, un nodo interno donde se mezcla el gas y el fluido multifásico, un pig launcher, un nodo de presión de salida y sus respectivas válvulas check y SDV colocados en sus respectivos tramos.
- Se verificó y validó la simulación de la línea de producción de Tivacuno-NPF, en base a la realización de simulaciones dinámicas en estado estacionario y transitorio, obteniendo un porcentaje de error de 0,65 para la temperatura de operación; 3,73 para la presión de operación; 5.56 para el caudal de fluido y 7.72 para el flujo de gas. Mientras que para la simulación del oleoducto NPF-Shushufindi se obtuvo un porcentaje de error de 1.67 para la temperatura de operación, 0.68 para la presión de operación y 0.61 para el caudal de alimentación; indicando que los modelos desarrollados para cada línea son válidos para el análisis de escenarios de producción
- Los escenarios de producción que se analizó para la línea de Tivacuno NPF son:
El escenario para el envío de herramientas de limpieza desde Tivacuno a NPF obteniéndose una velocidad promedio del pig de 1.21 m/s y un tiempo de llegada del pig de 2.8 horas a la plataforma de NPF.

El escenario en caso de una parada de la fuente de gas de Tivacuno se obtiene una presión de operación de 220 psig a la entrada y 77,7 psig a la salida de la plataforma.

- Los escenarios que se analizaron para el oleoducto NPF-Shushufindi son:

El escenario para paradas del oleoducto durante 6, 12, 24 y 48 horas, obteniéndose que la presión mínima para el arranque después de cada parada es de 1350 psig para recuperar el caudal de bombeo de 36500 BOPD.

El escenario de encendido y apagado de las bombas en la estación de rebombeo en Pompeya obteniendo como conclusión que al encender las bombas de en dicha estación se alivia la presión del oleoducto en 650 psig pero no incrementa el caudal de salida en Shushufindi.

RECOMENDACIONES.

- Para realizar los cálculos de volumen drenado del oleoducto durante el paro de producción del mismo tener en cuenta y considerar que la tubería no puede estar completamente llena durante la operación para que no haya confusión al momento de realizar el inventario del fluido drenado.
- Considerar que cuando se prenden las bombas en Pompeya no aumenta el caudal de salida en SSFD sino ayuda aliviar la presión del tramo NPF-PPY por lo que cuando en el oleoducto suba la presión por encima de los 1200 psi será factible y recomendable prender estas bombas para aliviar la presión del sistema.
- Por las características del crudo bombeado desde NPF a Shushufindi se recomienda que en cada parada del oleoducto se drene la mayor cantidad de crudo del oleoducto, esto, a más de despresurizar el sistema antes de realizar cualquier trabajo facilitara el reinicio de operación después de cualquier parada.
- Para la línea de fluido multifásico de Tivacuno a NPF se recomienda que con el caudal de fluido manejado se mantenga la velocidad del pig máximo a 2 m/ s, ya que a esta velocidad según las simulaciones no se causan riesgos para la tubería.
- En vista a los resultados obtenidos en este proyecto se recomienda que utilizando el software OLGA se desarrolle otros escenarios relacionados con el comportamiento hidráulico en estado estacionario y transitorio; utilizando intercambiadores de calor, compresores, escenarios para el análisis de fugas por medio de la herramienta Leak y más facilidades que brinda el software.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA.

- **ANSARI, A. et al.** Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores SPE. (Flow Assurance). Vol. 15. N° 3. Arabia Saudita, Pp. 56-76. Abril 1994.
- **AZIZ, K. et al.** Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas. 3. ed., Ottawa-Canadá. s. ed. 1972, Pp. 25-56.
- **BAKER, O.** Design of Pipelines for the Simultaneous Flow of Oil and Gas. 2. ed., Texas- EEUU. s. ed. 1954, Pp 185-187.
- **BÁNZER, C.** Correlaciones Numéricas PVT. Edición-preliminar, Caracas-Venezuela. s. ed. 1995, Pp. 1-20.
- **BARNEA, D. et al.** Flow Pattern Transition for Vertical Downward Two-Phase Flow. 3. ed., Florida-EEUU. s. ed. 1982, Pp 124-129.
- **BENDIKSEN, K. et al.** The Dynamic Two Fluid Model OLGA Theory Application. (Flow and Design of Pipeline). Vol. 25. N° 4. Oslo-Noruega, Pp. 234-236. Agosto 1991.
- **BRILL, J. et al.** Two Phase Flow in Pipes. 6. ed., Oklahoma-EEUU. Penwell. s.f., Pp 56-78
- **BROWN, K.** The Technology of Artificial Methods. 2. ed., Oklahoma-EEUU. Penwell. 1984, Pp 45-100.
- **CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS**
<http://www.calsep.com/PVTsim/PVT.htm>
(25-05-2014)
- **CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS.**
http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Molecule_html
(04-01-2014)

- **CLASIFICACIÓN DEL FLUJO**

<http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/es/conceptosbasicosmfluidos/clasificaciondelflujo/clasificaciondelflujo.html>

(20-05-2014)

- **CONCEPTOS DE CFD**

http://mecnica.eafit.edu.co/~sorrego/IntroCFD_Mecapl.pdf

(20-05-2014)

- **DANESH, A.** PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids.,
Ámsterdam-Países Bajos. Elsevier. 1998, Pp. 33-66
- **DAVIS, R., TAYLOR, G.** The Mechanics of Large Bubbles Rising through
Extended Liquids and through Liquids in Tube. 2. ed., Washington-EEUU. ORSL.
1950, Pp 375-390.
- **DUNS, H., ROS, N.** Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells. 6. ed.,
Tabasco-Mexico. s. ed. 1963, Pp. 451-452.
- **EATON, B. et al.** The Prediction of Flow Patterns Liquid Holdup and Pressure
Losses Occurring During Continuous Two-phase Flow in Horizontal Pipelines. 2.
ed., Florida-EEUU. s. ed. 1967, Pp 346-348.
- **GORDON, C.** Modern SCADA Protocols., Oxford. Elsierv. 2004, P. 391.
- **GREGORY, G., FOGARASI, M.** Critical Evaluation of Multiphase Gas-Liquid
Pipeline Calculation Methods. 2. ed., London-England. s. ed. 1985, Pp. 620-
649.
- **HAGEDORN, A., BROWN, K.** Experimental Study of Pressure Gradients
Occurring During Continuous Two-phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits.
3. ed., Florida-EEUU. s. ed. 1965, Pp. 234-250

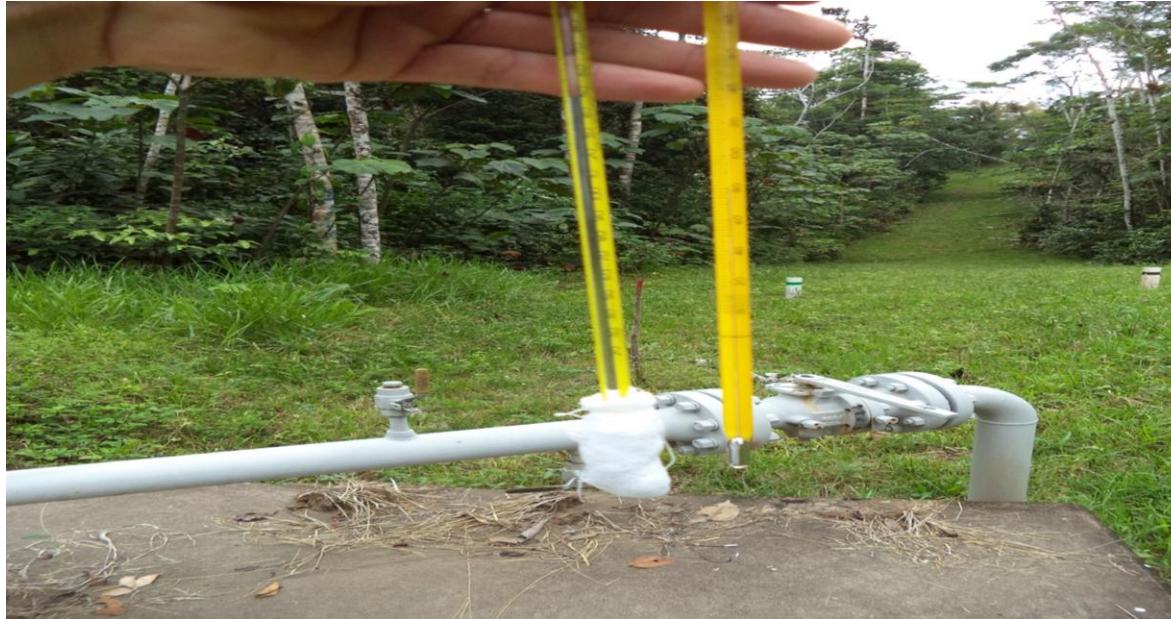
- **HIMMELBLAU, D.** Principios Básicos y Cálculos en Ingeniería Química. 6. ed., México. Prentice Hall. 1997, pp. 2-63.
- **KATZ, D. et al.** Handbook of Natural Gas Engineering. 5. ed., New York-EEUU. McGraw Hill. 1959, Pp 234-245.
- **MUNSON, B. et al.** Fundamentos de Mecánica de Fluidos., Valle Hermoso-México. Limusa. 1999, Pp- 456-460.
- **OLIEMANS, R.** Two-phase Flow in Gas-Transmission Pipelines. 2. ed., Tabasco-México. s. ed. 1976, Pp 123-126.
- **ORKISZEWSKI, J.** Predicting Two-phase Pressure Drops in Vertical Pipe. 2. ed., Ottawa-Canadá. s. ed. 1967, Pp. 234-236
- **PENDERSEN, K. et al.** PVT Calculations on Petroleum Reservoirs Fluids Using Measured and Estimated Compositional Data for the Plus Fraction. (Correlations of Characterized). Vol. 9. N° 12. Ottawa-Canadá, Pp. 15-30. Febrero 1992.
- **REID, R. et al.** The Properties of Gases and Liquids. 3. ed., New York-EEUU. McGraw Hill. 1977, Pp.345-456.
- **RODRIGUEZ, A.** Sistemas SCADA. 2. ed., México. Marcombo. 2007, P. 447.
- **ROUX, A. et al.** Accurate Models of Multiphase Flow in Oil Wells and Risers. 2. ed., Tianjin-China. s. ed. 1988, Pp. 325-328.
- **SHAWN, W.** Cybersecurity for SCADA Systems., Oklahoma. Penwell. 2006, P.438.
- **SHOHAM, O., TAITEL, Y.** Flow Pattern Transition for Vertical Downward Two Phase Flow., Florida-EEUU. s. ed. 1982. Pp.120-155.
- **SIMULACIÓN DEL FLUJO DE FLUIDOS.**
[http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/DA1E8F6195F99B61C1256DDD00346D84/\\$File/55-63%20M612%20-%20SPA.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/DA1E8F6195F99B61C1256DDD00346D84/$File/55-63%20M612%20-%20SPA.pdf) (04-01-2014)

- **TILTON, J.** Perry's Chemical Engineers Handbook. 8. ed., EEUU. McGraw-Hill. 2008, Pp.4-56.
- **XIAO, J. et al.** A Comprehensive Mechanistic Model for Two-phase Flow in Pipelines., Londres-Inglaterra. s. ed. 1965, Pp.234-239.

ANEXOS

ANEXO 1.

MEDICION DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES BLOQUE 16.



NOTAS	CONDICIONES DEL DIAGRAMA	ESPOCH	MEDICIÓN DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES DEL BLOQUE 16.		
Temperatura en bulbo seco y bulbo húmedo.	<input type="radio"/> CERTIFICADO <input type="radio"/> POR ELIMINAR <input type="radio"/> APROBADO <input type="radio"/> POR APROBAR <input type="radio"/> POR CALIFICAR <input type="radio"/> PARA INFORMACION	FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA ELABORADO POR: EDISON MASABANDA			
			LAMINA	ESCALA	FECHA
			01	S/E	18/07/14

ANEXO 2.

BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE TIVACUNO.



NOTAS	CONDICIONES DEL DIAGRAMA	ESPOCH	BOMBAS TIVACUNO		
Bombas de Tivacuno P 1919 A/B	<ul style="list-style-type: none"><input type="radio"/> CERTIFICADO<input type="radio"/> APROBADO<input type="radio"/> POR CALIFICAR<input type="radio"/> POR ELIMINAR<input type="radio"/> POR APROBAR<input type="radio"/> PARA INFORMACION	FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA ELABORADO POR: EDISON MASABANDA	LAMINA	ESCALA	FECHA
			02	S/E	18/07/14

ANEXO 3.

TRAMPA LANZADORA DE HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA.



NOTAS		CONDICIONES DEL DIAGRAMA		ESPOCH		
LANZADOR DEL OLEODUCTO NPF-PPY-SSFD.	DEL NPF-	<input type="radio"/> CERTIFICADO	<input type="radio"/> POR ELIMINAR	FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA ELABORADO POR: EDISON MASABANDA		
		<input type="radio"/> APROBADO	<input type="radio"/> POR APROBAR			
		<input type="radio"/> POR CALIFICAR	<input type="radio"/> PARA INFORMACION			
				LANZADOR DE HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA		
				LAMINA	ESCALA	FECHA
				03	S/E	18/07/14

ANEXO 4.
SISTEMA DE REBOMBEO EN POMPEYA.



NOTAS		CONDICIONES DEL DIAGRAMA		ESPOCH		SISTEMA DE BOMBEO POMPEYA		
BOMBAS DE POMPEYA	DE	<input type="radio"/> CERTIFICADO	<input type="radio"/> POR ELIMINAR	FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA ELABORADO POR: EDISON MASABANDA				
		<input type="radio"/> APROBADO	<input type="radio"/> POR APROBAR					
		<input type="radio"/> POR CALIFICAR	<input type="radio"/> PARA INFORMACION			LAMINA	ESCALA	FECHA
						04	S/E	18/07/14

ANEXO 5.

DESHIDRATACIÓN DE MUESTRAS DE CRUDO.



NOTAS		CONDICIONES DEL DIAGRAMA		ESPOCH			
MUESTRAS CRUDO TIVACUNO.	DE DE	<input type="radio"/> CERTIFICADO	<input type="radio"/> POR ELIMINAR	FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA ELABORADO POR: EDISON MASABANDA			
		<input type="radio"/> APROBADO	<input type="radio"/> POR APROBAR				
		<input type="radio"/> POR CALIFICAR	<input type="radio"/> PARA INFORMACION				
				DESHIDRATACION DE MUESTRAS DE CRUDO	LAMINA	ESCALA	FECHA
				05	S/E	18/07/14	

ANEXO 6.

EQUIPO DE MEDICIÓN DE DENSIDAD API.



NOTAS	CONDICIONES DEL DIAGRAMA	ESPOCH	MEDICION DE LA DENSIDAD API		
EQUIPO PARA MEDIR LA DENSIDAD API	<input type="radio"/> CERTIFICADO <input type="radio"/> POR ELIMINAR <input type="radio"/> APROBADO <input type="radio"/> POR APROBAR <input type="radio"/> POR CALIFICAR <input type="radio"/> PARA INFORMACION	FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA ELABORADO POR: EDISON MASABANDA	MEDICION DE LA DENSIDAD API		
			LAMINA	ESCALA	FECHA
			06	S/E	18/07/14