

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AGROINDUSTRIA**

**EVALUACIÓN DE LA RED DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS DE  
PRODUCCIÓN DEL ÁREA SUR DEL BLOQUE 16**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
QUÍMICO**

**EDSSON RICARDO MARTÍNEZ VILLARREAL  
edsson\_mv@hotmail.com**

**DIRECTOR: ING. MARCELO ALBUJA TORRES  
marcelo.albuja@epn.edu.ec**

**Quito, Noviembre 2010**

© Escuela Politécnica Nacional 2010  
Reservados todos los derechos de reproducción

## **DECLARACIÓN**

Yo, Edsson Ricardo Martínez Villarreal, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

Edsson Ricardo Martínez Villarreal

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edsson Ricardo Martínez Villarreal, bajo mi supervisión.

---

Ing. Marcelo Albuja Torres  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Expreso mis agradecimientos al Ing. Luis Narváez por su apoyo para la ejecución de este proyecto, y al Ing. Marcelo Albuja por su experiencia y confianza dedicadas al desarrollo y finalización del mismo.

A la Ing. Raquel Zúñiga e Ing. Johnny Zambrano, por el sustento brindado en la revisión y calificación del trabajo escrito.

A mis padres, a mis hermanos y a mis amigos, a quienes les debo mucho por compartir estos años de universidad.

## **DEDICATORIA**

A Dios...

A mis padres: Fabián Martínez y Alejandrina Villarreal

A mis hermanos: Leandro, Ademir, David, Joana, Alejandra y Bayardo

... por colmarme de su cariño y bendiciones

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
<b>RESUMEN</b> .....	xiii
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	xv
<b>1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA</b> .....	1
1.1 Petróleo pesado .....	1
1.1.1 Formación de recursos y métodos de recuperación.....	2
1.1.2 Análisis de petróleos pesados en laboratorio.....	3
1.1.3 Impacto ambiental .....	3
1.2 Transporte de fluidos .....	4
1.2.1 Definición de fluido.....	4
1.2.2 Propiedades de los fluidos .....	5
1.2.3 Flujo de fluidos a través de tuberías .....	10
1.3 Flujo en dos fases.....	18
1.3.1 Descripción de los regímenes de flujo.....	18
1.3.2 Flujo bifásico ascendente en tuberías verticales.....	20
1.3.3 Determinación del régimen de flujo .....	22
1.3.4 Pérdidas de presión en flujo bifásico.....	24
1.4 Discontinuidad de líquidos .....	31
1.4.1 Propósito de los separadores .....	31
1.4.2 Mecanismos de generación de discontinuidades .....	31
1.4.3 Recipiente de amortiguamiento (slug catchers).....	32
1.4.4 Lanzamiento de raspatubos .....	33
1.5 Emulsiones.....	34
1.6 Principales modelos y correlaciones empleadas en la simulación.....	36
1.6.1 Correlaciones empleadas para determinar la viscosidad en emulsiones .....	36
1.6.2 Método de caracterización.....	38
<b>2 METODOLOGÍA</b> .....	40
2.1 Descripción del campo de producción.....	40
2.1.1 Sistema de transferencia y tratamiento del fluido de producción.....	41
2.1.2 Área sur del Bloque 16 .....	41

2.2	Parámetros para la caracterización de fluidos.....	42
2.2.1	Caracterización del petróleo crudo .....	42
2.2.2	Caracterización del gas.....	43
2.2.3	Caracterización del agua.....	43
2.3	Descripción del método de caracterización en Hysys 2006.....	43
2.3.1	Caracterización del crudo .....	44
2.3.2	Caracterización del gas.....	46
2.3.3	Caracterización del fluido.....	48
2.4	Diseño del modelo de red de tuberías para el sistema de transferencia.....	48
2.5	Escenarios a ser analizados.....	50
2.6	Simulación del sistema de transferencia.....	51
2.7	Análisis de la simulación .....	51
<b>3</b>	<b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....</b>	<b>53</b>
3.1	Descripción del método de caracterización .....	53
3.1.1	Método de caracterización para la fase de petróleo.....	54
3.1.2	Método de caracterización para la fase gaseosa .....	56
3.1.3	Método de caracterización para el fluido .....	56
3.2	Modelación de la red de transferencia .....	58
3.2.1	Parámetros y consideraciones del modelo.....	58
3.2.2	Perfil topográfico de la red de transferencia.....	61
3.2.3	Válvulas y accesorios instalados en la red .....	63
3.2.4	Diagrama de flujo del sistema de transferencia.....	65
3.2.5	Longitud de las líneas de transferencia.....	67
3.2.6	Parámetros de las tuberías. ....	69
3.3	Determinación de los escenarios de producción.....	70
3.4	Análisis de la red de transferencia de fluidos .....	72
3.4.1	Objetivo .....	72
3.4.2	Alcance .....	72
3.4.3	Corriente de fluido utilizada en el ambiente de simulación .....	73
3.4.4	Descripción del proceso de recolección de producción.....	74
3.5	Alineación de tuberías para la red de transferencia .....	78



3.6	Corriente de petróleo obtenida en las facilidades de producción sur .....	82
3.7	Resultados para el sistema de transferencia.....	84
3.8	Determinación de la presión en las plataformas de producción .....	84
3.9	Resultados para las líneas de flujo .....	87
3.9.1	Escenario: producción promedio .....	87
3.9.2	Escenario: producción pronosticada.....	89
3.10	Operación de las líneas deshabilitadas.....	91
3.10.1	Líneas de conexión para la plataforma WP-E .....	92
3.10.2	Líneas de conexión para la plataforma WP-D.....	92
3.10.3	Líneas de conexión para las plataformas WP-J y WP-K.....	93
3.10.4	Línea de conexión para la plataforma WP-I.....	94
3.11	Pérdidas de presión en la red de recolección .....	95
3.11.1	Resultados para el escenario producción promedio .....	96
3.11.2	Resultados para el escenario producción pronosticada .....	97
3.12	Diagrama de flujo de proceso para el sistema de transferencia de fluido.....	99
3.13	Presión requerida en las plataformas de producción del Campo A .....	103
3.13.1	Escenarios de producción .....	103
3.13.2	Resultados de la simulación para el cálculo de la presión en las plataformas de producción del Campo A .....	104
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>106</b>
4.1	Conclusiones .....	106
4.2	Recomendaciones. ....	109
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>111</b>
	<b>ANEXOS</b> .....	<b>115</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
<b>Tabla 1.1.</b> Descripción de los regímenes de flujo horizontal en dos fases.....	20
<b>Tabla 1.2.</b> Descripción de los regímenes de flujo vertical en dos fases. ....	21
<b>Tabla 3.1.</b> Viscosidad cinemática de la fase de petróleo en función de la temperatura para el fluido proveniente del Campo A. ....	55
<b>Tabla 3.2.</b> Viscosidad cinemática de la fase de petróleo en función de la temperatura para el fluido proveniente del Campo B.....	55
<b>Tabla 3.3.</b> Viscosidad cinemática de la fase de petróleo en función de la temperatura para el fluido proveniente del Campo C.....	55
<b>Tabla 3.4.</b> Viscosidad de la fase de petróleo en función de la temperatura para el fluido proveniente del Campo D. ....	56
<b>Tabla 3.5.</b> Criterios de erosión para líneas de gas. $\rho$ : densidad del gas, V: velocidad de flujo.....	60
<b>Tabla 3.6.</b> Velocidades y caídas de presión recomendadas para diseño de tuberías. ....	61
<b>Tabla 3.7.</b> Perfil topográfico de la tubería de conexión WP-J con la línea principal WP-I SPF.....	63
<b>Tabla 3.8.</b> Capacidad de la válvula en términos del coeficiente de descarga para las líneas de transferencia del área sur.....	64
<b>Tabla 3.9.</b> Nomenclatura de las plataformas de producción instaladas en los campos de producción del área sur.....	65
<b>Tabla 3.10.</b> Longitud de las líneas principales del sistema de transferencia del área sur.....	67
<b>Tabla 3.11.</b> Longitud de las líneas de conexión del sistema de transferencia del área sur.....	68
<b>Tabla 3.12.</b> Ubicación de los nodos de interconexión en las líneas principales: L1 A-SPF y L2 E-SPF. ....	68
<b>Tabla 3.13.</b> Ubicación de los nodos de interconexión en la línea principal: L3 H-SPF. ....	68
<b>Tabla 3.14.</b> Ubicación de los nodos de interconexión en la línea principal: L4 I-SPF .....	69
<b>Tabla 3.15.</b> Características de las tuberías empleadas en la simulación de las líneas de transferencia. ....	69

<b>Tabla 3.16.</b>	Producción de reservorios por campo y pozo. Período: 10 de Octubre de 2009 – 29 de octubre de 2009. ....	70
<b>Tabla 3.17.</b>	Distribución de la producción por campo para el escenario máxima producción de fluido, proyectado a Junio 2011. ....	71
<b>Tabla 3.18.</b>	Producción de reservorios por campo y pozo. Escenario: máxima producción de fluido, proyectada a junio 2011. ....	72
<b>Tabla 3.19.</b>	Parámetros de las líneas principales de la red de transferencia de fluidos del área sur hacia el SPF. ....	79
<b>Tabla 3.20.</b>	Parámetros de las líneas de conexión con las líneas principales de la red de recolección de fluidos del área sur. ....	79
<b>Tabla 3.21.</b>	Propiedades del petróleo recuperado en el área sur de acuerdo con el reporte de laboratorio y a la simulación del sistema de transferencia. ....	82
<b>Tabla 3.22.</b>	Resultados para el cálculo de presión en las plataformas de producción Escenario: producción promedio. ....	85
<b>Tabla 3.23.</b>	Resultados para el cálculo de presión en las líneas de llegada al SPF Escenario: producción promedio. ....	85
<b>Tabla 3.24.</b>	Resultados para el cálculo de presión en las plataformas de producción Escenario: producción pronosticada. ....	86
<b>Tabla 3.25.</b>	Resultados para el cálculo de presión en las líneas de llegada al SPF Escenario: producción pronosticada. ....	86
<b>Tabla 3.26.</b>	Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo A. Escenario: producción promedio. ....	87
<b>Tabla 3.27.</b>	Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo B. Escenario: producción promedio. ....	88
<b>Tabla 3.28.</b>	Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo C. Escenario: producción promedio. ....	88
<b>Tabla 3.29.</b>	Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo D. Escenario: producción promedio. ....	88
<b>Tabla 3.30.</b>	Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo A. Escenario: producción pronosticada. ....	89
<b>Tabla 3.31.</b>	Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo B. Escenario: producción pronosticada. ....	89

<b>Tabla 3.32.</b>	Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo C. Escenario: producción pronosticada. ....	89
<b>Tabla 3.33.</b>	Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo D. Escenario: producción pronosticada. ....	90
<b>Tabla 3.34.</b>	Resumen del sistema de lanzamiento de raspatabos en la red de transferencia del área sur. ....	91
<b>Tabla 3.35.</b>	Presión en nodos de conexión y velocidades de flujo y erosión. Líneas de conexión de la plataforma WP-E. ....	92
<b>Tabla 3.36.</b>	Presión en nodos de conexión y velocidades de flujo y erosión. Líneas de conexión de la plataforma WP-D. ....	93
<b>Tabla 3.37.</b>	Presión en nodos de conexión y velocidades de flujo y erosión. Líneas de conexión para las plataformas WP-J y WP-K. ....	94
<b>Tabla 3.38.</b>	Presión en los nodos y velocidades de erosión. Línea de conexión L-IH de la plataforma WP-I. ....	94
<b>Tabla 3.39.</b>	Flujo de producción por campo para el escenario producción promedio. ....	95
<b>Tabla 3.40.</b>	Flujo de producción por campo para el escenario producción pronosticada. ....	95
<b>Tabla 3.41.</b>	Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo A. Escenario: producción promedio. ....	96
<b>Tabla 3.42.</b>	Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo B. Escenario: producción promedio. ....	96
<b>Tabla 3.43.</b>	Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo C. Escenario: producción promedio. ....	97
<b>Tabla 3.44.</b>	Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo D. Escenario: producción promedio. ....	97
<b>Tabla 3.45.</b>	Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo A. Escenario: producción pronosticada. ....	97
<b>Tabla 3.46.</b>	Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo B. Escenario: producción pronosticada. ....	98
<b>Tabla 3.47.</b>	Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo C. Escenario: producción pronosticada. ....	98
<b>Tabla 3.48.</b>	Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo D. Escenario: producción pronosticada. ....	98

<b>Tabla 3.49.</b>	Resultados para el diagrama de flujo de proceso del área sur. Escenario: producción promedio. ....	102
<b>Tabla 3.50.</b>	Resultados para el diagrama de flujo de proceso del área sur. Escenario: producción pronosticada. ....	102
<b>Tabla 3.51.</b>	Escenarios de producción por reservorio para las plataformas del Campo A. ....	104
<b>Tabla 3.52.</b>	Resultados de la simulación del sistema de transferencia. Flujo de fluido y presión en la plataforma de producción WP-A. ....	105
<b>Tabla 3.53.</b>	Resultados de la simulación del sistema de transferencia. Flujo de fluido y presión en la plataforma de producción WP-B. ....	105
<b>Tabla 3.54.</b>	Resultados de la simulación del sistema de transferencia. Flujo de fluido y presión en la plataforma de producción WP-C. ....	105
<b>Tabla I.1.</b>	Propiedades físicas de los fluidos de producción por pozo. ....	116
<b>Tabla I.2.</b>	Viscosidad cinemática de la fase de petróleo introducida en el simulador. Fluido proveniente del Campo A. ....	118
<b>Tabla I.3.</b>	Viscosidad cinemática de la fase de petróleo introducida en el simulador. Fluido proveniente del Campo B. ....	119
<b>Tabla I.4.</b>	Viscosidad cinemática de la fase de petróleo introducida en el simulador. Fluido proveniente del Campo C. ....	120
<b>Tabla I.5.</b>	Viscosidad cinemática de la fase de petróleo introducida en el simulador. Fluido proveniente del Campo D. ....	121
<b>Tabla II.1.</b>	Composición molar de la fase gaseosa del fluido proveniente de los pozos del Campo A. ....	122
<b>Tabla II.2.</b>	Composición molar de la fase gaseosa del fluido proveniente de los pozos del Campo B. ....	122
<b>Tabla II.3.</b>	Composición molar de la fase gaseosa del fluido proveniente de los pozos del Campo C y Pozo # D-1 del Campo D. ....	123
<b>Tabla II.4.</b>	Composición molar de la fase gaseosa del fluido proveniente del Pozo # D-2 y Pozo # D-3 del campo D. ....	123
<b>Tabla III.1.</b>	Perfil topográfico para las líneas de conexión de las plataformas WP-B y WP-C con la línea principal L1 A-SPF. $x$ : avance horizontal, $y$ : elevación. ....	125
<b>Tabla III.2.</b>	Perfil topográfico para la línea principal L1 A-SPF. $x$ : avance horizontal, $y$ : elevación. ....	126

<b>Tabla III.3.</b>	Perfil topográfico para la línea principal L4 I-SPF. <i>x</i> : avance horizontal, <i>y</i> : elevación. ....	127
<b>Tabla III.4.</b>	Perfil topográfico para las líneas de conexión L-DI, L-JI, L-EI y L-KI, con la línea principal L4 I-SPF. <i>x</i> : avance horizontal, <i>y</i> : elevación.....	128
<b>Tabla III.5.</b>	Perfil topográfico para la línea principal L2 E-SPF y para la línea de conexión L-DE. <i>x</i> : avance horizontal, <i>y</i> : elevación. ....	129
<b>Tabla III.6.</b>	Perfil topográfico para la línea principal L3 H-SPF. ....	130
<b>Tabla III.7.</b>	Perfil topográfico para las líneas de conexión L-DH, L-GH y L-EH con la línea principal L3 H-SPF. <i>x</i> : avance horizontal, <i>y</i> : elevación.....	131
<b>Tabla III.8.</b>	Perfil topográfico para la línea de conexión L-IH. ....	132
<b>Tabla III.9.</b>	Perfil topográfico para las líneas de conexión L-JIH y L-KIH con la línea L-IH. <i>x</i> : avance horizontal, <i>y</i> : elevación. ....	133

## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Figura 1.1.</b> Total de reservas de petróleo en el mundo.....	1
<b>Figura 1.2.</b> Relación entre la viscosidad y la temperatura de los petróleos pesados.....	2
<b>Figura 1.3.</b> Viscosidad de petróleo en función de la gravedad API y la temperatura .....	8
<b>Figura 1.4.</b> Viscosidad efectiva de una mezcla de agua-petróleo en función del corte de agua.....	9
<b>Figura 1.5.</b> Gráfico de Moody para el coeficiente de fricción de flujo en tuberías.....	14
<b>Figura 1.6.</b> Rugosidad Relativa de tuberías y factores de fricción para flujos completamente turbulentos. ....	16
<b>Figura 1.7.</b> Longitudes equivalentes, en pies (ft), para válvulas 100% abiertas y accesorios. (Gas Processors Suppliers Association, 1987).....	17
<b>Figura 1.8.</b> Apariencia de los regímenes de flujo horizontal en dos fases. ....	19
<b>Figura 1.9.</b> Apariencia de los regímenes de flujo vertical ascendente en dos fases. ....	21
<b>Figura 1.10.</b> Gráfico de patrón de flujo horizontal por Mandhane.....	23
<b>Figura 1.11.</b> Gráfico de Aziz <i>et al.</i> para flujo vertical ascendente. ....	24
<b>Figura 1.12.</b> Cociente de factor de fricción bifásico en función de la fracción de volumen fluyente de líquido. (Gas Processors Suppliers Association, 1987) .....	26
<b>Figura 1.13.</b> Determinación gráfica del arrastre de líquido en función de la fracción de volumen fluyente de líquido y del número de Reynolds de la mezcla. Método de Dukler.....	27
<b>Figura 1.14.</b> Correlación para el arrastre de líquido por Flanigan.....	28
<b>Figura 1.15.</b> Determinación gráfica del arrastre de líquido por la correlación de Eaton. ....	30
<b>Figura 1.16.</b> Esquema de un colector por goteo. ....	32
<b>Figura 1.17.</b> Recipiente de amortiguamiento de tubería múltiple. ....	33
<b>Figura 1.18.</b> Microfotografía de una emulsión agua en petróleo. ....	35
<b>Figura 1.19.</b> Microfotografía de una emulsión petróleo en agua en petróleo.....	35
<b>Figura 1.20.</b> Curva TBP (True Boiling Point) típica.....	38

<b>Figura 1.21.</b>	Fraccionamiento de la curva TBP. ....	39
<b>Figura 2.1.</b>	Mapa de ubicación del Bloque 16 y Área Tivacuno Ecuador.....	40
<b>Figura 2.2.</b>	Selección de las ecuaciones de estado de Peng-Robinson como paquete de fluido para el administrador base de la simulación. ....	44
<b>Figura 2.3.</b>	Caracterización de la fase de petróleo del campo A, pozo # A-1, reservorio Basal Tena. ....	45
<b>Figura 2.4.</b>	Selección del análisis e información del crudo para la fase de petróleo del campo A, pozo # A-1, reservorio Basal Tena. ....	45
<b>Figura 2.5.</b>	Corriente instalada en el ambiente de simulación para la fase de petróleo del campo A, pozo # A-1, reservorio Basal Tena. ....	46
<b>Figura 2.6.</b>	Selección de la lista de componentes reales e hipotéticos requeridos para la caracterización del fluido de producción. ....	47
<b>Figura 2.7.</b>	Caracterización de la fase gaseosa a partir de la composición molar. Campo A, pozo # A-1, reservorio Basal Tena. ....	47
<b>Figura 2.8.</b>	Cuadro de diálogo de la extensión Pipesys para la selección del modelo de cálculo empleado en la simulación. ....	49
<b>Figura 2.9.</b>	Cuadro de diálogo de la extensión Pipesys para la modelación del perfil topográfico de la red de transferencia de fluido. ....	49
<b>Figura 2.10.</b>	Cuadro de diálogo de la extensión Pipesys para para la selección de la correlación de viscosidad de la emulsión.....	50
<b>Figura 2.11.</b>	Cuadro de diálogo para los resultados de velocidad de erosión en las tuberías de la red de transferencia de fluidos. ....	52
<b>Figura 3.1.</b>	Diagrama de flujo empleado para la caracterización del fluido de producción. Campo A, pozo # A-1, reservorio Basal Tena. ....	57
<b>Figura 3.2.</b>	Perfil de tubería de transporte de fluido. Conexión WP-J con WP-I SPF.....	62
<b>Figura 3.3.</b>	Diagrama de flujo de la red de tuberías del área sur del Bloque 16. ....	66
<b>Figura 3.4.</b>	Corriente de fluido reconstituída. Campo A, reservorio: Basal Tena.....	74
<b>Figura 3.5.</b>	Mapa de ubicación de los campos de producción del área sur del Bloque 16. ....	75
<b>Figura 3.6.</b>	Diagrama de flujo para la alineación de la red de tuberías del área sur.....	81
<b>Figura 3.7.</b>	Curva de viscosidad para el petróleo obtenido en el SPF. Datos del reporte de laboratorio y simulación del sistema de transferencia. ....	83



- Figura 3.8.** Curva de viscosidad para el petróleo obtenido en el SPF. Resultados obtenidos en la simulación..... 83
- Figura 3.9.** Diagrama de flujo de proceso para el sistema de transferencia de fluido del área sur. Escenario: producción promedio. .... 100
- Figura 3.10.** Diagrama de flujo de proceso para el sistema de transferencia de fluido del área sur. Escenario: producción pronosticada. .... 101

## ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>ANEXO I</b>	
Caracterización del fluido de producción de los campos del área sur.....	116
<b>ANEXO II</b>	
Composición de la fase gaseosa del fluido de producción para los pozos del área sur..	122
<b>ANEXO III</b>	
Perfil topográfico de las líneas de transporte de los campos del área sur.....	125

## RESUMEN

Este estudio tiene como objetivo evaluar la configuración del sistema de transferencia de fluidos de producción del área sur del Bloque 16. Con este fin se ha procedido a valorar los criterios de velocidad de erosión y caídas de presión en las tuberías, haciendo uso de la simulación en el software Aspen Hysys 2006.

Las características del fluido de producción fueron obtenidas a partir de los análisis PVT de los pozos del área sur. El modelo de la red de tuberías fue construido en el ambiente de simulación a partir del perfil topográfico de las líneas de transporte.

Una vez determinada la alineación de tuberías en la red de transferencia, se procedió a simular el sistema de acuerdo con el flujo de producción en dos escenarios principales. Para el escenario producción promedio, se consideraron los flujos de producción registrados en el período del 10 al 29 de octubre del 2009. Para el escenario producción pronosticada, se ha considerado la máxima producción de fluido en el pronóstico 2010 - 2018 de los campos del Bloque 16.

La presión requerida en las plataformas de producción se determinó a partir del ajuste de presiones en los nodos de interconexión. Las presiones de llegada hacia el SPF se han establecido en 75 psig para las líneas principales L1 y L4, y en 85 psig para las líneas principales L2 y L3.

El cálculo de las presiones en las plataformas WP-F, WP-I y WP-J tiene una aproximación mayor al 90% respecto de las presiones observadas en el campo. Para las plataformas WP-A, WP-G y WP-H la precisión en el cálculo de la presión es de 85%, mientras que para las plataformas WP-B, WP-C, WP-D, WP-E y WP-K el modelo utilizado tiene una precisión de 70%, aproximadamente.

La producción de WP-A, WP-B, WP-C, WP-F, WP-G y WP-H es transportada a través de la línea principal o de conexión exclusiva de cada plataforma. La

producción de WP-E y WP-I es transportada a través de las líneas principales L2 y L4, respectivamente.

Para WP-J y WP-K se emplean las líneas de conexión de 10 pulgadas debido a la baja velocidad del fluido. La producción de WP-D debe ser transportada a través de dos líneas de conexión.

Los resultados de velocidades y caídas de presión obtenidos a partir de la simulación, permiten establecer que el flujo de fluido de producción en las tuberías alineadas de la red no origina problemas de erosión, de acuerdo con la recomendación de la norma API RP 14E.

## INTRODUCCIÓN

El análisis del transporte de fluido a través de redes de tuberías permite evaluar las variables del sistema con el fin de determinar las posibilidades de mejoramiento de la producción del campo. Los resultados del análisis del sistema permiten definir la capacidad de producción para una determinada serie de condiciones, además de identificar los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

El fluido proveniente de los pozos de producción puede estar formado por gas, vapores de líquido condensables, agua, vapor de agua, petróleo crudo, sólidos, entre otros. Por lo general, los pozos producen líquido y gas mezclados en un solo flujo.

El sistema de red de tuberías permite transportar el fluido a través de diversas topografías y en variadas condiciones. Idealmente, éste resulta ser un proceso eficiente si se realiza en tuberías cuyos diámetros han sido dimensionados adecuadamente considerando las caídas de presión, pérdidas de calor, además de ciertas especificaciones para los equipos instalados en la línea.

Para muchas instalaciones, el uso de tuberías que manejan flujos multifásicos provee la solución más económica debido a que disminuye el costo entre el 20 y 25% con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase (Campbell, 1979).

El cálculo de redes de tuberías para líneas de transporte de fluido es complejo. Es común que durante la fase de diseño se seleccione una tubería sobredimensionada con el fin de compensar la precisión en el cálculo de las pérdidas de presión. Los factores más importantes de flujo en dos fases que se deben conocer son: la estabilidad del flujo, es decir, que el régimen de flujo sea siempre el mismo; y, la probabilidad de que el flujo genere problemas de erosión, disminuyendo la vida útil de las tuberías (Pazmiño, 1989).

Este proceso es complejo e involucra la interacción de muchas variables. Los modelos se basan en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos de modo que no existe una correlación que se ajuste a todo tipo de flujo multifásico. Cuando se emplea un determinado modelo se debe examinar el tipo de sistema en el que está basado; es decir, si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación (Campbell, 1979).

La empresa REPSOL YPF Ecuador S.A., encargada de la operación del Bloque 16 en el oriente ecuatoriano, desarrolla un estudio con el fin de evaluar la configuración del sistema de transferencia de fluidos de producción del área sur del Bloque 16.

Este estudio tiene como objetivo analizar dicha red de transferencia, desde los pozos de producción hasta la estación de facilidades en el área sur (SPF).

La aplicación de correlaciones para los diferentes tipos de flujo del sistema resulta compleja debido a la rigurosidad de los modelos matemáticos empleados para representar el fenómeno de flujo. En este campo tiene mayor aceptación una filosofía de simulación.

El programa Pipesys funciona como una extensión del software Aspen Hysys, y permite modelar los sistemas hidráulicos de tuberías de producción. Éste programa tiene acceso a las listas de componentes y propiedades del fluido introducidos en el ambiente de simulación de Hysys, a partir de los cuales se realizan los cálculos de flujo monofásico y multifásico, empleando modelos confiables para la construcción y análisis de la red de tuberías.

## ABREVIATURAS

- $^{\circ}API$ : gravedad API del petróleo
- $A$ : área de la sección transversal de la tubería, (ft<sup>2</sup>)
- $d$ : diámetro interno de la tubería.
- $f_D$ : factor de fricción de Darcy Weisbach
- $f_F$ : factor de fricción de Fanning
- $f_n$ : factor de fricción monofásico, método de Dukler.
- $f_{pp}$ : cociente de factor de fricción bifásico, método de Dukler.
- $g$ : aceleración debido a la gravedad, (32,2 ft/s<sup>2</sup>)
- $g_c$ : constante gravitatoria, 32,2 (ft · lbf)/(lbf · s<sup>2</sup>)
- $H$ : total de energía del fluido en un punto, ecuación de Bernoulli, (ft).
- $H_f$ : pérdida de carga originada por fricción, (ft).
- $h_L$ : pérdida de presión de cabeza estática debido al flujo del fluido, (ft).
- $H_{Ld}$ : fracción de arrastre de líquido, método de Dukler.
- $H_{Le}$ : fracción de arrastre de líquido, método de Eaton.
- $H_{Lf}$ : fracción de arrastre de líquido, método de Flanigan.
- $I_L$ : cantidad de líquido en la tubería, método de Eaton, (ft<sup>3</sup>).
- $k$ : coeficiente de resistencia de la válvula o accesorio.
- $L$ : longitud de la línea, (ft).
- $L_m$ : longitud de la línea, método de Dukler, (millas).
- $N_d$ : número de diámetro de tubería, método de Eaton
- $N_e$ : abscisa para la correlación de Eaton.
- $N_{gv}$ : número de velocidad de gas, método de Eaton
- $N_L$ : número de viscosidad de líquido, método de Eaton
- $N_{Lv}$ : número de velocidad de líquido, método de Eaton
- $N_x$ : velocidad superficial modificada del gas, método de Aziz, (ft/s).
- $N_y$ : velocidad superficial modificada del líquido, método de Aziz, (ft/s).
- $P$ : presión absoluta, (psia)
- $P_b$ : Presión base absoluta, (psia). Especificación ANSI 2530:  $P_b = 14,73$  psia
- $P_1$ : presión absoluta en la entrada de la conducción, (psia).
- $P_2$ : presión absoluta en la salida de la conducción, (psia)

- $Q_g$ : flujo volumétrico del gas a condiciones fluyentes, método de Gregory, Aziz y Mandhane, (ft<sup>3</sup>/s).
- $Q_L$ : flujo volumétrico del líquido a condiciones fluyentes, método de Gregory, Aziz y Mandhane, (ft<sup>3</sup>/s).
- $Re$ : número de Reynolds.
- $Re_y$ : número de Reynolds de la mezcla bifásica, método de Dukler.
- $S.G.$ : gravedad específica del petróleo (para el agua: 1 g/cm<sup>3</sup> a 4 °C).
- $T$ : temperatura, (°F).
- $V$ : velocidad del fluido monofásico, (ft/s).
- $V_i$ : velocidad del fluido a la entrada de la válvula o accesorio, (ft/s).
- $V_{SG}$ : velocidad superficial del gas, método de Gregory, Aziz y Mandhane, (ft/s).
- $V_{SL}$ : velocidad superficial del líquido, método de Gregory, Aziz y Mandhane, (ft/s).
- $V_m$ : velocidad de la mezcla bifásica, método de Dukler, (ft/s).
- $X_A$ : factor de corrección para propiedades de fluido, método de Aziz.
- $Y_A$ : factor de corrección de propiedades de fluido, método de Aziz.
- $Z_e$ : elevación vertical del perfil de la tubería, (ft)



## ABREVIATURAS GRIEGAS

- $\gamma$ : viscosidad cinemática, (cSt)
- $\Delta P_f$ : componente friccional de la pérdida de presión, (psi).
- $\Delta P_e$ : componente de caída de presión por elevación, (psi).
- $\Delta P_t$ : Caída de presión total, (psi)
- $dV/dy$ : velocidad de deformación.
- $\varepsilon$ : rugosidad Absoluta, (ft).
- $\lambda$ : fracción de volumen de líquido fluyente, método de Dukler
- $\mu$ : viscosidad dinámica o absoluta, (lb/ (ft $\times$ s))
- $\mu_c$ : viscosidad de la fase continua, ecuación de Vand, (cP).
- $\mu_{ef}$ : viscosidad efectiva, ecuación de Vand, (cP).
- $\mu_g$ : viscosidad de la fase gaseosa, método de Dukler, (cP).
- $\mu_L$ : viscosidad de la fase líquida, método de Dukler, (cP).
- $\mu_n$ : viscosidad de la mezcla bifásica, método de Dukler, (cP).
- $\mu_p$ : viscosidad del petróleo, ecuación de Beggs and Robinson, (cP).
- $\rho$ : densidad del fluido monofásico, (lb/ft<sup>3</sup>)
- $\rho_a$ : densidad del aire a 60 °F y 14,7 psia, (0,0764 lb/ft<sup>3</sup>), método de Aziz.
- $\rho_w$ : densidad del agua a 60 °F y 14,7 psia, (62,4 lb/ft<sup>3</sup>), método de Aziz.
- $\rho_g$ : densidad de la fase gaseosa, método de Aziz, (lb/ft<sup>3</sup>).
- $\rho_L$ : densidad de la fase líquida, método de Aziz, (lb/ft<sup>3</sup>).
- $\rho_k$ : densidad de la mezcla, método de Dukler, (lb/ft<sup>3</sup>).
- $\sigma$ : tensión interfacial a condiciones fluyentes, método de Aziz, (dina/cm).
- $\sigma_{wa}$ : tensión interfacial de aire y agua a 60 °F, método de Aziz, (dina/cm).
- $\tau$ : esfuerzo cortante o de pared.
- $\phi$ : fracción de volumen de la fase continua, ecuación de Vand

## GLOSARIO

**%BS&W:** Porcentaje de agua y sedimentos básicos. Comprende la fase acuosa dispersa en una emulsión regular, formada principalmente por agua salina, además de otros componentes sólidos como arena, lodo, productos de corrosión y precipitados de sólidos disueltos (Manning y Thompson, 1995).

**API:** Densidad másica del petróleo de acuerdo con el American Petroleum Institute. La gravedad API se calcula a 60°F y está definida como una función hiperbólica de la gravedad específica (Wuithier, 1971).

**Arrastre de líquido:** El arrastre de líquido se relaciona con el flujo simultáneo de gas y líquido en una conducción, y se define como la fracción del área de flujo ocupada por el líquido (Gas Processors Suppliers Association, 1987).

**BFPD:** Barriles de fluido por día. Abreviatura empleada para definir las unidades de flujo del fluido de producción.

**BOPD:** Barriles de petróleo por día. Abreviatura empleada para definir las unidades de flujo de petróleo.

**BWPD:** Barriles de agua por día. Abreviatura empleada para definir las unidades de flujo de petróleo.

**Campo:** Área geográfica delimitada en donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

**Condiciones estándar:** Determinada condición base de presión y temperatura para las que se acostumbra a medir los fluidos producidos en un yacimiento. En el sistema inglés son: presión 14,73 psi y temperatura 60°F (Craft y Hawkins, 1968).

**EFV:** Esta curva grafica la temperatura de equilibrio líquido-vapor frente al porcentaje de volumen de líquido destilado. El método empleado para construir

esta curva consiste en destilar el líquido a diferentes temperaturas de equilibrio, en una columna en donde se produce la evaporación parcial, a condiciones estándar de presión (Tarifa *et al.*, 2010).

**Facilidades de producción:** Conjunto de trabajos e instalaciones petroleras que tienen por objeto recolectar, separar, medir y almacenar hidrocarburos que provengan de los pozos de producción.

**Fluido de producción:** Fluido proveniente de un pozo de producción, formado por: gas, vapores de líquido condensable, agua, vapor de agua, petróleo crudo, sólidos. Por lo general los pozos producen líquido y gas mezclados en un solo flujo (Campbell, 1977)

**Gas asociado:** Hidrocarburo gaseoso que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas libre o gas en solución (Craft y Hawkins, 1968)

**GOR:** Razón gas-petróleo. Resultado de dividir una cantidad de gas en condiciones estándar, por determinada cantidad de petróleo, también en condiciones estándar. Expresada como pie cúbico de gas por barril de petróleo crudo (Craft y Hawkins, 1968)

**Manifold:** Tubo múltiple para distribución. Comprende un tubo distribuidor con varias entradas o salidas.

**MSCFD:** Miles de pies cúbicos estándar por día. Abreviatura empleada para definir las unidades de flujo de gas asociado.

**NPF:** Estación de facilidades de producción norte.

**Plataforma de producción:** Estructura instalada sobre el área de perforación, en la que se encuentra el equipo para la producción del yacimiento.

**Pozo productor:** Perforación efectuada por medio de herramientas de corte de diferentes diámetros y a diversas profundidades, para la exploración o explotación de yacimientos petrolíferos.

**PVT:** Conjunto de pruebas que se realizan en el laboratorio para determinar las propiedades físicas de los fluidos de un reservorio. Estas pruebas se denominan análisis presión-volumen-temperatura, y se desarrollan para determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura de una mezcla de hidrocarburos (líquido-gas) en particular.

**Reservorio:** Cuerpo rocoso subterráneo que tiene porosidad y permeabilidad suficientes para almacenar y transmitir fluidos. Constituye un depósito de hidrocarburos entrampados en rocas sedimentarias formadas en condiciones de temperatura en las que los hidrocarburos pueden ser preservados (McCray y Cole, 1963).

**SPF:** Estación de facilidades de producción sur.

**Stock tank:** Tanque de almacenamiento para la producción de petróleo una vez que éste ha sido tratado (Craft y Hawkins, 1968)

**Tubería de descarga:** Tubería mediante la cual se transportan los hidrocarburos desde el cabezal del pozo hasta el cabezal de recolección de las facilidades de producción.

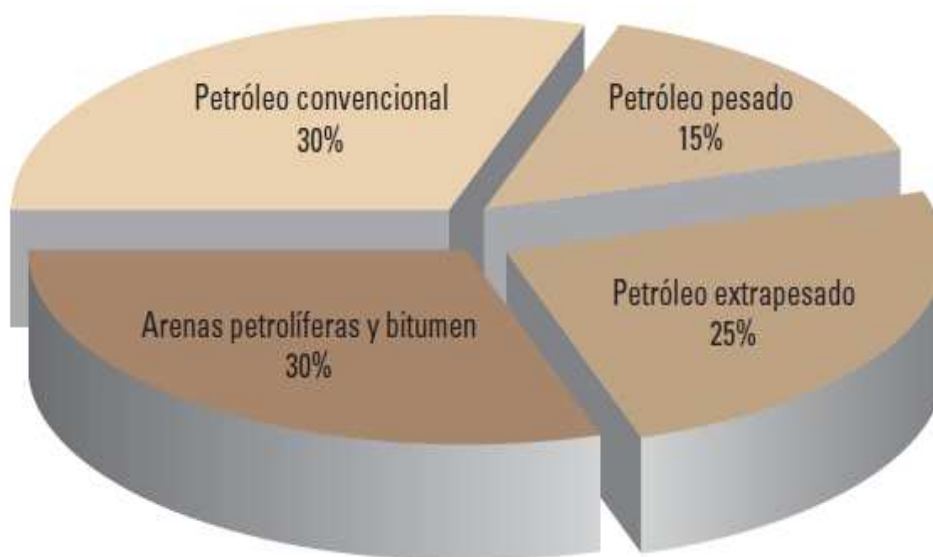
# 1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

## 1.1 PETRÓLEO PESADO

Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para su recuperación. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico.

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles de producir y refinar. El petróleo pesado se define como petróleo con 22,3 °API o de menor densidad. Los petróleos de 10 °API o menor densidad se conocen como petróleos extrapesados (Alboudwarej *et al.*, 2006).

El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13 trillones de barriles ( $10^{12}$  barriles). El petróleo convencional representa sólo un 30% de ese total aproximadamente, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen, como se puede apreciar en la figura 1.1.



**Figura 1.1.**Total de reservas de petróleo en el mundo.

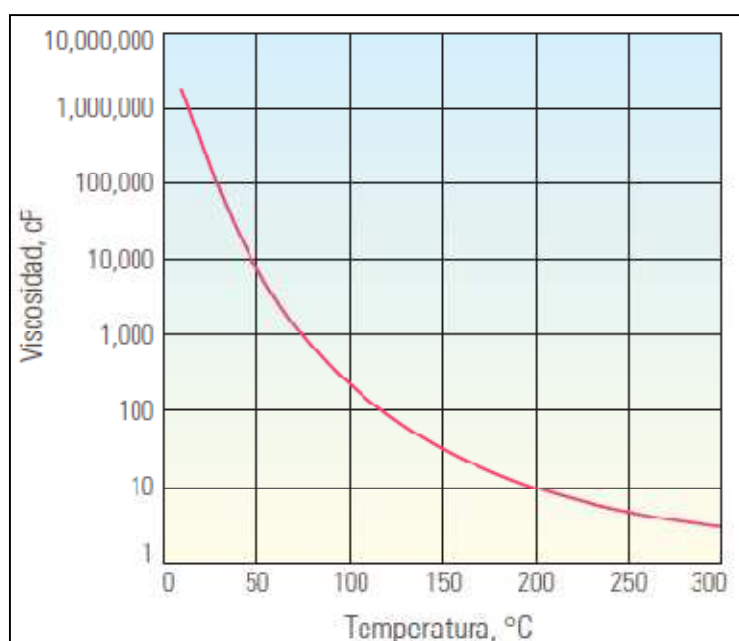
(Alboudwarej *et al.*, 2006)

### 1.1.1 FORMACIÓN DE RECURSOS Y MÉTODOS DE RECUPERACIÓN

La biodegradación es la causa principal de la formación del petróleo pesado. Los microorganismos degradan los hidrocarburos livianos e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados. La biodegradación origina la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, la viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales (Alboudwarej *et al.*, 2006).

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso, la viscosidad es la propiedad que determina su producibilidad y recuperación. Los métodos de recuperación pueden o no requerir el agregado de calor. Esta distinción se realiza cuando el petróleo debe o no ser asistido térmicamente para fluir.

Cada petróleo pesado, extrapesado y bitumen posee su propia relación de temperatura-viscosidad, pero todos siguen la tendencia mostrada en la figura 1.2; reduciéndose la viscosidad al aumentar la temperatura.



**Figura 1.2.** Relación entre la viscosidad y la temperatura de los petróleos pesados.

(Alboudwarej *et al.*, 2006)

### **1.1.2 ANÁLISIS DE PETRÓLEOS PESADOS EN LABORATORIO**

El análisis por cromatografía de gases puede determinar la composición química de un petróleo convencional hasta C<sub>36</sub><sup>+</sup>, y describe cómo las propiedades de un petróleo son afectadas por los cambios de presión, temperatura o composición, que pueden tener lugar durante un proceso de producción. Sin embargo, este análisis no puede diferenciar el alto número de componentes de los petróleos pesados con suficiente grado de detalle, para ser utilizado en las operaciones de simulación.

En el caso de los petróleos pesados, las técnicas de laboratorio estándar miden las propiedades PVT (presión, volumen, temperatura), tales como: punto de burbuja, compresibilidad, composición del gas liberado, densidad y relación gas-petróleo (GOR).

Para los petróleos pesados, la caracterización del comportamiento de la viscosidad es particularmente importante, ya que pequeños cambios pueden tener efectos significativos sobre los regímenes de producción y los volúmenes de petróleo recuperables.

### **1.1.3 IMPACTO AMBIENTAL**

Debido a la rigurosidad de los procesos de producción y recuperación de crudo pesado, las variadas técnicas de recuperación mejorada se traducen en un mayor impacto ambiental respecto del impacto generado por un crudo convencional.

Los crudos pesados acarrean contaminantes y se caracterizan por presentar una razón carbono-hidrógeno elevada. Por lo tanto, cuando son quemados, producen más dióxido de carbono por total de energía disponible.

## **1.2 TRANSPORTE DE FLUIDOS**

El transporte de fluidos permite establecer la forma más económica en la que se puede dar la conducción y medición de caudales (Vian y Ocón, 1972).

Los principios del comportamiento de los fluidos pueden ser desarrollados a partir del conocimiento de ciertas propiedades preponderantes, así por ejemplo la densidad y viscosidad en el flujo de fluidos y el peso específico en la estática de los fluidos.

Cuando se trabaja con presiones manométricas negativas, la presión de vapor se vuelve importante, y para secciones de paso pequeñas, el comportamiento de los fluidos se ve afectado por la tensión superficial. Del mismo modo, los principios termodinámicos permiten analizar el efecto de la compresibilidad (Giles, 1986).

### **1.2.1 DEFINICIÓN DE FLUIDO**

Un fluido es una sustancia que no puede soportar un esfuerzo tangencial o cortante, sin que se deforme, cuando está en equilibrio; es decir, un fluido se deforma continuamente cuando se le aplica una fuerza tangencial (Giles, 1986; Hansen, 1974).

Un fluido es una sustancia capaz de fluir, sin que esta definición haga distinción entre líquido y gas, ya que en ambos casos los principios de la mecánica de fluidos resultan aplicables (Hansen, 1974).

Los líquidos son prácticamente incompresibles, ocupan un volumen definido y presentan superficie libre. Por otra parte, los gases son compresibles y se expansionan hasta ocupar el volumen del recipiente que los contenga.



## **1.2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS**

### **1.2.2.1 Presión**

En cualquier elemento de volumen de fluido las interacciones moleculares dan origen a fuerzas superficiales que actúan perpendicularmente sobre el área de un elemento de volumen considerado.

Para un fluido en reposo, la presión se define como la fuerza de compresión normal por unidad de área (esfuerzo normal) que actúa sobre una superficie sumergida en el fluido. La presión en un punto de un fluido en reposo es la misma en todas sus direcciones, y se la conoce como presión hidrostática (Huges y Brighton, 1970).

En la dinámica de fluidos, la presión hidrostática se mantiene como tal, pero debe medirse como el esfuerzo normal sobre un área que se mueve al tiempo con el fluido, debido al apareamiento de esfuerzos de corte (Huges y Brighton, 1970).

### **1.2.2.2 Densidad o gravedad específica**

La densidad de una sustancia constituye la masa de una unidad de volumen de dicha sustancia. El volumen específico es el inverso de la densidad.

En términos particulares, se puede definir la gravedad específica como la razón del peso de una unidad de volumen de petróleo crudo, con el peso de un mismo volumen de agua a temperatura estándar. Los americanos utilizan la gravedad A.P.I., para medir la densidad del petróleo crudo.

Tanto la gravedad específica como la gravedad API, se calculan a 60°F. Dicha relación está definida por el American Petroleum Institute, como una función hiperbólica de la gravedad específica, a partir de la siguiente expresión:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{S.G.} - 131,5 \quad [1.1]$$

En el caso de los gases, la gravedad específica se define como la relación entre el peso molecular del gas y el peso molecular del aire.

### 1.2.2.3 Viscosidad

La viscosidad permite establecer la cantidad de resistencia opuesta al movimiento de un fluido, y se origina por las interacciones moleculares presentes en dicho fluido (Giles, 1986).

Experimentalmente se ha demostrado que para un fluido confinado entre una placa fija y una móvil, la velocidad de deformación angular es proporcional al esfuerzo tangencial, y la constante que permite establecer dicha relación es la viscosidad absoluta o dinámica; que se expresa con la siguiente ecuación:

$$\tau = \mu \times \frac{dV}{dy} \quad [1.2]$$

Los fluidos que siguen la ecuación 1.2, se denominan fluidos newtonianos. La viscosidad es una propiedad de carácter dinámico, por lo que puede ser medida únicamente cuando el fluido está en movimiento. Otro coeficiente de viscosidad es la viscosidad cinemática, y se relaciona con la viscosidad absoluta mediante la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{\mu}{\rho} \quad [1.3]$$

La viscosidad absoluta de líquidos y gases varía contrariamente con la temperatura. Un incremento en la temperatura promueve la disminución en la viscosidad absoluta de los líquidos y un aumento de viscosidad absoluta en el caso de los gases.

Las variaciones de presión no afectan apreciablemente dicha propiedad, a menos que ésta alcance valores elevados. Sin embargo, debido a que la densidad de un gas varía con la presión (a temperatura constante), la viscosidad cinemática de los gases es inversamente proporcional a la presión (Giles, 1986; Huges *et al.*, 1970).

#### 1.2.2.4 Métodos para determinar la viscosidad del crudo

El mejor estimador de la viscosidad del crudo es su medida directa. Debido a que esto no siempre es posible, se han desarrollado diversas correlaciones y métodos gráficos para determinar su viscosidad a cualquier temperatura.

La ecuación de Beggs y Robinson, desarrollada en base a la observación de 460 sistemas de petróleo, permite determinar la viscosidad del crudo en función de su temperatura y gravedad API (Arnold y Stewart, 1986); siendo esta:

$$\mu_p = 10^x - 1 \quad [1.4]$$

Donde:

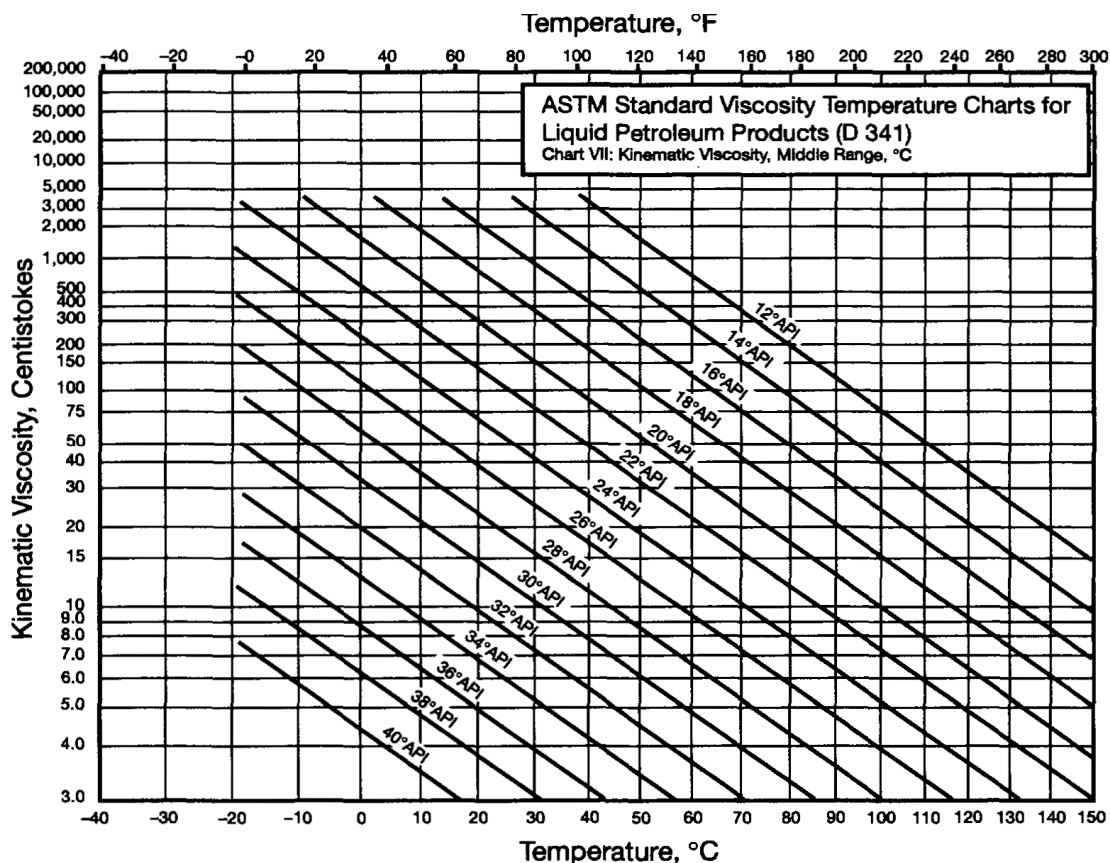
$$x = y \times T^{-1,163}$$

$$y = 10^Z$$

$$Z = 3,0324 - 0,02023 \times \text{°API}$$

El rango de temperatura para el que se ha desarrollado la ecuación de Beggs y Robinson es de 70 °F a 295 °F, mientras que el rango de gravedades está entre 16 °API y 58 °API. La experiencia ha demostrado que esta correlación tiende a exagerar la viscosidad del crudo cuando el rango de temperaturas está entre 100 y 150 °F.

La figura 1.3 es una representación gráfica de otra correlación entre la viscosidad cinemática y la temperatura.

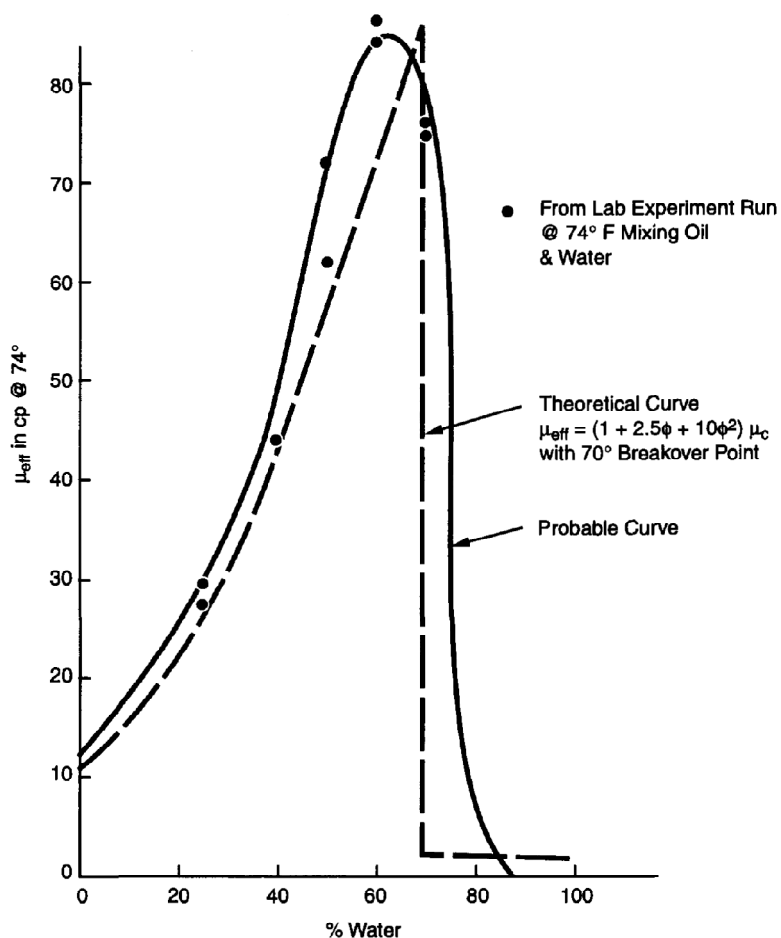


**Figura 1.3.** Viscosidad de petróleo en función de la gravedad API y la temperatura.  
(Gas Processors Suppliers Association, 1987)

Cuando se forma una emulsión de petróleo y agua, la viscosidad de la mezcla podría ser sustancialmente mayor que las viscosidades del petróleo o la del agua tomadas por si solas.

La viscosidad del agua producida depende de la temperatura y de la cantidad de sólidos disueltos; sin embargo, para situaciones prácticas, dicha viscosidad se puede estimar entre: 1,5 y 2,0 centipoises a 50 °F; 0,7 y 1,0 centipoise a 100 °F; y, 0,4 y 0,6 centipoise a 150 °F (Arnold y Stewart, 1986).

La figura 1.4 muestra los resultados experimentales de viscosidad efectiva en función del porcentaje de agua, obtenidos para una mezcla de petróleo y agua producidos en el campo sur de Luisiana (Arnold y Stewart, 1986).



**Figura 1.4.** Viscosidad efectiva de una mezcla de agua-petróleo en función del corte de agua.

(Arnold y Stewart, 1986)

Durante la experimentación, el petróleo y el agua fueron mezclados vigorosamente, y la viscosidad fue medida a varios porcentajes de agua.

Para un corte de agua del 70%, la emulsión comienza a romperse antes de que las lecturas de viscosidad puedan realizarse. Para cortes de agua mayores a 70%, el petróleo y el agua se separan tan pronto como el mezclado se detiene; por lo tanto, cuando el corte de agua se aproxima a 70%, se puede considerar que el petróleo deja de ser la fase continua y el agua comienza a serlo (Arnold y Stewart, 1986).

Los datos graficados en la figura 1.4 concuerdan con la ecuación modificada de Vand, en la que se asume un corte de agua de 70% como punto de inversión.

Esta expresión corresponde a la curva segmentada mostrada en la figura 1.4, y está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{\mu_{ef}}{\mu_c} = 1 + 2,5 \times \phi + 10 \times \phi^2 \quad [1.5]$$

Cabe destacar que en el desarrollo de ésta ecuación, no han sido considerados los efectos de agitación.

### 1.2.3 FLUJO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE TUBERÍAS

La aplicación de las correlaciones establecidas para los diferentes tipos de flujo puede resolverse con un aceptable grado de certeza, debido a que han sido diseñadas para ajustarse a situaciones idealizadas.

La representación de los diferentes tipos de flujo presentes en un sistema de transporte hace compleja su modelación debido a la rigurosidad de los modelos matemáticos empleados y a la complejidad del fenómeno estudiado.

#### 1.2.3.1 Teorema de Bernoulli

La primera ley de la termodinámica (principio de conservación de la energía), permite expresar matemáticamente el hecho de que las pérdidas de presión están compuestas de un cambio de velocidad y elevación, además de ciertas pérdidas friccionales.

El teorema de Bernoulli es una derivación matemática de esta ley cuando los cambios de densidad son despreciables, y se establece como sigue:

$$H = Z_e + \frac{P}{\rho} + \frac{V^2}{2g} \quad [1.6]$$

A partir de la Ecuación de Bernoulli, se puede concluir que la energía total en cualquier punto de la conducción de un fluido está dada por la suma de la altura de elevación, la presión de cabeza y la carga de velocidad.

Para un sistema en el que no se añade energía y no se consideran pérdidas friccionales, la energía total del sistema ( $H$ ) permanece constante. Sin embargo, y debido a que la viscosidad del fluido origina el apareamiento de fuerzas de cizalla en las paredes de la tubería, el movimiento del fluido provoca pérdidas de altura debidas a la fricción.

Al desarrollar la ecuación de Bernoulli entre dos puntos de un sistema en el que se han considerado las pérdidas de presión debido al flujo del fluido se tiene:

$$Z_{e1} + \frac{P_1}{\rho_1} + \frac{V_1^2}{2g} = Z_{e2} + \frac{P_2}{\rho_2} + \frac{V_2^2}{2g} + h_L \quad [1.7]$$

La mayor parte de las correlaciones establecidas para el flujo de fluidos se derivan de la ecuación diferencial de la energía. Del mismo modo, se han establecido diversas relaciones con el fin de calcular las pérdidas por fricción originadas en una conducción.

### 1.2.3.2 Flujo en tuberías y número de Reynolds

El flujo permanente de un fluido se establece cuando la velocidad del fluido es constante respecto del tiempo. Como se ha explicado anteriormente, en el flujo real de un fluido deben considerarse fuerzas cortantes entre las partículas fluidas y las paredes de la tubería y entre las diferentes capas de fluido, originadas por la viscosidad.

En el caso de los fluidos reales, se tienen dos tipos de flujo permanente. El primero es el flujo laminar, donde las partículas fluidas se mueven en trayectorias paralelas formando capas de diferente velocidad. Esta velocidad es máxima en el

centro de la tubería y toma el valor de cero en la pared de la tubería. En este caso, la viscosidad es la propiedad del fluido que mitiga toda tendencia a la turbulencia.

A medida que se incrementa la velocidad de flujo, las partículas fluidas comienzan a desarrollar un movimiento transversal aleatorio en la dirección del flujo. Una vez que se alcanza el valor de velocidad crítica, la viscosidad no puede amortiguar estas tendencias a la turbulencia, haciendo que el régimen de flujo deje de ser laminar.

En el flujo turbulento las partículas fluidas adquieren un movimiento caótico, en el que no es posible determinar la trayectoria de una partícula. El perfil de velocidades obtenido para el flujo turbulento es más uniforme (plano). Sin embargo, cabe destacar que siempre se tiene una capa límite, en flujo laminar, en las paredes de la tubería.

La velocidad crítica en la que ocurre el tránsito de régimen laminar a turbulento, depende de la temperatura, del diámetro de la tubería, de la naturaleza del fluido, entre otros factores. Es importante conocer las magnitudes que definen este tránsito debido a que la pérdida de carga es función del régimen de circulación.

El número de Reynolds es un número adimensional establecido como la razón de las fuerzas dinámicas de flujo másico y el esfuerzo de corte debido a la viscosidad. Para tuberías circulares, el número de Reynolds está dado por:

$$Re = \frac{d \times V \times \rho}{\mu} \quad [1.8]$$

Para aplicaciones de ingeniería, se ha considerado que el régimen de flujo laminar se establece en números de Reynolds menores a 2100, mientras que para un número de Reynolds mayor a 4000, el régimen de flujo es turbulento. Los regímenes de flujo con números de Reynolds entre 2100 y 4000 se encuentran en una zona crítica en la que se presentan fenómenos de histéresis.



En el caso de conductos de sección recta, el número de Reynolds se calcula empleando como longitud característica el diámetro equivalente. Este diámetro está dado como 4 veces el radio hidráulico; mediante la siguiente relación:

$$\text{Radio Hidráulico} = \frac{\text{Área de Flujo}}{\text{Perímetro Mojado}} \quad [1.9]$$

### 1.2.3.3 Pérdidas por fricción

Las pérdidas por fricción, que a su vez se traducen en pérdidas de energía, se originan debido al rozamiento experimentado por los fluidos al circular por el interior de las tuberías.

El estudio del esfuerzo ejercido por el fluido en las paredes de la tubería, ha permitido desarrollar la fórmula de Fanning de pérdidas por fricción; siendo esta:

$$H_f = 4f_F \times \frac{L}{D} \times \frac{V^2}{2g} \quad [1.10]$$

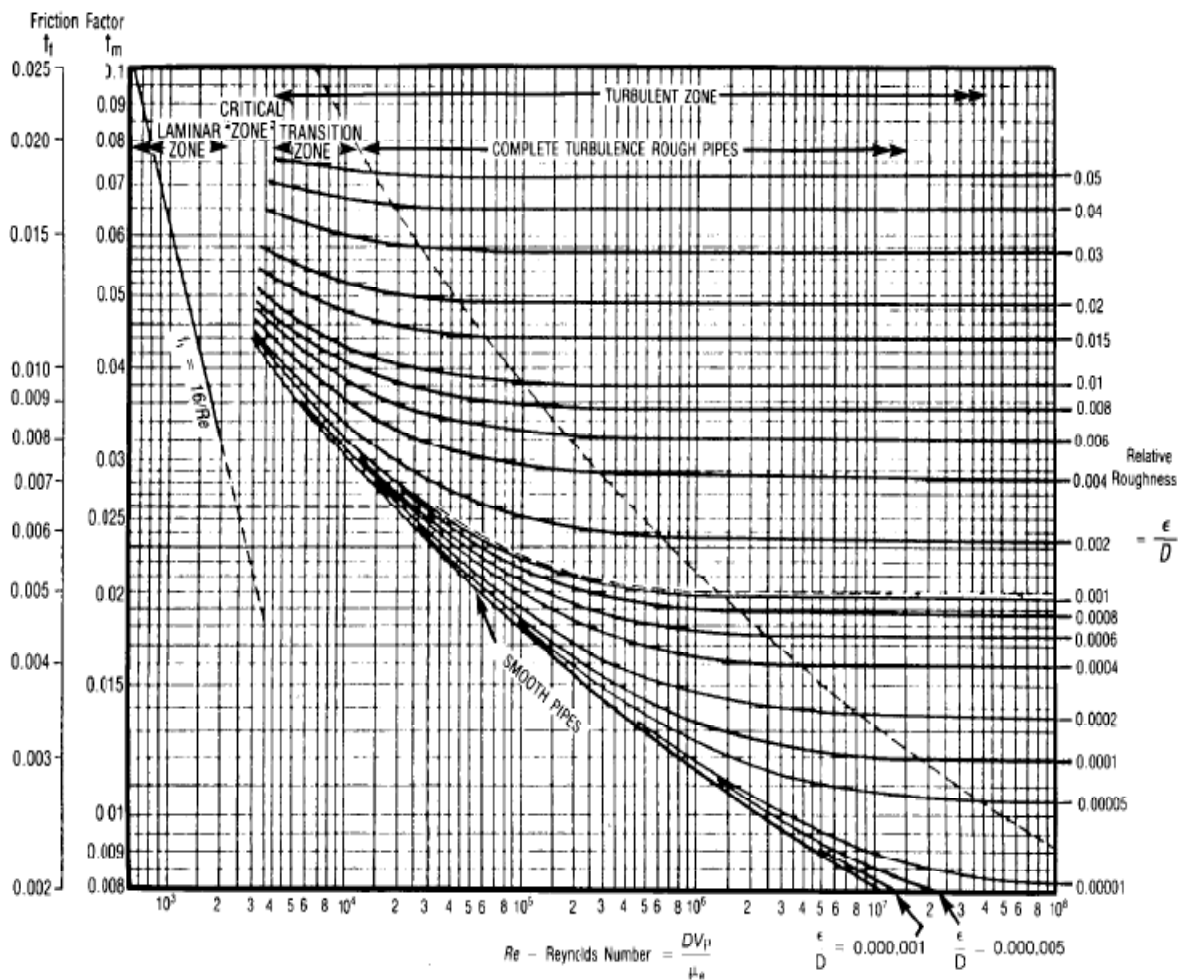
La ecuación de Fanning ha sido presentada sustituyendo el factor  $4f_F$  por  $f_D$ , en la ecuación de Darcy Weisbach. La ecuación puede derivarse de un análisis dimensional, con excepción del factor de fricción,  $f_D$ , que debe ser determinado experimentalmente.

La ecuación de Darcy Weisbach es aplicable para el flujo laminar y turbulento de cualquier líquido en segmentos de línea suficientemente cortos, de modo que la densidad en dicho segmento se pueda considerar constante. La pérdida total de presión es la suma de los valores calculados para segmentos individuales.

El método empleado para determinar las pérdidas por fricción en fluidos líquidos no es aplicable en el caso de gases y vapores, a no ser que el cambio de presión sea muy pequeño, de modo que la pérdida de presión no genere un cambio en la densidad del gas (Rase, 1963).

### 1.2.3.4 Factor de Fricción

El factor de fricción depende del número de Reynolds, y de la mayor o menor rugosidad de la superficie de la tubería. Dicha relación, según Moody, se muestra en las figuras 1.5 y 1.6.



**Figura 1.5.** Gráfico de Moody para el coeficiente de fricción de flujo en tuberías.  
(Gas Processors Suppliers Association, 1987)

Cuando el flujo de fluido es laminar ( $Re$  menor que 2100), el factor de fricción es únicamente función del número de Reynolds; siendo calculado por:

$$f_D = \frac{64}{Re} \quad \text{ó} \quad f_F = \frac{16}{Re} \quad [1.11]$$

La influencia de la viscosidad es notable en el flujo laminar. Dicha influencia se pierde con el incremento en la velocidad de flujo a medida que se desarrolla la turbulencia.

En la zona de transición, se produce el paso desde una turbulencia incipiente hasta una turbulencia completa. Cuando el régimen de flujo es turbulento, la viscosidad pierde su influencia siendo la rugosidad relativa quien predomina en el flujo.

Sustituyendo la ecuación 1.8, para el número de Reynolds, dentro de la ecuación 1.11, se tiene:

$$f_D = \frac{64 \times \mu_e}{D \times V \times \rho} = \left( \frac{64}{V \times \rho} \right) \left( \frac{\mu}{1488} \right) \left( \frac{12}{d} \right) \quad [1.12]$$

Expresando las pérdidas originadas por fricción, como caída de presión, se tiene:

$$\Delta P_f = \frac{\rho}{144} \times f_D \times \frac{L}{D} \times \frac{V^2}{2g_c} \quad [1.13]$$

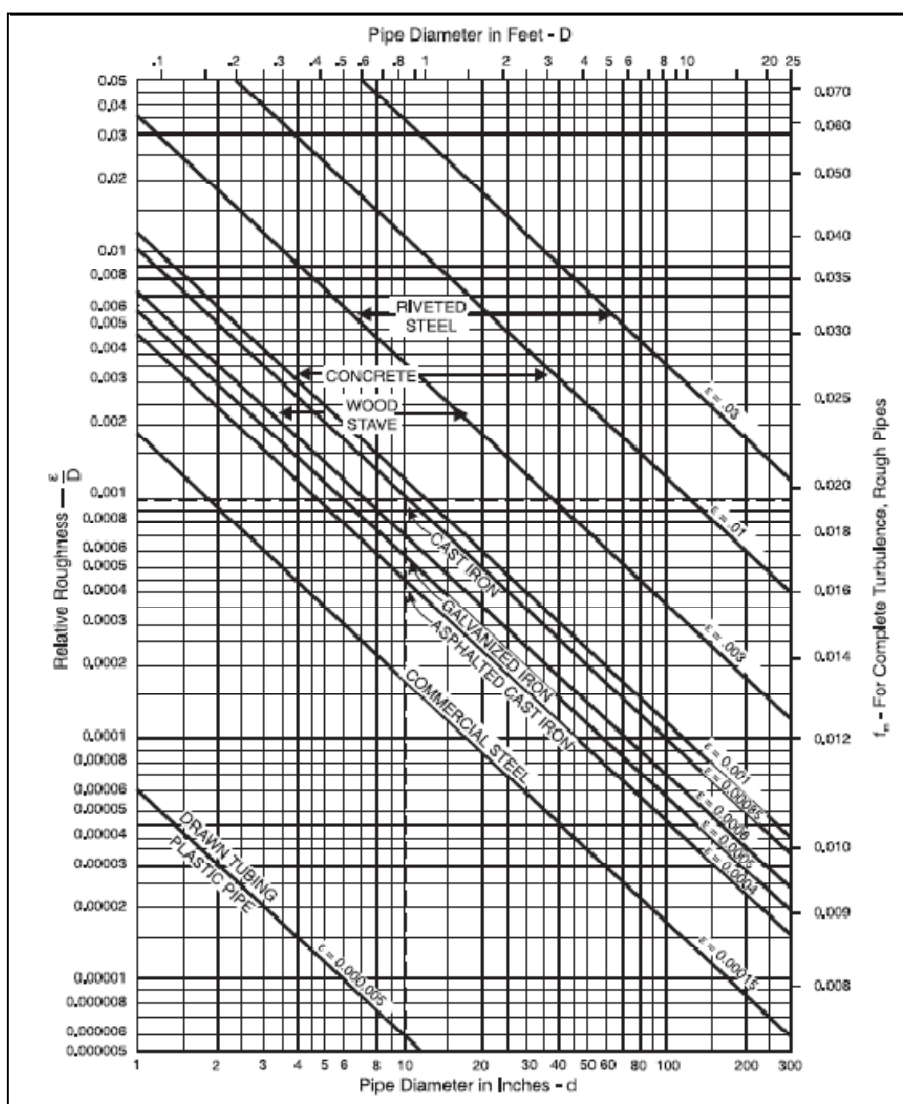
Sustituyendo la expresión para el factor de fricción determinado en la ecuación 1.12, dentro de la ecuación 1.13, se deriva la Ley de Poiseuille para flujo laminar.

$$\Delta P_f = 0,000668 \times \frac{\mu \times L \times V}{d^2} \quad [1.14]$$

Cuando el flujo es turbulento, el factor de fricción depende del número de Reynolds y de la rugosidad relativa de la tubería. La rugosidad relativa se define como la relación entre el promedio de la altura de las partes que sobresalen de la superficie, al diámetro del canal de flujo ( $\epsilon/D$ , siendo  $\epsilon$  la rugosidad absoluta y  $D$  el diámetro).

La figura 1.6 permite determinar el factor de fricción en tuberías rugosas, cuando se tiene una turbulencia completamente desarrollada. Estas relaciones se basan en la solución iterativa de la ecuación desarrollada por Colebrook, siendo esta:

$$\frac{1}{\sqrt{f_D}} = -2 \log \left( \frac{\epsilon}{3,7 \times D} + \frac{2,51}{Re \times \sqrt{f_D}} \right) \quad [1.15]$$



**Figura 1.6.** Rugosidad Relativa de tuberías y factores de fricción para flujos completamente turbulentos.

(Gas Processors Suppliers Association, 1987)



### **1.3 FLUJO EN DOS FASES**

Por lo general, los pozos producen gas, vapores de líquido condensables, agua, vapor de agua, petróleo crudo y sólidos; mezclados en un solo flujo.

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es un factor importante en las operaciones de refinería. Para muchas instalaciones, el uso de tuberías para flujos multifásicos provee la solución más económica debido a que disminuye el costo entre el 20 y 25% con respecto a utilizar dos tuberías para la conducción de fluidos en una sola fase (Campbell, 1979).

En determinadas instalaciones industriales se tienen acopladas tuberías en las que aparentemente se maneja solo líquido o gas; pero ante cambios de presión y temperatura que se generan a través de la tubería, hay vaporización del líquido o condensación del gas, dando lugar al flujo de dos fases.

La fase gaseosa induce una aceleración continua de la fase líquida debido a que circula con mayor velocidad, originando una pérdida adicional de energía. La falta de conocimiento de las velocidades de las fases individuales en determinado punto de la conducción, no permite establecer de manera precisa el esquema real de distribución de velocidad.

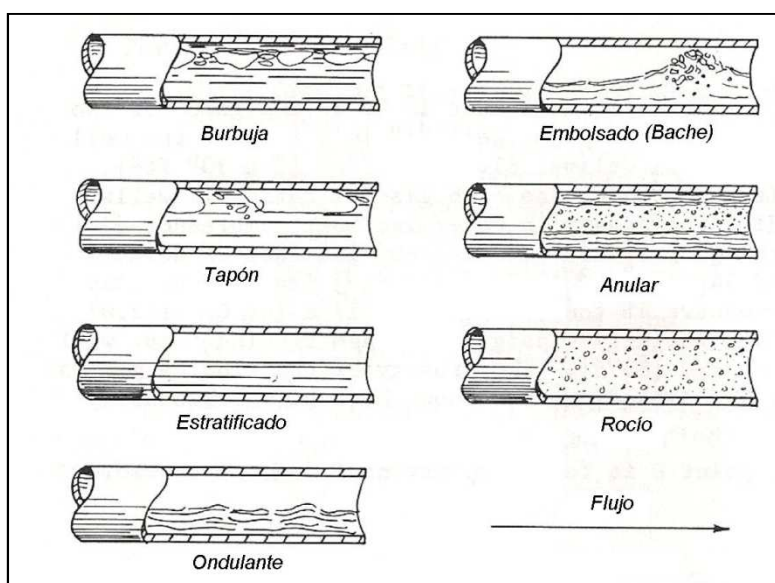
#### **1.3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS REGÍMENES DE FLUJO**

El comportamiento básico de los sistemas de flujo bifásico depende de si el líquido o el gas está presente como fase continua. Cuando una de las fases predomina sobre la otra, la fase discontinua debe ser considerada solamente para alterar el comportamiento de flujo de la fase continua.

Cuando las dos fases se presentan como continuas, las características del flujo dependen de variables como: densidad, viscosidad, velocidad de cada fase, relación gas-líquido y propiedades como la tensión superficial.

### 1.3.1.1 Flujo bifásico en tuberías Horizontales

En tuberías horizontales, los regímenes de flujo se correlacionan empíricamente como funciones de la velocidad del flujo y de las propiedades del fluido. Sin embargo, los límites de estos regímenes no se han definido con claridad, debido a que las transiciones de régimen son graduales, y los límites dependen de las configuraciones de las tuberías. En la figura 1.8 se esquematizan los regímenes de flujo para flujo bifásico en tubería horizontal.



**Figura 1.8.** Apariencia de los regímenes de flujo horizontal en dos fases.  
(Campbell, 1979)

Particularmente, en tuberías horizontales, las discontinuidades debidas a la formación de bolsas de gas introduce intermitencias de flujo y de presión que pueden generar problemas en el control del proceso. Este régimen de flujo puede atenuarse escogiendo tamaños de tubería pequeños en la conducción. No obstante, se debe considerar el indudable incremento de pérdidas de presión por fricción.

En la tabla 1.1, para los patrones de flujo esquematizados en la figura 1.8, se condensan los valores de las velocidades superficiales para líquidos con viscosidades menores que 0,1 Pa.s (100 cP) y para gases de densidades cercanas a la del aire (Perry, 1984).

**Tabla 1.1.** Descripción de los regímenes de flujo horizontal en dos fases.

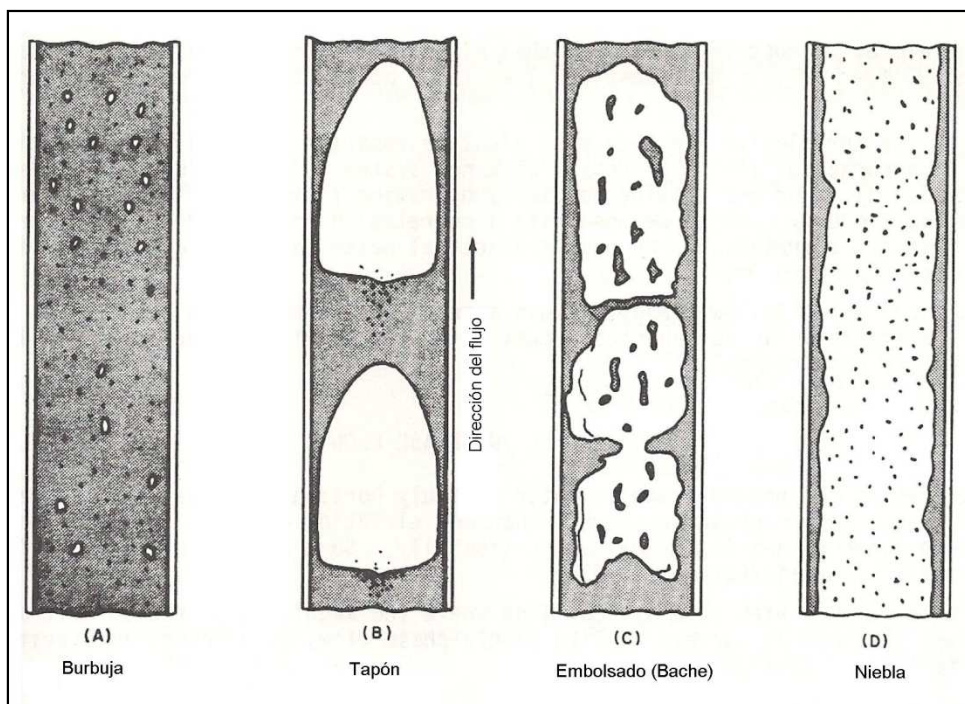
Régimen	Descripción	Velocidad Superficial (m/s)	
		Líquido	Gas
Flujo de burbuja (espuma)	Burbujas de gas dispersas a lo largo del líquido.	1,5 – 4,5	0,3 – 3,0
Flujo de tapón	Tapones alternos de líquido y gas que se desplazan en la parte superior de la tubería.	< 0,6	<0,9
Flujo estratificado	El líquido fluye en la base de la tubería y el gas fluye sobre la superficie líquida, formando una interfase suave.	< 0,15	0,6 – 3,0
Flujo ondulante	Como el estratificado, pero con la interfase ondulante en dirección del flujo.	< 0,3	4,5
Flujo embolsado	Bolsas de gas en la fase líquida	-	-
Flujo anular	Película líquida que fluye en la pared de la tubería rodeando al flujo central de gas.	-	> 6,0
Flujo disperso o de rocío	El líquido es arrastrado por el gas en forma de gotas muy finas.	-	> 60

### 1.3.2 Flujo bifásico ascendente en tuberías verticales

En el flujo vertical, la fuerza gravitacional se opone a las fuerzas dinámicas. Este tipo de flujo muestra diferentes características que el flujo horizontal y puede ser más complicado.

Los valores de las velocidades superficiales dadas para los patrones de flujo presentados en la tabla 1.2, son representativos para líquidos con viscosidades menores que 0,01 Pa.s (10 cP) y para gases de densidades cercanas a la del aire (Perry, 1984).





**Figura 1.9.** Apariencia de los regímenes de flujo vertical ascendente en dos fases.  
(Campbell, 1979)

**Tabla 1.2.** Descripción de los regímenes de flujo vertical en dos fases.

Régimen	Descripción	Velocidad Superficial (m/s)	
		Líquido	Gas
Flujo de burbuja	Burbujas de gas dispersas en el líquido.	-	< 0,6
Flujo de pistón (tapón)	El gas fluye en forma de grandes tapones	-	0,6 - 0,9
Flujo de espuma	Las burbujas de gas se mezclan con el líquido en un patrón turbulento.	-	-
Flujo ondulante	Movimiento ascendente de una capa ondulante de líquido en la pared de la tubería.	-	-
Flujo anular o de película	Película líquida que fluye en la pared de la tubería rodeando al flujo central de gas.	< 0,6	> 9,0
Flujo en niebla	El líquido es llevado como finas gotas por la fase gaseosa.	-	> 21

### 1.3.3 DETERMINACIÓN DEL RÉGIMEN DE FLUJO

Se han preparado varios mapas empíricos de regímenes de flujo, donde los patrones de flujo de gas y líquido se determinan como una función de las propiedades del fluido y de las velocidades de flujo.

#### 1.3.3.1 Método de Gregory, Aziz y Mandhane para flujo horizontal

Gregory, Aziz y Mandhane propusieron un gráfico para el patrón de flujo horizontal en función de la velocidad superficial de líquido y gas; las que se calculan a partir de las siguientes expresiones:

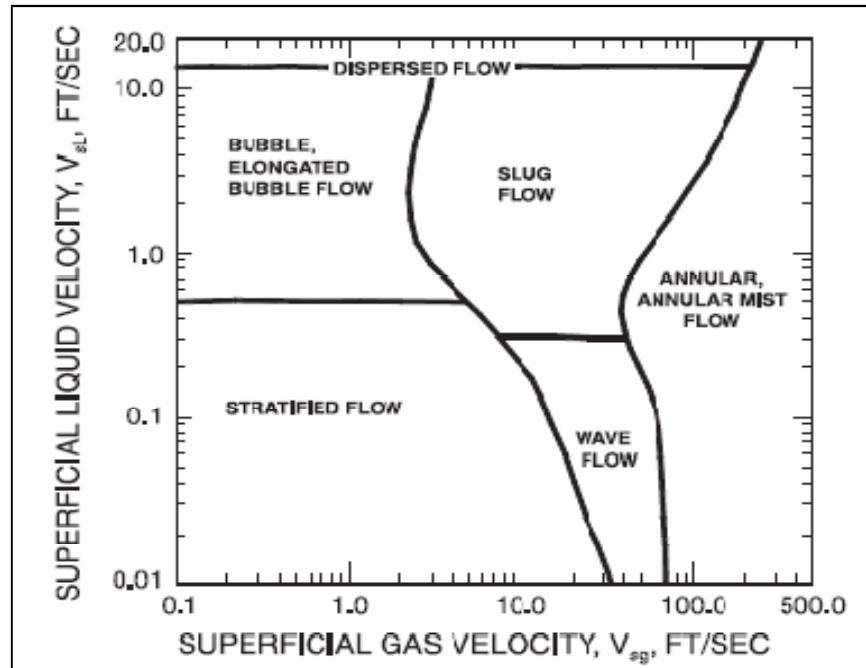
$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A} \quad [1.18]$$

$$V_{SG} = \frac{Q_G}{A} \quad [1.19]$$

Vista la complejidad de las transiciones y límites de los diferentes regímenes de flujo, se deduce que en el mapa empírico propuesto se considere un margen de error.

El gráfico de Mandhane (figura 1.10), se desarrolló para líneas de flujo horizontales con circulación de agua y aire a presión atmosférica. Este gráfico es exclusivo del flujo horizontal ya que inclinaciones en el rango de 0,1 a 1,0 grados inducen o generan un movimiento de las fronteras de régimen.

Al trabajo de Mandhane se realizaron ajustes en la frontera del régimen de flujo considerando la inclinación y diámetro de la tubería, y variaciones en las propiedades del fluido como la tensión superficial, además de la presión. Un ejemplo es el gráfico de Taitel y Dukler en el que se considera el efecto del diámetro e inclinación de la tubería; sin embargo, no describe efectos por tensión superficial.



**Figura 1.10.** Gráfico de patrón de flujo horizontal por Mandhane.  
(Gas Processors Suppliers Association, 1987)

### 1.3.3.2 Método de Aziz para flujo vertical

Aziz desarrolló un gráfico para el patrón de flujo vertical ascendente, considerando en sus parámetros correcciones por las propiedades de los fluidos. En este método, al no haber una dirección preferente para la coalescencia del líquido, no se considera el patrón de flujo estratificado; como se puede ver en la figura 1.11. Los patrones de flujo para el método de Aziz están gobernados por las siguientes expresiones:

$$N_x = V_{SG} \times X_A; \text{ velocidad superficial del gas modificada} \quad [1.20]$$

$$N_y = V_{SL} \times Y_A; \text{ velocidad superficial del líquido modificada} \quad [1.21]$$

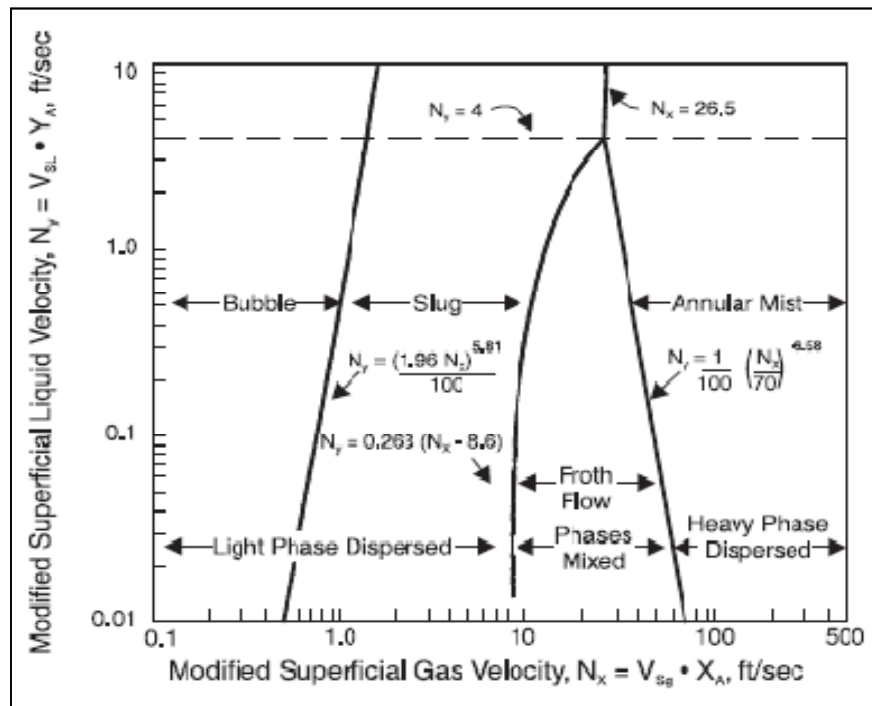
Donde:

$$X_A = \left( \frac{\rho_g}{\rho_a} \right)^{0.333} \times Y_A \quad [1.22]$$

$$Y_A = \left( \frac{\rho_L \times \sigma_{wa}}{\rho_w \times \sigma} \right)^{0,25} \quad [1.23]$$

El gráfico de Aziz (figura 1.11) permite establecer el régimen de flujo ascendente para tuberías verticales. Este gráfico es aplicable cuando se trabaja con inclinaciones de tubería mayores a 10-20 grados.

El sobrediseño de la tubería puede generar altas pérdidas de presión hidrostáticas en flujo vertical ascendente. Fenómeno asociado al régimen de flujo; el que resulta en un patrón de flujo tipo espuma y un alto volumen líquido por acumulación.



**Figura 1.11.** Gráfico de Aziz *et al.* para flujo vertical ascendente.  
(Gas Processors Suppliers Association, 1987)

### 1.3.4 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN FLUJO BIFÁSICO

La predicción de las pérdidas por fricción, tanto en flujo monofásico como en flujo bifásico, se sustenta en métodos empíricos. Estos métodos son limitados por parámetros como: diámetro de la tubería, características del fluido, relación gas-

líquido, geometría y condiciones de flujo. No existe una correlación que se ajuste a todo tipo de flujo multifásico. Cuando se emplea un determinado modelo, se debe examinar el tipo de sistema en el que está basado; es decir, si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación (Campbell, 1979).

Los factores más importantes de flujo en dos fases que se deben conocer son: la estabilidad del flujo, es decir, que el régimen de flujo sea siempre el mismo; y, la probabilidad de que el flujo cause problemas de erosión, disminuyendo la vida útil de las tuberías.

Para calcular la caída de presión se considera como base de diseño el método sugerido por la American Gas Association (AGA). El método adopta los cálculos generados por Dukler para determinar la pérdida de presión friccional y el método de Flanigan para determinar la caída de presión por elevación.

#### 1.3.4.1 Método de Dukler para las pérdidas de presión por fricción en flujo bifásico

El componente friccional de la caída de presión puede estimarse empleando el método de Dukler. Las variables empleadas por este método se describen en la siguiente ecuación:

$$\Delta P_f = \frac{f_n \times f_{tpr} \times \rho_k \times V_m^2 \times L_m}{0,14623 \times d} \quad [1.24]$$

La densidad de la mezcla se calcula a partir de las densidades de cada fase, y de la fracción de volumen de líquido en el flujo multifásico; empleando la siguiente expresión:

$$\rho_k = \frac{\rho_L \times \lambda^2}{H_{Ld}} + \frac{\rho_g \times (1 - \lambda)^2}{1 - H_{Ld}} \quad [1.25]$$

El factor de fricción monofásico para los cálculos con Dukler,  $f_n$ , puede obtenerse a partir de la siguiente correlación:

$$f_n = 0,0056 + 0,5 \times Re_y^{-0,32} \quad [1.26]$$

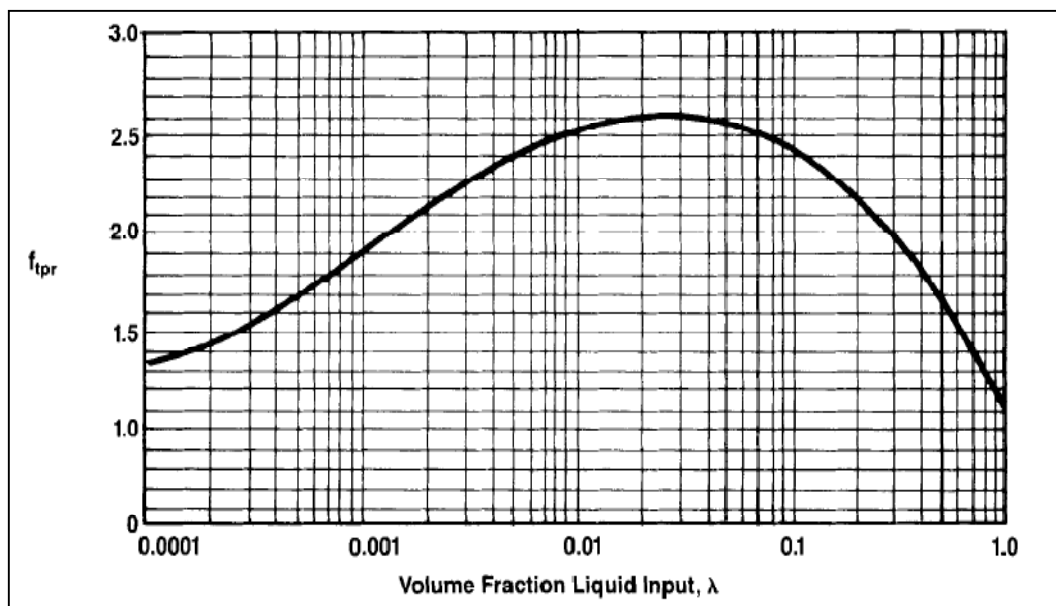
El número de Reynolds de la mezcla para el método de Dukler requieren de la determinación de la velocidad de la mezcla,  $V_m$ , y la viscosidad de la mezcla,  $\mu_n$ . Siendo empleadas las siguientes ecuaciones:

$$Re_y = \frac{124,0 \times \rho_k \times V_m \times d}{\mu_n} \quad [1.27]$$

$$V_m = V_{SL} + V_{SG} \quad [1.28]$$

$$\mu_n = \mu_L \times \lambda + \mu_g \times (1 - \lambda) \quad [1.29]$$

El cociente o razón de factor de fricción bifásico,  $f_{tpr}$ , representa una “eficiencia” friccional debida a las dos fases, y se lo puede determinar por referencia a la figura 1.12, o a partir de la ecuación 1.30.



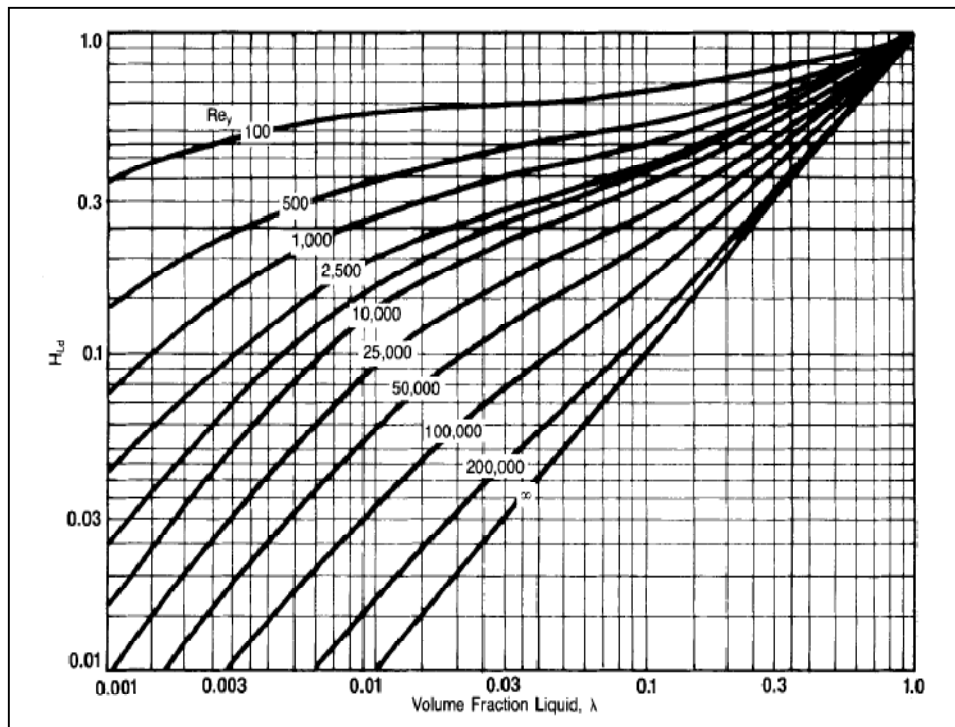
**Figura 1.12.** Cociente de factor de fricción bifásico en función de la fracción de volumen fluyente de líquido. (Gas Processors Suppliers Association, 1987)

$$f_{tpr} = 1 + \left[ \frac{y}{1,281 - 0,478y + 0,444y^2 - 0,094y^3 + 0,00843y^4} \right] \quad [1.30]$$

$$y = -\ln \lambda$$

Finalmente, en el esquema de Dukler se debe determinar el arrastre de líquido (Liquid Holdup). Se han preparado correlaciones que permiten estimar este valor en función de la fracción de volumen fluente de líquido,  $\lambda$ , y del número de Reynolds de la mezcla,  $Re_y$ . Un ejemplo de estas correlaciones se muestra en la figura 1.13.

Observando las ecuaciones 1.25 y 1.27, se puede notar que el valor de  $Re_y$  prácticamente es una función del arrastre de líquido; por lo tanto, el cálculo de las pérdidas de presión por fricción en el flujo multifásico es iterativo.



**Figura 1.13.** Determinación gráfica del arrastre de líquido en función de la fracción de volumen fluente de líquido y del número de Reynolds de la mezcla. Método de Dukler. (Gas Processors Suppliers Association, 1987)

### 1.3.4.2 Método de Flanigan para las pérdidas de presión por elevación en flujo bifásico

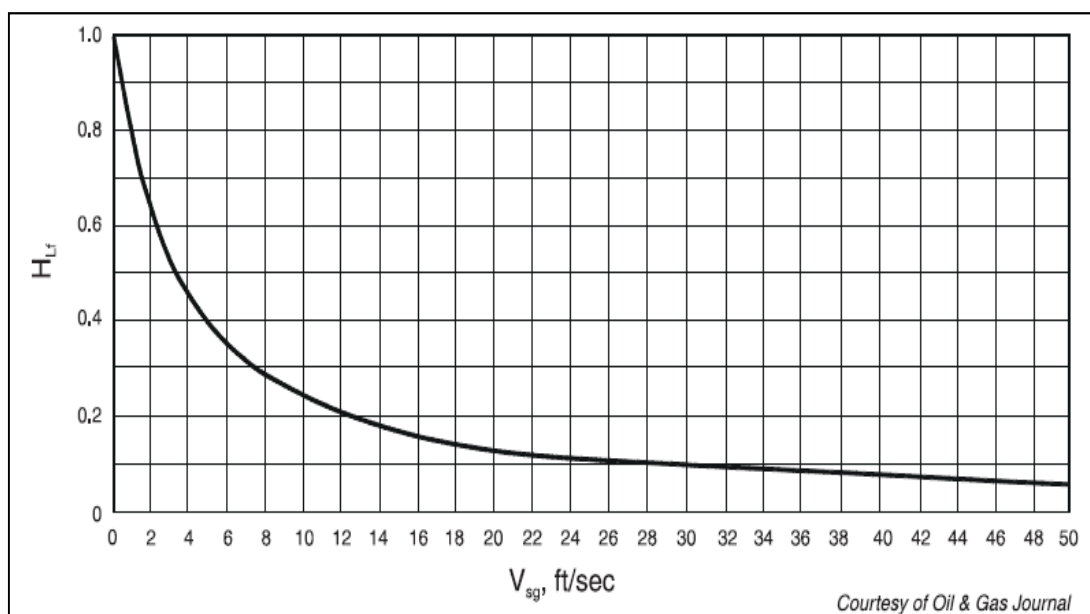
El método de Flanigan permite calcular el componente de elevación de la caída de presión empleando la siguiente ecuación:

$$\Delta P_e = \frac{\rho_L \times H_{Lf}}{144} \times \Sigma Z_e \quad [1.31]$$

La diferencia de alturas entre dos puntos de la tubería,  $Z_e$ , es sumada a lo largo de la conducción. Esto equivale a omitir cualquier recuperación de presión hidrostática en los descensos de la tubería, lo que podría originar errores en la determinación de la caída de presión.

El Liquid Holdup puede ser estimado a partir de la velocidad superficial del gas, como se presenta en la ecuación 1.32, o a partir de la figura 1.14; que corresponde a una representación gráfica de la correlación.

$$H_{Lf} = \frac{1}{1 + 0,3264 \times V_{SG}^{1,006}} \quad [1.32]$$



**Figura 1.14.** Correlación para el arrastre de líquido por Flanigan.  
(Gas Processors Suppliers Association, 1987)



La pérdida total de presión en las dos fases se encuentra al sumar las pérdidas de presión individuales de fricción y de elevación; a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta P_t = \Delta P_e + \Delta P_f \quad [1.33]$$

Dado que las propiedades de fluido y el arrastre del líquido pueden cambiar rápidamente en una línea de dos fases, el procedimiento de cálculo por el método AGA debe ser realizado en segmentos de tubería.

### 1.3.4.3 Método de Eaton para el Arrastre de Líquido (Liquid Holdup)

La correlación de arrastre de líquido de Eaton generaliza el arrastre del líquido a través de la sección transversal de una tubería, en el cálculo de la caída de presión. Dicha correlación permite determinar la fracción de líquido arrastrado en función de varios números adimensionales; los que se expresan mediante las siguientes ecuaciones:

$$N_e = \frac{1,84 \times N_{Lv}^{0,575} \times \left(\frac{P_{avg}}{P_b}\right)^{0,05} \times N_L^{0,1}}{N_{gv} \times N_d^{0,0277}} \quad [1.34]$$

$$N_{Lv} = 1,938 \times V_{SL} \times \left(\frac{\rho_L}{\sigma}\right)^{0,25} \quad [1.35]$$

$$N_{gv} = 1,938 \times V_{SG} \times \left(\frac{\rho_L}{\sigma}\right)^{0,25} \quad [1.36]$$

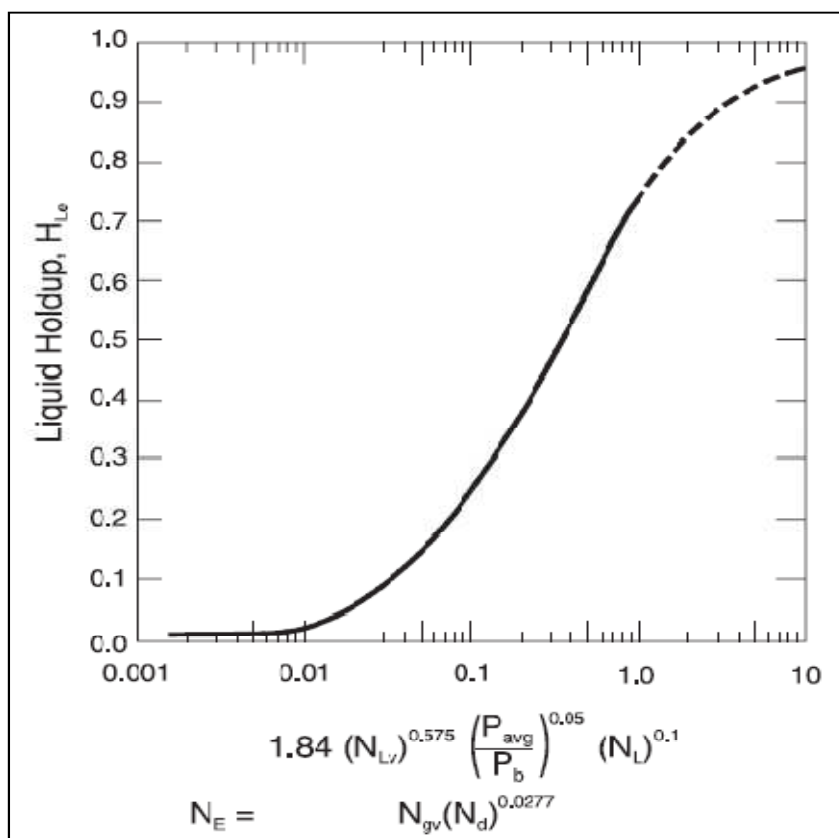
$$N_d = 10,073 \times d \times \left(\frac{\rho_L}{\sigma}\right)^{0,50} \quad [1.37]$$

$$N_L = 0,15726 \times \mu_L \times \left(\frac{1}{\rho_L \times \sigma^3}\right)^{0,25} \quad [1.38]$$

La fracción de arrastre de líquido,  $H_{Le}$ , se define como la fracción del área de flujo ocupada por el líquido. La correlación de Eaton se aplica apropiadamente para bajo arrastre de líquido y se representa en la figura 1.15.

La cantidad de líquido presente en determinado punto de la tubería se determina multiplicando el volumen interno de la tubería por la fracción de arrastre de líquido. Cantidad que se calcula con la siguiente expresión:

$$I_L = 28,80 \times H_{Le} \times d^2 \times L_m \quad [1.39]$$



**Figura 1.15.** Determinación gráfica del arrastre de líquido por la correlación de Eaton.  
(Gas Processors Suppliers Association, 1987)

Puesto que las fracciones de arrastre de líquido varían a lo largo del flujo en la tubería, se requiere del cálculo por segmentos de tubería para una determinación más exacta.

Resulta compleja la aplicación de correlaciones para los diferentes tipos de flujo del sistema debido a la rigurosidad de los modelos matemáticos empleados para representar el fenómeno de flujo. En este campo tiene mayor aceptación una filosofía de simulación.

## **1.4 DISCONTINUIDAD DE LÍQUIDOS**

### **1.4.1 PROPÓSITO DE LOS SEPARADORES**

La discontinuidad de líquidos, principalmente el régimen de flujo de tapón, introduce dificultades en el diseño y operación de procesos y líneas de transporte, ya que por lo general, el flujo bifásico debe separarse al final de la línea.

El separador permite dividir los fluidos y amortiguar las perturbaciones generadas por las discontinuidades del flujo. Las dimensiones del separador son determinadas a partir del volumen de las discontinuidades; no obstante, los métodos de cálculo presentan gran incertidumbre.

### **1.4.2 MECANISMOS DE GENERACIÓN DE DISCONTINUIDADES**

Las discontinuidades pueden generarse como resultado de la formación de ondas en la interfase gas-líquido en un flujo estratificado. Cuando las ondas líquidas crecen lo suficiente para cubrir el diámetro de la tubería, el patrón de flujo estratificado desaparece y se forma la discontinuidad (flujo embolsado o de tapón).

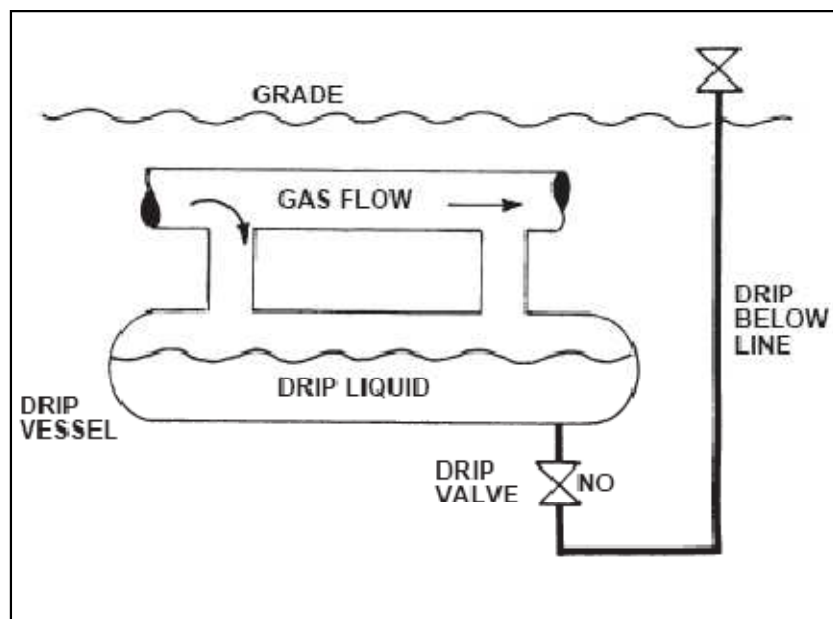
El perfil del terreno puede provocar la acumulación de líquido en un punto bajo de la tubería y bloquear el flujo de gas. La presión del gas bloqueado se incrementa hasta que logra vencer la columna hidrostática del líquido, liberando la acumulación en forma de discontinuidad.

El lanzamiento de raspatabos puede causar un gran volumen de discontinuidades debido a que el total de la cantidad de líquido en la línea es barrido delante del raspatabo. Finalmente, las variaciones en el flujo alimentado a la tubería originan transiciones en la cantidad de líquido presente en ciertos puntos de la tubería, debido a la movilidad del gas.

### 1.4.3 RECIPIENTE DE AMORTIGUAMIENTO (SLUG CATCHERS)

Los recipientes de amortiguamiento son dispositivos ubicados al final, o en puntos intermedios de la tubería, con el fin de atenuar las fluctuaciones del líquido. Estos dispositivos constituyen un arreglo de tubería o recipientes, cuyas especificaciones de diseño consideran el tiempo de residencia y el volumen requerido para la fluctuación del nivel de líquido, en el caso de tanques.

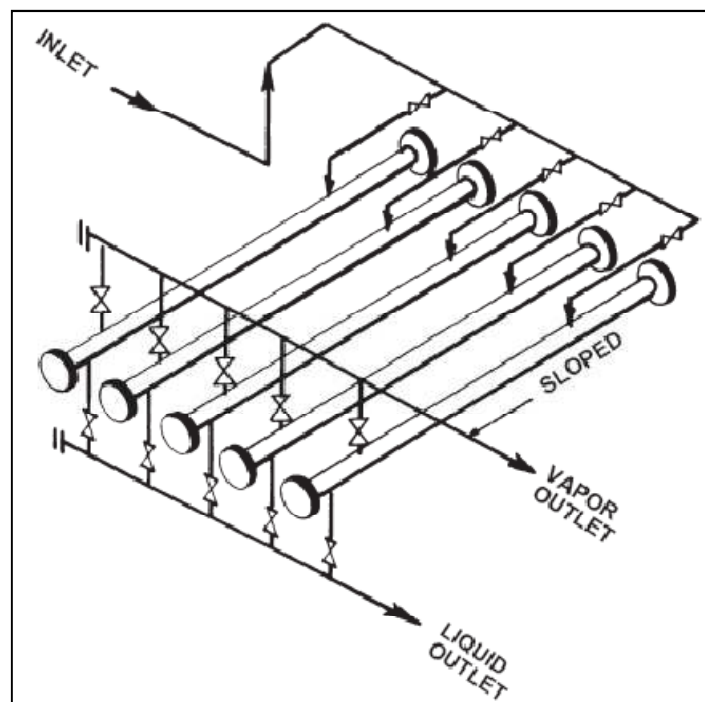
En la figura 1.16 se presenta un recipiente de goteo acoplado con la tubería de llegada y usualmente ubicado debajo de la línea de flujo. El líquido acumulado es almacenado o conducido hacia un recipiente de estabilización.



**Figura 1.16.** Esquema de un colector por goteo.  
(Gas Processors Suppliers Association, 1987)

Los recipientes de amortiguamiento contruidos o diseñados con arreglos de tuberías se emplean en servicios a altas presiones. Cada tubería se comporta como un delgado separador horizontal, como se puede apreciar en la figura 1.17.

Los arreglos de tuberías frecuentemente son más baratos que los tipos recipiente de la misma capacidad debido a que se requiere de espesores de pared menores para diámetros de tubería más pequeños. La capacidad del amortiguador puede incrementarse añadiendo tuberías paralelas al arreglo, que se encuentra interconectado e inclinado entre 1 y 10 grados.



**Figura 1.17.** Recipiente de amortiguamiento de tubería múltiple.  
(Gas Processors Suppliers Association, 1987)

#### 1.4.4 LANZAMIENTO DE RASPATUBOS

El lanzamiento de raspatabos permite minimizar el deterioro de la tubería limpiando las acumulaciones de agua en puntos susceptibles a la corrosión, así como permite remover hidrocarburos líquidos que se sitúan en los bajos de la

tubería formando obstrucciones parciales. Este procedimiento mejora el comportamiento de las caídas de presión y la eficiencia en la tubería.

El lanzamiento de raspatubos limita el tamaño máximo de discontinuidades. El tamaño del recipiente de amortiguamiento aguas abajo debe tomar en cuenta la frecuencia de lanzamiento de raspatubos. Este procedimiento implica ciertos peligros operacionales, las grandes discontinuidades barridas delante del raspatubo pueden inundar facilidades que se encuentren inadecuadamente dimensionadas. Además, los raspatubos pueden destruirse en la tubería, ocasionando daños en los accesorios o equipos, o podría obstruir la línea y ocasionar una costosa parada para localizarlo y removerlo.

## **1.5 EMULSIONES**

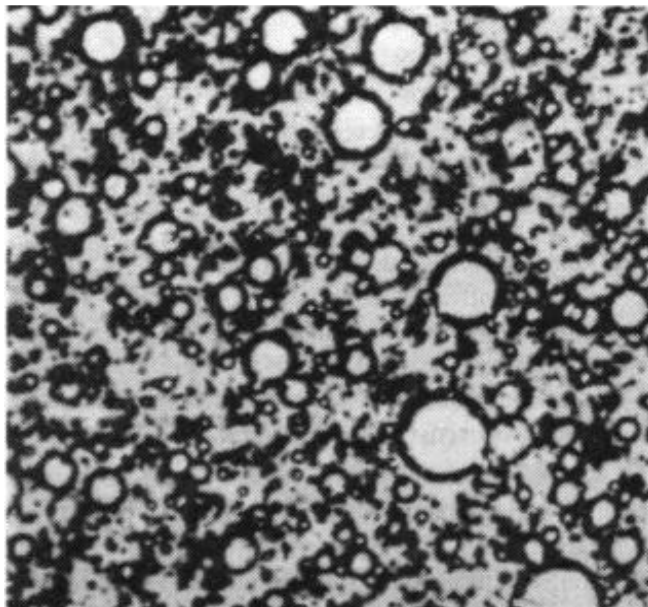
Una emulsión es un sistema heterogéneo que posee una estabilidad mínima. Está formada por un líquido inmisible íntimamente disperso en otro en forma de gotitas, cuyos diámetros, en general, exceden de  $0,1 \mu\text{m}$  (Becher, 1972).

La fase presente en forma de gotitas finamente divididas se llama fase dispersa, discontinua o interna, mientras que la fase que forma la matriz en que se suspenden estas gotas se llama fase continua o externa. El tipo de emulsión formada depende principalmente de los agentes emulsificantes presentes y, en menor grado, del total de las fases existentes.

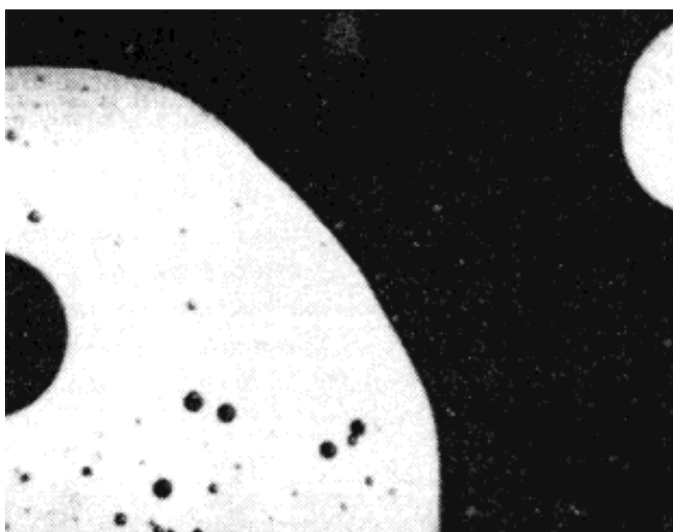
El paso del petróleo bruto a través de aberturas estrechas, acompañado por agua y gases, y la agitación por bombeo, da origen a condiciones favorables para la formación de emulsiones agua en petróleo. El rompimiento de estas emulsiones (desemulsificación), es una técnica de importancia económica en la industria de campos petrolíferos.

Se han diferenciado dos tipos de emulsiones en un campo petrolero: las emulsiones de agua en petróleo o emulsiones regulares, y las emulsiones de

petróleo en agua o emulsiones inversas. Sin embargo, se ha encontrado la formación de emulsiones múltiples del tipo petróleo/agua/petróleo, en la que pequeñas gotas de aceite se hallan dispersas en gotas acuosas de mayor tamaño, siendo estas últimas la fase que se dispersa en una matriz de petróleo; como se indica en la figura 1.19. Análogamente, también puede tener lugar la formación de emulsiones agua/petróleo/agua.



**Figura 1.18.** Microfotografía de una emulsión agua en petróleo.  
(Manning y Thompson, 1995)



**Figura 1.19.** Microfotografía de una emulsión petróleo en agua en petróleo.  
(Manning y Thompson, 1995)

La fase acuosa dispersa en una emulsión regular está formada principalmente por agua salina, además de otros componentes sólidos como arena, lodo, productos de corrosión y precipitados de sólidos disueltos.

En emulsiones regulares de pozo, la fase acuosa dispersa se denomina Agua y Sedimentos Básicos (BS&W, Basic Sediments and Water, por sus siglas en inglés), mientras que la fase continua se denomina como petróleo crudo (Manning y Thompson, 1995).

Las gotas de agua con diámetro entre 0,20 y 50 mm, mayor a las gotas dispersas cuyo diámetro oscila entre 0,01 y 0,20 mm, se separan con más facilidad de la fase de petróleo, por acción de fuerzas gravitacionales. Este tipo de agua se denomina agua libre (Manning y Thompson, 1995).

## **1.6 PRINCIPALES MODELOS Y CORRELACIONES EMPLEADAS EN LA SIMULACIÓN**

### **1.6.1 CORRELACIONES EMPLEADAS PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD EN EMULSIONES**

Una estimación de la viscosidad aparente de la fase líquida de una mezcla de hidrocarburo líquido-agua, inmiscible, se calcula empleando las siguientes “reglas de mezcla”:

- Para fluidos (hidrocarburos líquidos), con cortes de agua inferiores al 50%, ( $f < 0,50$ ), se utiliza el método de “Woelflin”; cuya expresión está dada por:

$$\mu_{emulsión_1} = \mu_{oil} \times e^{3,6f} \quad [1.40]$$

- Para cortes de agua superiores al 67%, ( $f < 0,67$ ), el simulador emplea la correlación semi-empírica de “Taylor”; cuya expresión está dada por:



$$\mu_{emulsión_2} = \mu_{water} \times \left( 1 + 2,5 \times (1 - f) \times \left( \frac{\mu_{oil} + 0,4 \times \mu_{water}}{\mu_{oil} + \mu_{water}} \right) \right) \quad [1.41]$$

- Cuando el corte de agua está entre el 50% y el 67%, ( $0,50 < f < 0,67$ ), el simulador emplea un modelo a partir de las dos correlaciones consideradas anteriormente; con la expresión siguiente:

$$\mu_{emulsión_3} = \mu_{emulsión_1} \times \left( \frac{0,67 - f}{0,50 - 0,33} \right) + \mu_{emulsión_2} \times \left( \frac{f - 0,33}{0,50 - 0,33} \right) \quad [1.42]$$

Pipesys es una extensión del simulador Hysys, empleado en el cálculo de sistemas de flujo multifásico. Ésta herramienta permite configurar el modelo de cálculo para la viscosidad de una emulsión crudo-agua entre los métodos de “Woelflin” y “Guth and Simha”.

La viscosidad de una emulsión agua en petróleo tiende a aumentar a medida que se incrementa el contenido de agua y sedimentos básicos (%BS&W). Una vez que se alcanza el valor de BS&W en el punto de inversión, la viscosidad de la emulsión decrece repentinamente hasta alcanzar un valor cercano a la viscosidad del agua.

La correlación de “Guth & Simha” permite determinar la viscosidad de la emulsión a partir de las viscosidades del petróleo o del agua en función del corte de agua, de la siguiente manera:

- Para cortes de agua inferiores al 60%, ( $f < 0,60$ ), con la expresión siguiente:

$$\mu_{emulsión} = \mu_{oil} \times (1 + 2,5 \times f + 14,1 \times f^2) \quad [1.43]$$

- Para cortes de agua superiores al 60%, ( $f > 0,60$ ), con la expresión siguiente:

$$\mu_{emulsión} = \mu_{water} \times [1 + 2,5 \times (1 - f) + 14,1 \times (1 - f^2)] \quad [1.44]$$

- Para cortes de agua entre 60% y 75%, ( $0,60 < f < 0,75$ ), se emplea la siguiente expresión:

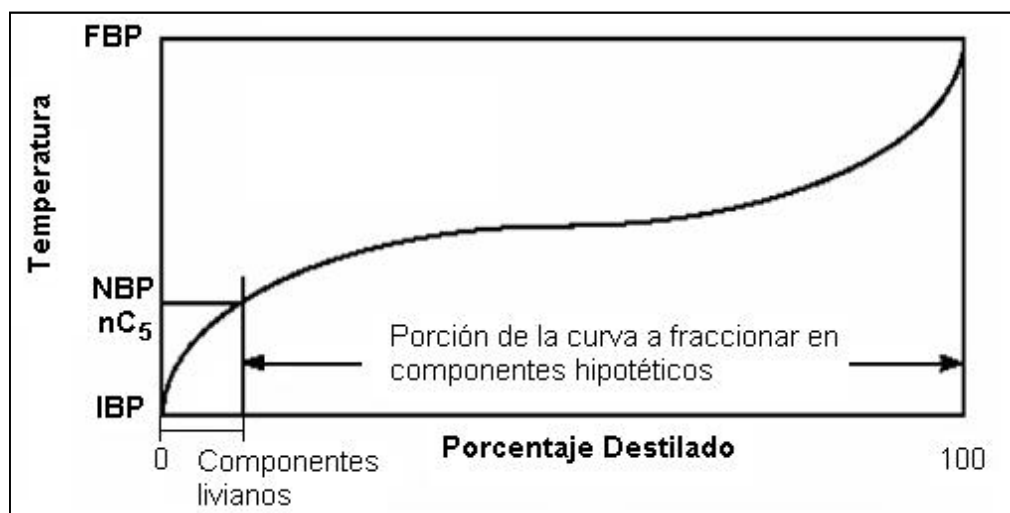
$$\mu_{emulsión} = \mu_{water} \times [1 + 2,5 \times (1 - f) + 3\,040 \times (1 - f^2)] \quad [1.45]$$

Comparando las ecuaciones 1.51 y 1.52 se evidencia la corrección a emplearse en los coeficientes de la ecuación, cuando el corte de agua se encuentra en el rango de 60% a 75%.

## 1.6.2 MÉTODO DE CARACTERIZACIÓN

Para ingresar las características (propiedades) del crudo en el simulador, se requiere realizar la caracterización del análisis de laboratorio. El método consiste en generar las curvas TBP (punto de ebullición verdadero), peso molecular, curvas de densidad y viscosidad a partir de los parámetros de caracterización; tal como se describe en el punto 2.2.

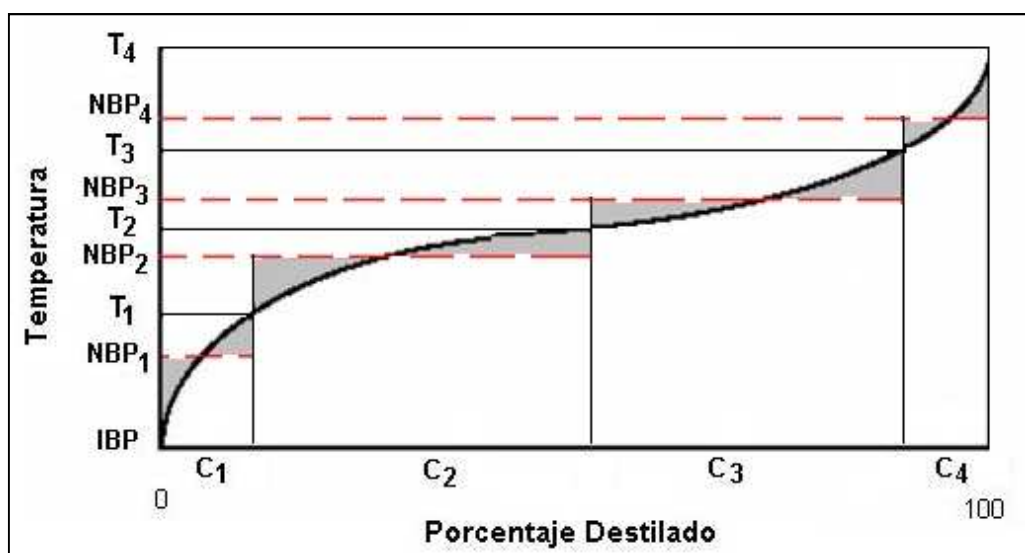
La caracterización de petróleo se realiza a cabo a partir de la curva TBP. Si los datos ingresados corresponden a curvas ASTM o EFV, el simulador transforma esta información en TBP, con el fin de generar las curvas de trabajo; como se observa en la figura 1.20.



**Figura 1.20.** Curva TBP (True Boiling Point) típica.

Cada curva generada es fraccionada en las temperaturas de corte determinadas en el simulador, obteniéndose así la serie de componentes hipotéticos o pseudo-componentes. El punto de ebullición inicial (IBP), a partir del cual se generan dichos componentes, es el correspondiente al del componente liviano más pesado; salvo que se especifique otro valor.

A partir de las curvas correspondientes, se determina gráficamente el punto de ebullición (NBP, Normal Boiling Point), peso molecular, densidad y viscosidad de cada componente hipotético.



**Figura 1.21.** Fraccionamiento de la curva TBP.

En la Figura 1.21 se generan 4 pseudo-componentes ( $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ) a partir de las temperaturas de corte IBP,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$  y  $T_4$ . Los puntos de ebullición (NBP) se determinan como el valor medio de temperatura en el rango correspondiente a cada componente hipotético. La proyección sobre el eje de las abscisas determina la composición.

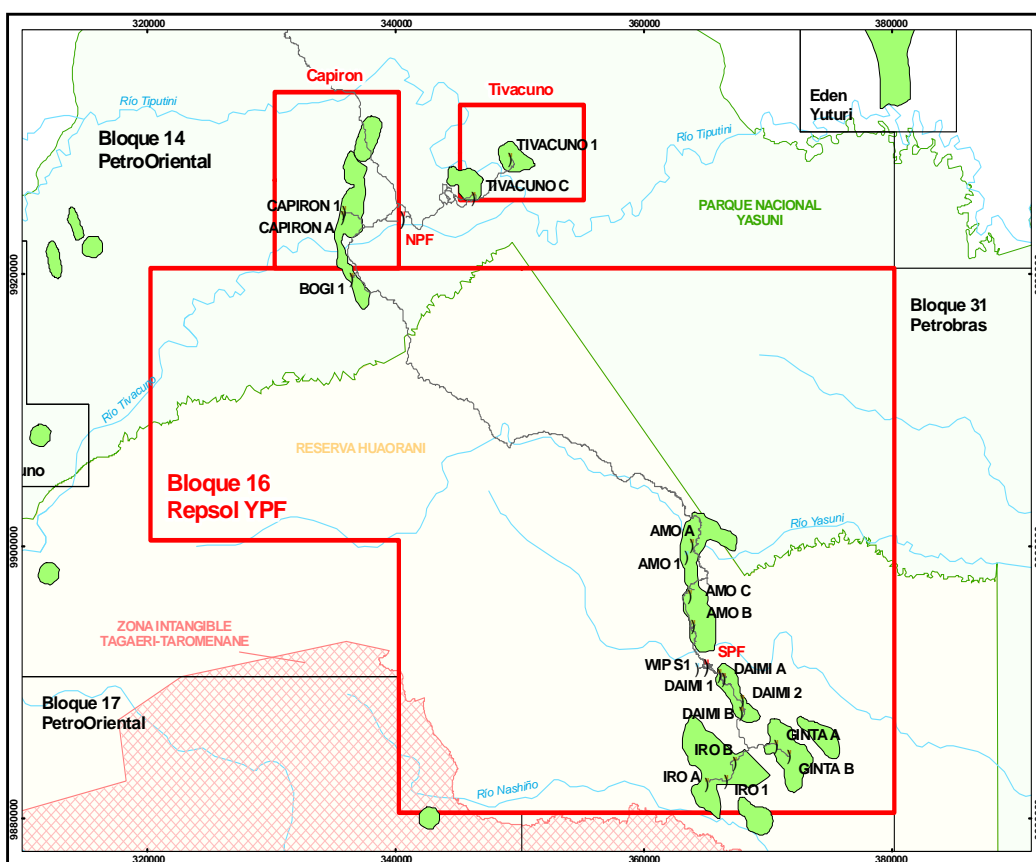
Finalmente, a partir de las curvas de peso molecular, densidad y viscosidad, se determinan los valores medios de estas propiedades para cada componente hipotético y por medio de correlaciones apropiadas, se calculan las restantes propiedades críticas y físicas; las que serán utilizadas por los paquetes de propiedades termodinámicas.

## 2 METODOLOGÍA

### 2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DE PRODUCCIÓN

En la década de los años 70, en Ecuador se realiza el descubrimiento de múltiples yacimientos de crudo pesado. Las principales acumulaciones de hidrocarburos se localizan al este de la cuenca oriente de la región amazónica.

El Bloque 16 y Área Tivacuno, ubicados en la provincia de Orellana, son operados por la empresa transnacional Repsol YPF Ecuador S.A. El Bloque 16 comprende los campos de producción Bogi, Capirón y Tivacuno en el área norte, y los campos Amo, Daimi, Ginta e Iro en el área sur. La figura 2.1 presenta el mapa de ubicación del Bloque 16 y Área Tivacuno.



**Figura 2.1.** Mapa de ubicación del Bloque 16 y Área Tivacuno Ecuador.

### **2.1.1 SISTEMA DE TRANSFERENCIA Y TRATAMIENTO DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN**

La operación de los campos se realiza en dos facilidades de producción: NPF (Northern Production Facility) y SPF (Southern Production Facility), a las que se transportan los fluidos de los campos de producción norte y sur, respectivamente.

En el área norte del Bloque 16 se han instalado 6 plataformas de producción desde donde se transporta el fluido de los pozos hacia el NPF a través de dos líneas principales. La producción de los campos Bogi y Capirón se transporta conjuntamente a través de una línea de 16 pulgadas, mientras que la producción de los campos Tivacuno se transporta hacia el NPF mediante una línea de 14 pulgadas de diámetro nominal.

En el área sur se han instalado 11 plataformas de producción. El fluido proveniente de los campos se transporta hacia el SPF a través de 4 líneas principales y 12 líneas secundarias o de conexión.

El petróleo separado en las facilidades de producción es enviado a las estaciones de bombeo Pompeya y Shushufindi, para finalmente ser conducido hacia el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) o hacia el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (**SOTE**).

### **2.1.2 ÁREA SUR DEL BLOQUE 16**

El diseño de facilidades y filosofía de operación está basado en el proceso de deshidratación y transporte de hidrocarburos, estandarización, ubicación de facilidades de control, seguridad y el cuidado del medio ambiente.

El crudo proveniente de los campos del área sur se encuentra en un rango de gravedades API de 13,9 a 19,3 °API. Las condiciones de presión y temperatura

obtenidas en el cabezal de producción facilitan el transporte del fluido sin que se requiera mecanismo alguno para este fin.

El petróleo obtenido en el SPF corresponde a un crudo pesado de 15,5 °API. El proceso de deshidratación permite reducir el contenido de agua y sedimentos básicos (%BS&W), desde un 95% en el fluido proveniente de los pozos productores hasta un valor menor a 1% en el petróleo estabilizado. La producción promedio de petróleo y agua para los campos del área sur es de 33 582 BOPD y 727 470 BWPD, respectivamente.

Por lo tanto, es conveniente analizar la red de tuberías que comprende el sistema de transferencia de fluido de los pozos del área sur del Bloque 16. El fluido proveniente de los pozos de cada campo es transportado hacia las facilidades de producción mediante líneas de transferencia principales y secundarias, que conforman una red de tuberías.

## **2.2 PARÁMETROS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS**

Los parámetros de caracterización corresponden a las propiedades físicas del crudo y la composición del gas asociado, que permiten determinar las propiedades físicas (característica) de cada una de las formaciones productoras, a partir de la simulación.

### **2.2.1 CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO**

La caracterización de crudo se desarrolló a partir de las propiedades físicas de la fase de petróleo reportadas en los análisis PVT del fluido de producción. Las propiedades físicas que fueron empleadas en la caracterización del hidrocarburo líquido son: peso molecular, densidad y viscosidad cinemática.

La caracterización del petróleo crudo para las formaciones del área sur se realiza a partir de los datos que constan en la tabla I.1 del Anexo I, extraídos de los estudios PVT del fluido de producción del área sur.

El rango de temperatura para los estudios de viscosidad empleados en la caracterización de fluido se encuentra entre 150 °F y 220 °F. Los valores de viscosidad introducidos en el simulador, para cada formación, se presentan en las tablas I.2 a I.5 del Anexo I.

### **2.2.2 CARACTERIZACIÓN DEL GAS**

La caracterización del gas asociado se realizó a partir de la composición molar de la fase gaseosa proveniente del fluido de producción, reportada en los análisis PVT. El análisis composicional del gas que fue empleado en la caracterización de fluidos se presenta en el Anexo II.

### **2.2.3 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA**

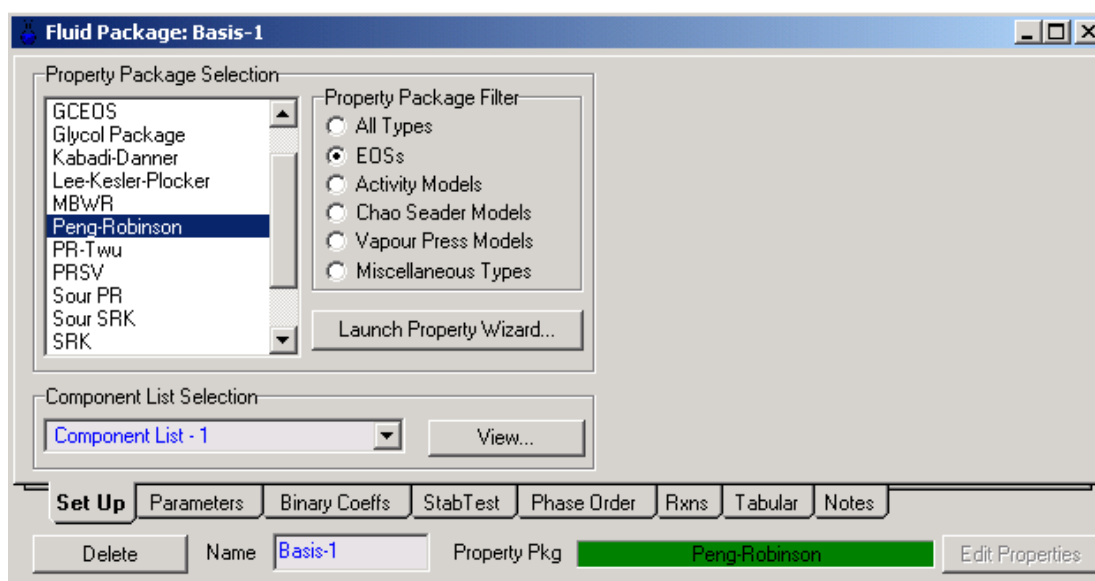
Para la caracterización de la fase acuosa se consideró una gravedad específica típica de 1,014, ante la falta de información respecto de las propiedades físicas del agua proveniente del fluido de producción.

## **2.3 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE CARACTERIZACIÓN EN HYSYS 2006**

La caracterización del fluido de producción se realizó a partir de la determinación de las características individuales del gas, petróleo crudo y agua, en el ambiente de simulación.

### 2.3.1 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

Para caracterizar el crudo de cada formación se generó un caso de estudio en el que se seleccionaron las ecuaciones de estado de Peng-Robinson para establecer el paquete fluido (*Fluid Packages*), que permita trabajar en el ambiente de crudo (*Oil Environment*). En la figura 2.2 se esquematiza la interfase del simulador para la selección de ecuaciones de estado.

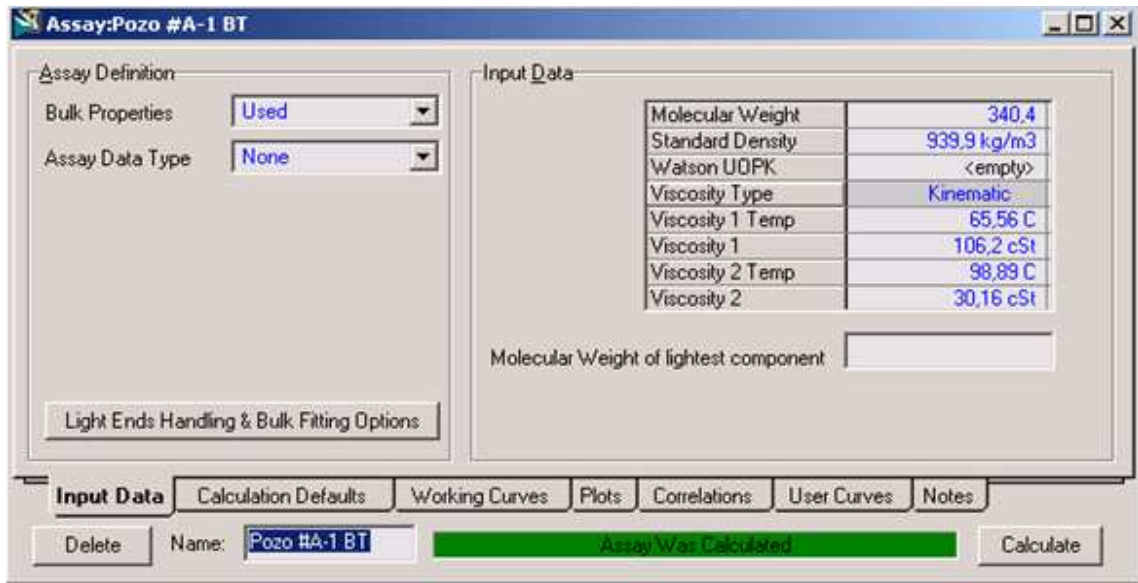


**Figura 2.2.** Selección de las ecuaciones de estado de Peng-Robinson como paquete de fluido para el administrador base de la simulación.

Una vez que se ingresó en el *ambiente de crudo*, el simulador presenta la interfase *Oil Characterization*. En la ventana *Assay* de esta interfase, se añadió el análisis a partir del cual se efectuó la caracterización de la fase de petróleo.

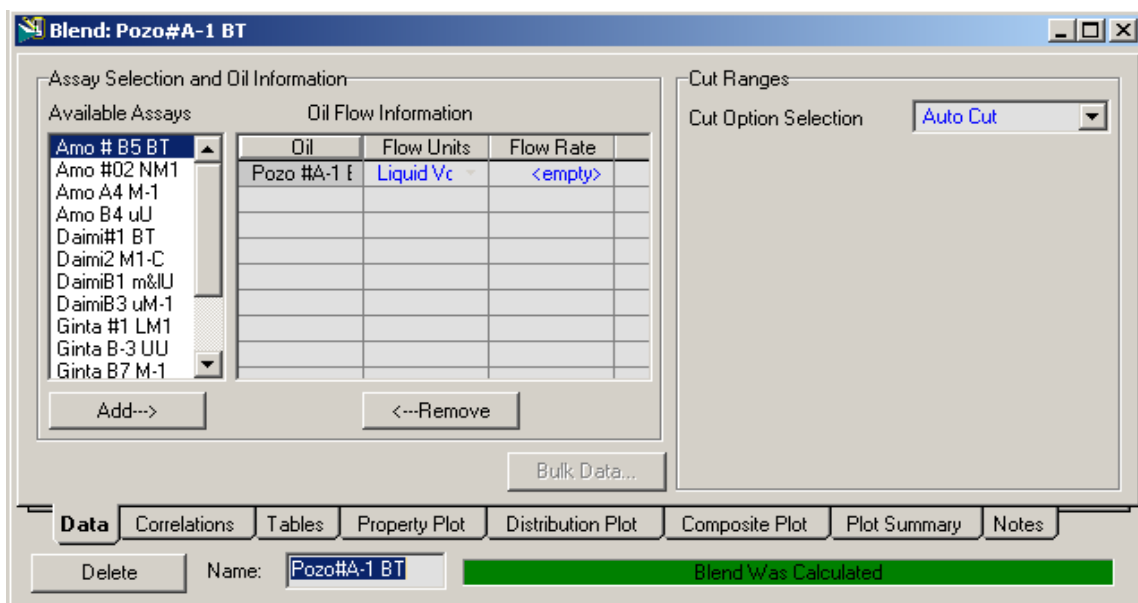
El análisis añadido fue definido a partir de las propiedades del crudo (*Bulk Properties*). La definición del análisis permitió calcular el conjunto de componentes hipotéticos que caracterizan el crudo, a partir de las propiedades físicas de: peso molecular, densidad y viscosidad cinemática. La figura 2.3 esquematiza la información requerida para la definición del análisis en el simulador.





**Figura 2.3.** Caracterización de la fase de petróleo del campo A, pozo # A-1, reservorio Basal Tena.

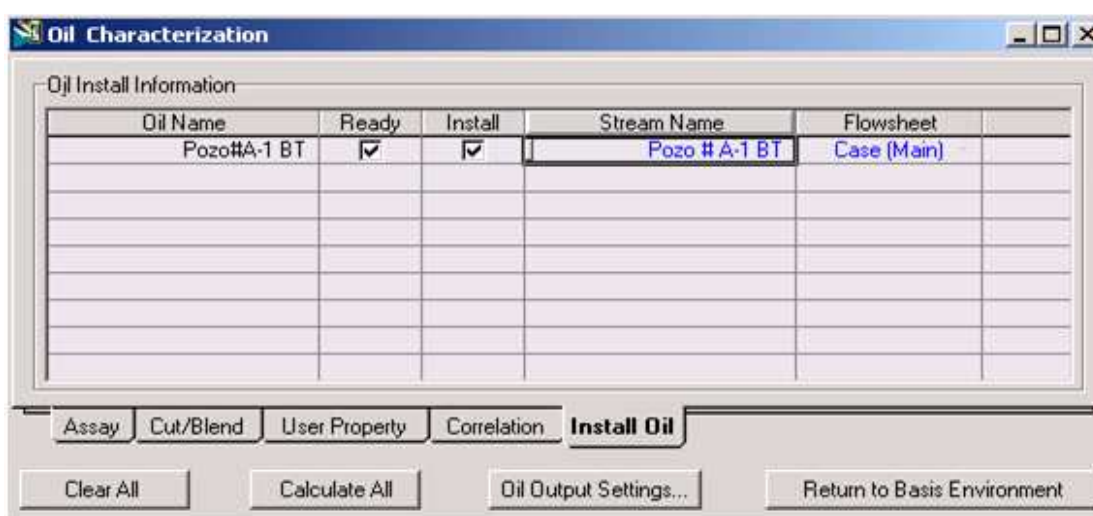
En la ventana *Cut/Blend*, de la interfase *Oil Characterization*, se procedió a crear una mezcla que es definida a partir del análisis caracterizado. El análisis constituye la base para la información del crudo a partir del cual fueron calculadas las propiedades físicas de la fase de petróleo que son empleadas en el ambiente de simulación. La figura 2.4 se esquematiza la presentación de la interfase del simulador para la generación de las mezclas caracterizadas.



**Figura 2.4.** Selección del análisis e información del crudo para la fase de petróleo del campo A, pozo # A-1, reservorio Basal Tena.

Los rangos de temperatura y la cantidad de componentes hipotéticos deseados fueron especificados de acuerdo con las temperaturas de corte sugeridas por Hysys.

El proceso de caracterización finaliza cuando se instala la corriente de crudo caracterizada en el ambiente de simulación. En la ventana *Install Oil*, de la interfase *Oil Characterization*, se denominó a la corriente caracterizada que fue instalada en el ambiente de simulación; como se presenta en la figura 2.5.



**Figura 2.5.** Corriente instalada en el ambiente de simulación para la fase de petróleo del campo A, pozo # A-1, reservorio Basal Tena.

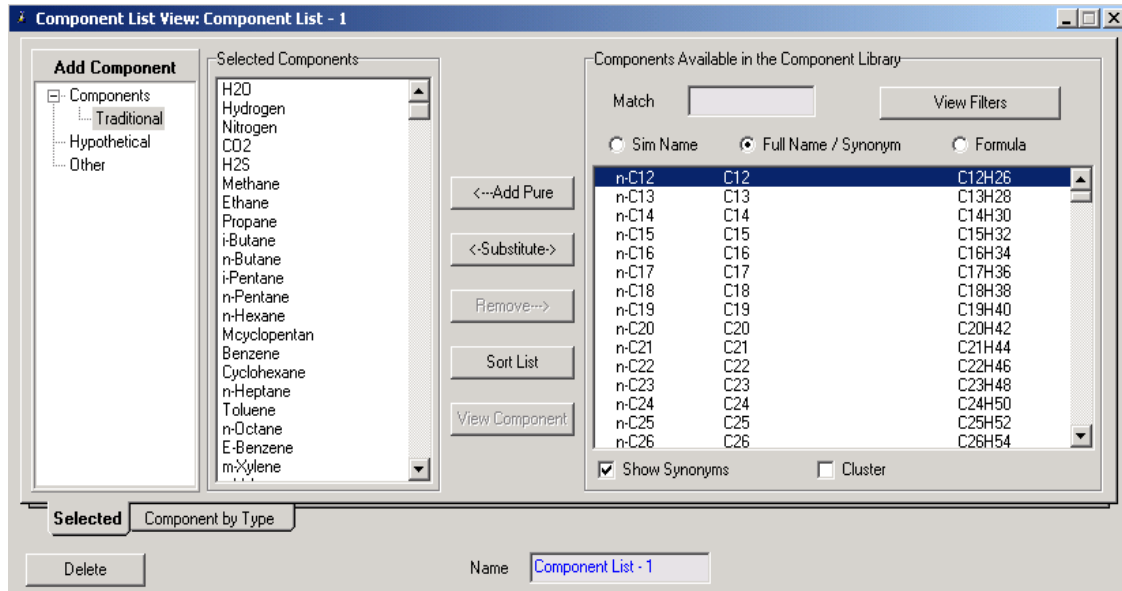
### 2.3.2 CARACTERIZACIÓN DEL GAS

En la ventana *Components* de la interfase *Simulation Basis Manager* se añadió la lista de componentes que conforman las características del fluido de producción.

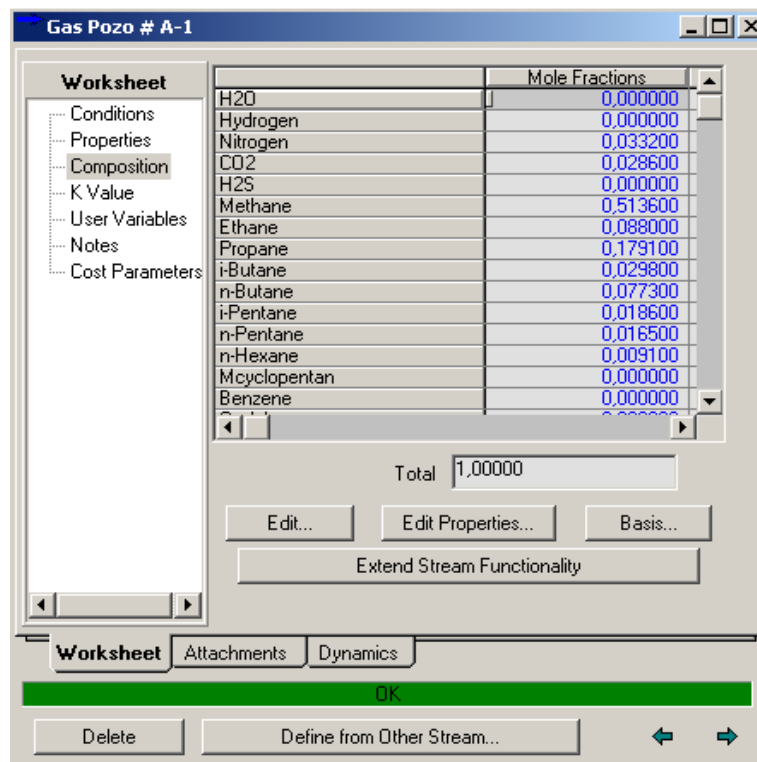
La lista de componentes está constituida por el conjunto de componentes livianos que forman parte de la fase gaseosa, así como el conjunto de componentes hipotéticos obtenidos a partir de la caracterización de la fase de petróleo descrita anteriormente.

La corriente de gas fue caracterizada en el ambiente de simulación a partir de la composición molar de la fase gaseosa del fluido de producción.

Las figuras 2.6 y 2.7 muestran la interfase del simulador empleada para la selección de componentes y caracterización de la corriente de gas.



**Figura 2.6.** Selección de la lista de componentes reales e hipotéticos requeridos para la caracterización del fluido de producción.



**Figura 2.7.** Caracterización de la fase gaseosa a partir de la composición molar. Campo A, pozo # A-1, reservorio Basal Tena.

Debido a que el gas proveniente de los pozos productores se encuentra en contacto con el agua de formación, la corriente de gas caracterizada fue mezclada con una corriente de agua con el fin de obtener la composición de saturación.

### **2.3.3 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO**

Una vez caracterizada la fase de petróleo y la fase gaseosa en el ambiente de simulación, se procedió a mezclar estas corrientes de acuerdo con las especificaciones para la relación gas-crudo (GOR), mostradas en la tabla I.1, del Anexo I. La relación GOR permite establecer los valores para el flujo de crudo y gas que se encuentran mezclados en el fluido de producción.

La corriente de fluido caracterizada para cada formación fue obtenida a partir de la mezcla de la corriente de crudo y gas con una corriente de agua, en el ambiente de simulación.

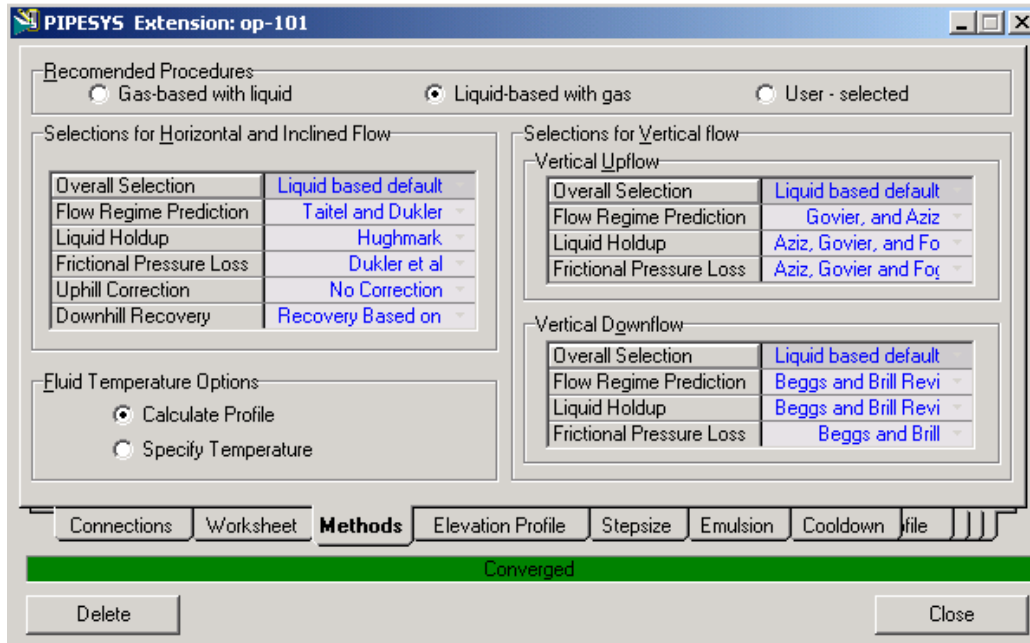
## **2.4 DISEÑO DEL MODELO DE RED DE TUBERÍAS PARA EL SISTEMA DE TRANSFERENCIA**

La red de tuberías del sistema de transferencia fue modelada a partir de la extensión Pipesys del simulador Aspen Hysys.

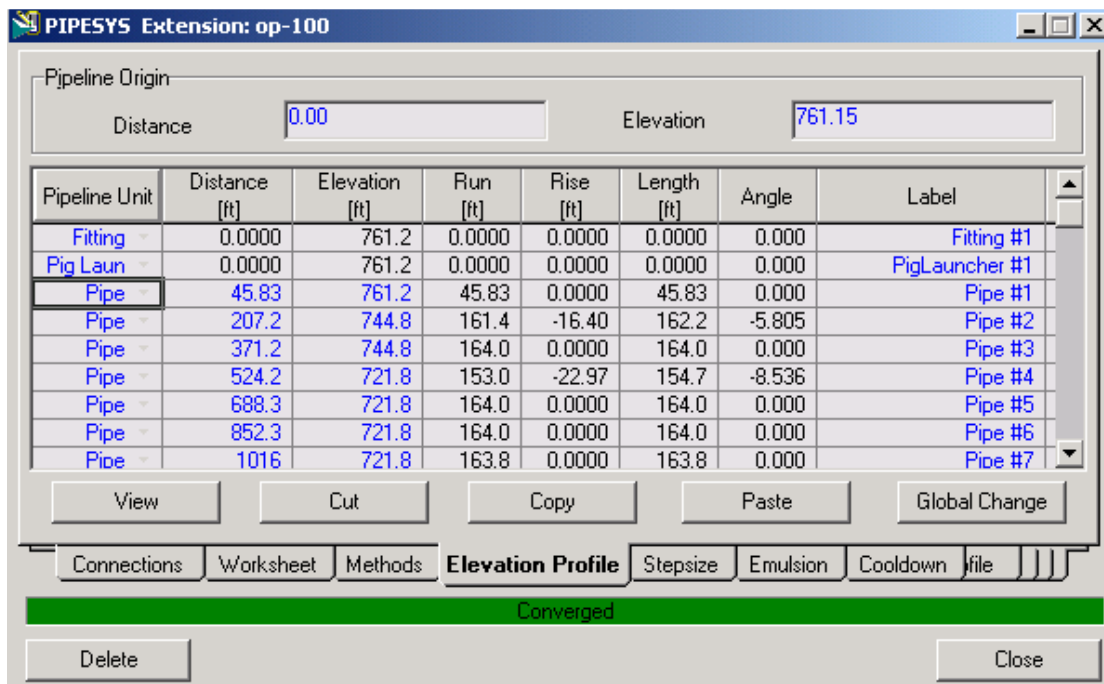
El método de cálculo para la predicción de regímenes de flujo, arrastre de líquido y pérdidas de presión por fricción se estableció para el sistema base líquida con gas (*Liquid-based with gas*).

El perfil topográfico a partir del cual se modeló el sistema de transferencia se presenta en el Anexo III. Cada tramo del sistema de transferencia fue simulado de acuerdo con sus dimensiones y al ambiente de transferencia de calor. Las figuras 2.8 y 2.9 esquematizan la interfase del simulador para la selección del

modelo de cálculo y la generación del perfil topográfico para la red de transferencia.



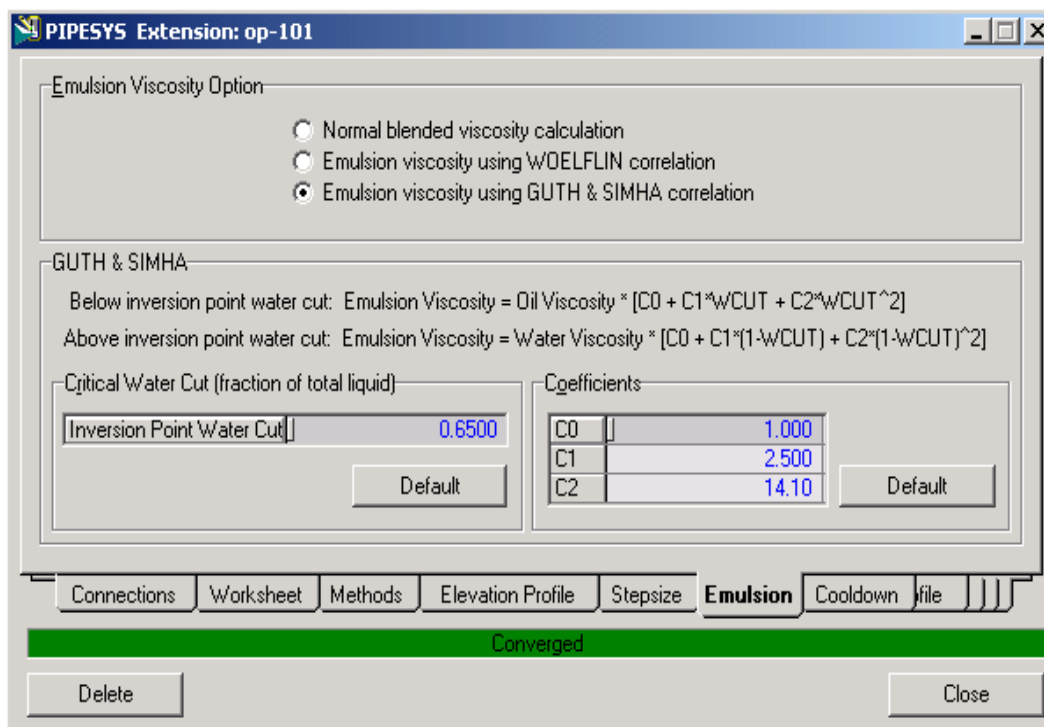
**Figura 2.8.** Cuadro de diálogo de la extensión Pipesys para la selección del modelo de cálculo empleado en la simulación.



**Figura 2.9.** Cuadro de diálogo de la extensión Pipesys para la modelación del perfil topográfico de la red de transferencia de fluido.

El modelo empleado en el cálculo de la viscosidad de la emulsión es el de Guth & Simha, en el que se estableció un corte de agua de 65% (%BS&W) como punto de inversión; como se muestra en la figura 2.10.

Para la simulación del sistema de transferencia se consideró como temperatura ambiente: 26,7 °C (80 °F).



**Figura 2.10.** Cuadro de diálogo de la extensión Pipesys para la selección de la correlación de viscosidad de la emulsión.

## 2.5 ESCENARIOS A SER ANALIZADOS

Con el objeto de evaluar los criterios de velocidad de erosión y las presiones operativas de las plataformas de acuerdo con la producción obtenida, se consideraron los siguientes escenarios de evaluación:

- Producción promedio: calculada para el período del 10 de octubre hasta el 29 de octubre del 2009.

- Producción Pronosticada: máxima producción de fluido para el pronóstico 2010-2018 de los campos del área sur.

Los escenarios de producción para el sistema de transferencia, fueron calculados a partir del aporte individual de los pozos, agrupados de acuerdo con su formación o arena productora. El pronóstico de producción fue calculado para la condición de flujo máximo obtenida a partir del perfil de producción del área sur, proyectado para los años 2010 a 2018.

## **2.6 SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA**

La simulación del sistema de transferencia se realizó a partir de los escenarios: producción promedio y producción pronosticada, descritos anteriormente.

El primer paso para la simulación fue la caracterización de la corriente de fluido que proviene de cada plataforma de producción.

Los flujos de crudo y agua de cada formación fueron obtenidos a partir de los escenarios de producción analizados. La corriente de fluido en cada plataforma de producción fue obtenida a partir de la mezcla de las corrientes de fluido provenientes de las formaciones productoras pertenecientes a dicha plataforma.

Las corrientes caracterizadas en el ambiente de simulación fueron definidas para las condiciones de presión y temperatura registradas en la operación de campo de las plataformas de producción del área sur.

## **2.7 ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN**

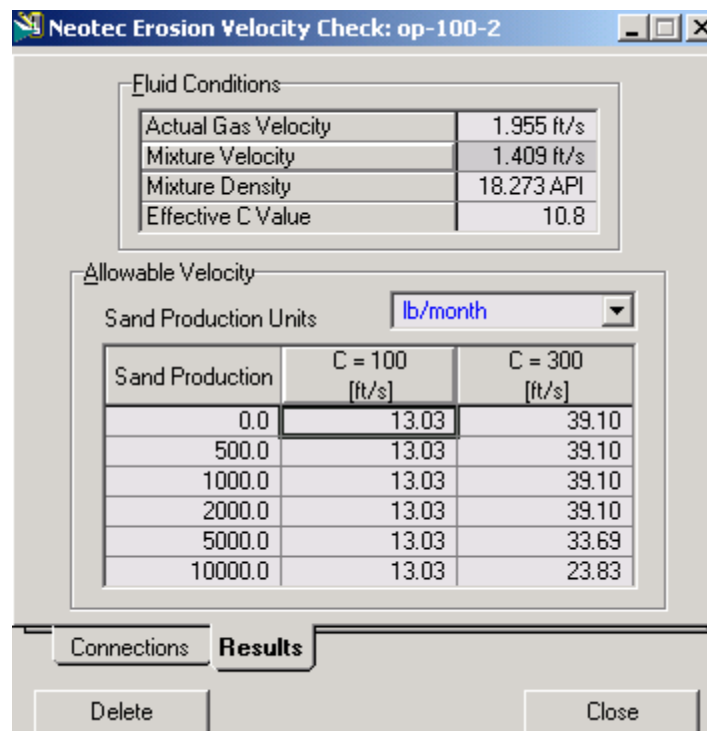
El análisis de la simulación se llevó a cabo a partir del ajuste de presiones en nodos y plataformas de la red de transferencia. Este ajuste se realizó en base a la presión de llegada de las líneas principales hacia el SPF.

Para ajustar el modelo simulado, se consideró el escenario producción promedio, y se procedió a determinar la desviación del modelo con respecto a las condiciones reales de presión en cada plataforma de producción.

Para el escenario producción pronosticada, el cálculo de las presiones en las plataformas de producción se efectuó con la consideración del ajuste realizado para el modelo simulado en el escenario producción promedio.

Los resultados para las propiedades físicas de: grado API, gravedad específica y factor de caracterización, así como el estudio de viscosidad obtenido a partir de la simulación, fueron comparados con datos de laboratorio obtenidos para el petróleo crudo separado en el SPF.

Los criterios de erosión se evaluaron a partir de la comparación de los valores de velocidad del fluido y velocidad de erosión calculados en cada tramo de la red de transferencia; empleando el esquema mostrado en la figura 2.11, obtenido en la simulación.



**Figura 2.11.** Cuadro de diálogo para los resultados de velocidad de erosión en las tuberías de la red de transferencia de fluidos.



### **3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

La evaluación del sistema de transferencia se desarrolló a partir la simulación en el software Aspen Hysys 2006. Este estudio comprende la caracterización del fluido de producción, la modelación del sistema de transferencia y su simulación.

#### **3.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE CARACTERIZACIÓN**

La caracterización del fluido de producción fue realizada a partir de su *formación* o *arena productora*, para lo cual se consideró la producción de reservorios por campo y pozo que opera en el área sur. La denominación de *formación* o *arena productora* se relaciona con la clasificación del fluido proveniente de un pozo, de acuerdo con las características del reservorio perforado.

Se caracterizó el total de pozos productores en el área sur a partir de las formaciones existentes en cada campo, con el fin de determinar las propiedades físicas del fluido de los diferentes pozos, agrupados en una misma formación.

La caracterización de fluido acepta diferentes tipos de información acerca del crudo estudiado. De acuerdo con la información que se pueda proveer sobre la muestra, se establece que lo más apropiado es la representación de sus propiedades.

Las propiedades físicas empleadas en la caracterización del hidrocarburo líquido son: peso molecular, densidad y viscosidad, además del análisis composicional del gas asociado al fluido de producción. Estos datos fueron obtenidos en los análisis PVT (presión, volumen, temperatura) de los pozos productores de los campos del área sur.

### **3.1.1 MÉTODO DE CARACTERIZACIÓN PARA LA FASE DE PETRÓLEO**

Las propiedades físicas del fluido proveniente de los pozos de producción permiten definir la corriente de petróleo crudo que se emplea en el ambiente de simulación.

La caracterización de dicha corriente se realizó a partir del peso molecular del crudo, una propiedad entre densidad y factor de caracterización de Watson y Nelson (Kuop), y dos valores de viscosidad del petróleo en condiciones de stock tank, a diferentes temperaturas. Cabe destacar que en este estudio se emplea el peso molecular, la densidad y la viscosidad cinemática del crudo como parámetros de caracterización.

La característica del crudo queda definida a partir de la generación de un grupo de componentes hipotéticos, cuyas propiedades permiten representar el comportamiento del crudo estudiado.

Dentro del análisis de flujo en tuberías, un elemento de particular importancia constituye la determinación del comportamiento de la viscosidad del fluido, con el fin de representar adecuadamente el fenómeno de flujo.

Es importante señalar que el rango de temperaturas de operación, para el fluido en cabeza de pozo, se encuentra entre 155 °F y 220 °F. Los estudios de viscosidad disponibles para la caracterización de la fase de petróleo de las formaciones productoras se presentan en las tablas 3.1 a 3.4.

Los valores de viscosidad empleados para la caracterización de las diferentes formaciones se presentan en el Anexo I. Dichos valores se ajustaron con el fin de reproducir los valores exactos de los estudios de viscosidad en el ambiente de simulación.

**Tabla 3.1.** Viscosidad cinemática de la fase de petróleo en función de la temperatura para el fluido proveniente del Campo A.

T, °F	v, cSt				
	Pozo # A-1 (Basal Tena)	Pozo # A-2 (Napó M-1)	Pozo # A-3 (M1)	Pozo # A-4 (Basal Tena)	Pozo # A-5 (uU)
100	329,00	1416,00	1070,00	991,00	3985,00
150	110,00	218,00	192,00	176,00	501,00
210	32,00	48,00	41,00	41,00	-
220	-	-	-	-	60,00

**Tabla 3.2.** Viscosidad cinemática de la fase de petróleo en función de la temperatura para el fluido proveniente del Campo B.

T, °F	v, cSt			
	Pozo # B-1 (M-1C)	Pozo # B-2 (Middle & Lower U)	Pozo # B-3 (Upper M-1)	Pozo # B-4 (Basal Tena)
100	1160,00	814,00	630,00	-
150	234,00	184,50	130,00	234,00
200	-	-	51,00	-
210	73,04	50,84	-	73,04

**Nota:** Los valores de viscosidad para la formación Basal Tena del Pozo # B-4 han sido estimados a partir de la formación M-1C del Pozo # B-1.

**Tabla 3.3.** Viscosidad cinemática de la fase de petróleo en función de la temperatura para el fluido proveniente del Campo C.

T, °F	v, cSt		
	Pozo # C-1 (Lower M-1)	Pozo # C-2 (Upper "U")	Pozo # C-3 (M-1)
100	2113,00	1650,00	1816,00
150	265,00	276,00	229,00
210	95,00	47,00	49,00

En el caso del Campo D, únicamente se dispone de la determinación de viscosidad para la arena "U superior" del pozo # 01. Debido a que no se dispone de otro estudio de viscosidad, el comportamiento de los fluidos provenientes de las formaciones "M-1A" y "middle U" ha sido representado a partir de la formación "U superior" proveniente del mismo campo de producción.

**Tabla 3.4.** Viscosidad de la fase de petróleo en función de la temperatura para el fluido proveniente del Campo D.

T, °F	v, cSt		
	Pozo # D-1 (Upper U)	Pozo # D-2 (M-1A)	Pozo # D-3 (Middle U)
100	874,00	-	-
150	134,00	134,00	134,00
200	-	-	-
210	34,00	34,00	34,00

**Nota:** Los valores de viscosidad para las formaciones “M-1A” y “middle U” han sido estimados a partir de la formación upper “U” del Pozo # D-1.

### 3.1.2 MÉTODO DE CARACTERIZACIÓN PARA LA FASE GASEOSA

La caracterización de la corriente de gas asociado al fluido de producción, que se emplea en el ambiente de simulación, consiste en definir la composición de la fase gaseosa a partir de la selección del grupo de componentes livianos que la conforman.

Para el campo A, campo B, campo C, y el pozo # D-1 del campo D, la composición de la fase gaseosa del fluido de producción se obtuvo a partir del análisis de Separación de Fluido de Reservorio a condición ambiente. Para el pozo # D-2 y pozo # D-3, la composición de la fase gaseosa del fluido de producción se obtuvo a partir del análisis de Vaporización Diferencial de Gases.

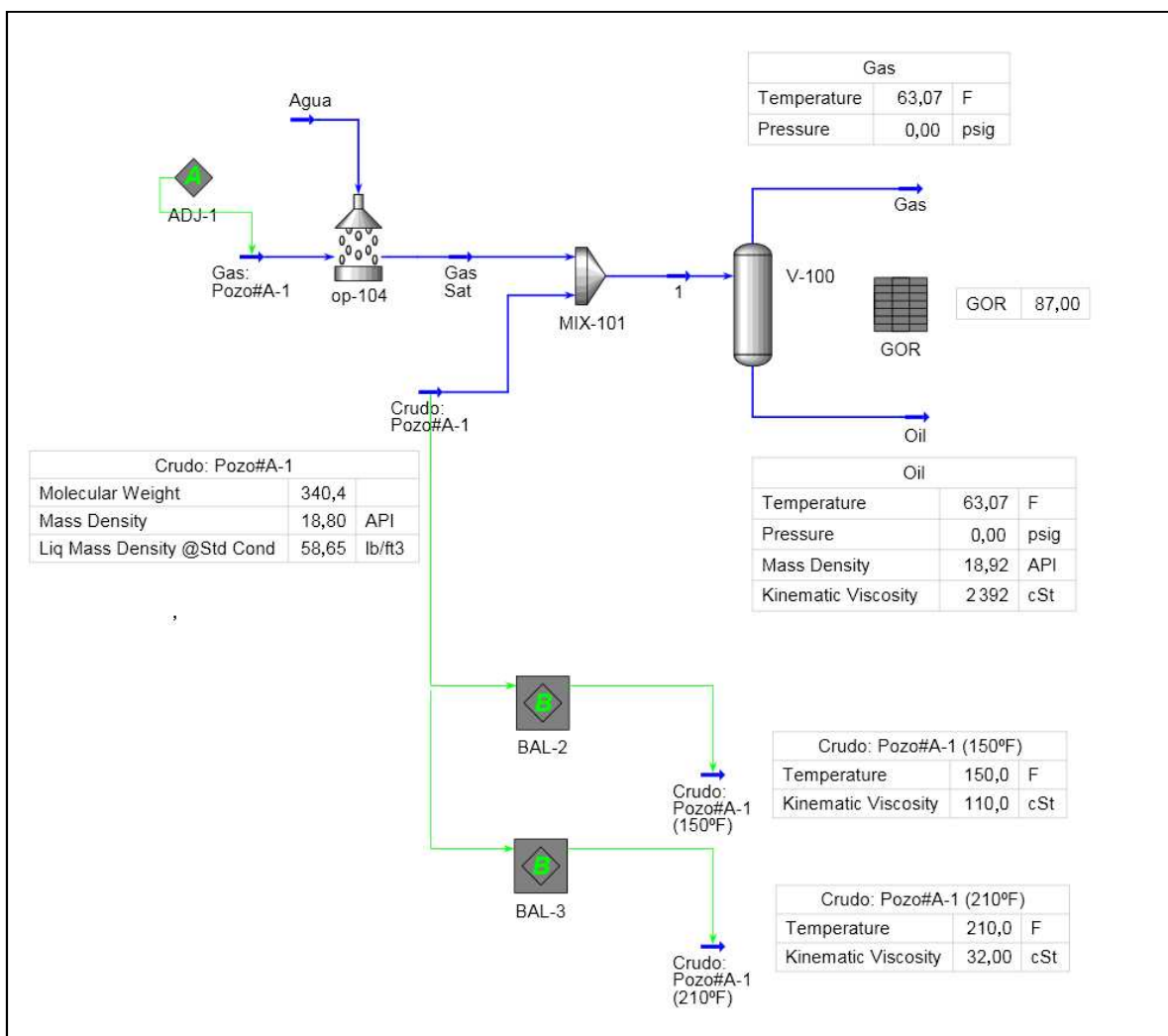
### 3.1.3 MÉTODO DE CARACTERIZACIÓN PARA EL FLUIDO

La caracterización de fluidos realizada en Hysys 2006 considera la cantidad y propiedades del gas disuelto, y las propiedades del líquido del stock tank reportadas en los análisis PVT.

Las propiedades del fluido de producción se obtienen a partir de la “mezcla” de las corrientes de petróleo crudo y gas, caracterizadas en el ambiente de simulación.

La corriente resultante se define a partir de la formación de la cual proviene, y se la emplea para generar la corriente de fluido para el reservorio caracterizado.

Las condiciones de presión y temperatura empleadas en la caracterización fueron: 14,7 psia y 60 °F; ya que son las condiciones estándar con las que se realizan los análisis PVT. El diagrama de flujo empleado para la caracterización se muestra en la figura 3.1.



**Figura 3.1.** Diagrama de flujo empleado para la caracterización del fluido de producción. Campo A, pozo # A-1, reservorio Basal Tena.

## **3.2 MODELACIÓN DE LA RED DE TRANSFERENCIA**

### **3.2.1 PARÁMETROS Y CONSIDERACIONES DEL MODELO**

Además de la caracterización del fluido de producción, la modelación de la red de transferencia requiere establecer parámetros del sistema para los cálculos realizados en el ambiente de simulación.

A continuación se resumen los parámetros y consideraciones que fueron desarrolladas en la simulación del sistema de transferencia de fluido de producción del área sur.

#### **3.2.1.1 Ecuaciones de estado**

Para las simulaciones se seleccionó el paquete de ecuaciones de estado Peng-Robinson bajo los siguientes criterios:

- Los rangos operativos de PR son más amplios que para Soave-Redlich-Kwong.
- Las ecuaciones de estado de Peng-Robinson son funcionales para la interacción entre algunos componentes, entre estos se tiene: He, H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O, CH<sub>3</sub>OH, etilén glicol y tri etilén glicol.

#### **3.2.1.2 Viscosidad y corte de agua**

La viscosidad del fluido es la propiedad física más importante en el estudio de flujo en tuberías. En una emulsión de agua en petróleo, la viscosidad de la emulsión tiende a aumentar con el incremento del %BS&W hasta alcanzar un punto de inflexión.

Una vez que el corte de agua alcanza el valor del punto de inflexión, la viscosidad de la emulsión desciende hasta alcanzar un valor de viscosidad cercano al del agua, como se explicó en el punto 1.2.2.

En la simulación del sistema de transferencia se ha empleado el modelo de Guth and Simha para el cálculo de la viscosidad de la emulsión, en el que se estableció el corte de agua que produce la inversión de la curva de viscosidad en 65%.

### **3.2.1.3 Estimación de la pérdida de presión en flujo Multifásico**

Flujo Horizontal: para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción en flujo horizontal se empleó la correlación de Dukler, complementado por el método de Eaton. Este método fue desarrollado en 1969 para un amplio rango de diámetro de tubería y probado para sistemas gas, crudo y agua.

Flujo Vertical: el cálculo de las pérdidas de presión por fricción en flujo vertical ascendente se efectuó a partir del método de Aziz y Govier. Este método fue desarrollado en laboratorio y corroborado con datos de campo para un amplio rango de diámetro de tubería, aplicable a sistemas de gas, crudo y agua.

Debido al elevado contenido de agua en el fluido de producción (95%BS&W), el método de cálculo que describe de mejor manera el sistema de transferencia es base líquida con gas (Liquid-based with gas), como aparece en la figura 2.8, presentada en el punto 2.4.

### **3.2.1.4 Criterios de velocidad para el transporte de fluido**

La norma API RP 14E recomienda los siguientes valores de velocidad para el fluido que se transporta en líneas de líquido monofásico, líneas de gas y líneas multifásicas.

Líneas de líquido: en líneas que transportan líquidos en una sola fase la velocidad de flujo máximo no debe sobrepasar los 4,6 m/s (15 ft/s) para evitar el efecto erosivo del flujo. Además, la velocidad del líquido no debe ser inferior a 0,91 m/s (3 ft/s) para prevenir el excesivo depósito de arena y sólidos.

Líneas de gas: las líneas que transportan gas en una sola fase deben dimensionarse con el fin de obtener una presión final suficiente para satisfacer los requerimientos del siguiente accesorio o equipo en la conducción. La velocidad del gas puede originar problemas de ruido si excede un valor de 18,3 m/s (60 ft/s). Sin embargo, esta velocidad no debe ser interpretada como criterio absoluto.

Otro criterio de erosión empleado en el dimensionamiento de líneas de gas se muestra en la tabla 3.5.

**Tabla 3.5.** Criterios de erosión para líneas de gas.  $\rho$ : densidad del gas, V: velocidad de flujo.

Desde psig	Hasta psig	$\rho V^2$ (Máx) Pa
290	725	6 000
725	1 160	7 500
1 160	-	10 000

Líneas Multifásicas: las líneas que transportan gas y líquido como flujo en dos fases se dimensionan, principalmente, en base de la velocidad de flujo. La experiencia ha demostrado que las pérdidas de espesor de pared se originan por procesos de erosión y corrosión.

Cuando no se dispone de información respecto a las propiedades corrosivas-erosivas del fluido en dos fases, la velocidad de flujo a partir de la cual se tiene un efecto erosivo en la conducción se determina a partir de la siguiente ecuación empírica:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad [2.1]$$



Donde:

$V_e$ : Velocidad erosional del fluido, ft/s

C: Constante empírica.

$\rho_m$ : Densidad de la mezcla líquido/gas, lb/ft<sup>3</sup>

La experiencia ha demostrado que para fluidos libres de sólidos, valores de  $C = 100$  para servicio continuo y  $C = 125$  para servicio intermitente, son conservadores.

En el diseño de tuberías de gran longitud con cambios de elevación, la velocidad mínima en líneas bifásicas debe ser de aproximadamente 3,05 m/s (10 ft/s), con el fin de minimizar las discontinuidades en los equipos de separación. Este criterio se aplica según la operación del sistema. (American Petroleum Institute, 1991)

La tabla 3.6 muestra varios criterios de velocidad de acuerdo con el servicio de la línea de conducción para flujo monofásico.

**Tabla 3.6.** Velocidades y caídas de presión recomendadas para diseño de tuberías.

SERVICIO	Velocidad		Caída de presión (psi/100ft)
	[m/s]	[ft/s]	
Ductos de producción (Flujo monofásico)	Max. 4,6	Max. 15	-
Ductos de producción (Flujo monofásico)	Mín. 0,9	Mín. 3	-
Líneas de proceso	1,2 a 2,4	4 a 8	1,5
Líneas de drenaje	0,5 a 1,2	1,5 a 4,0	-
Líquido hacia tanque (Sin bomba)	0,6 a 2,1	2 a 7	-

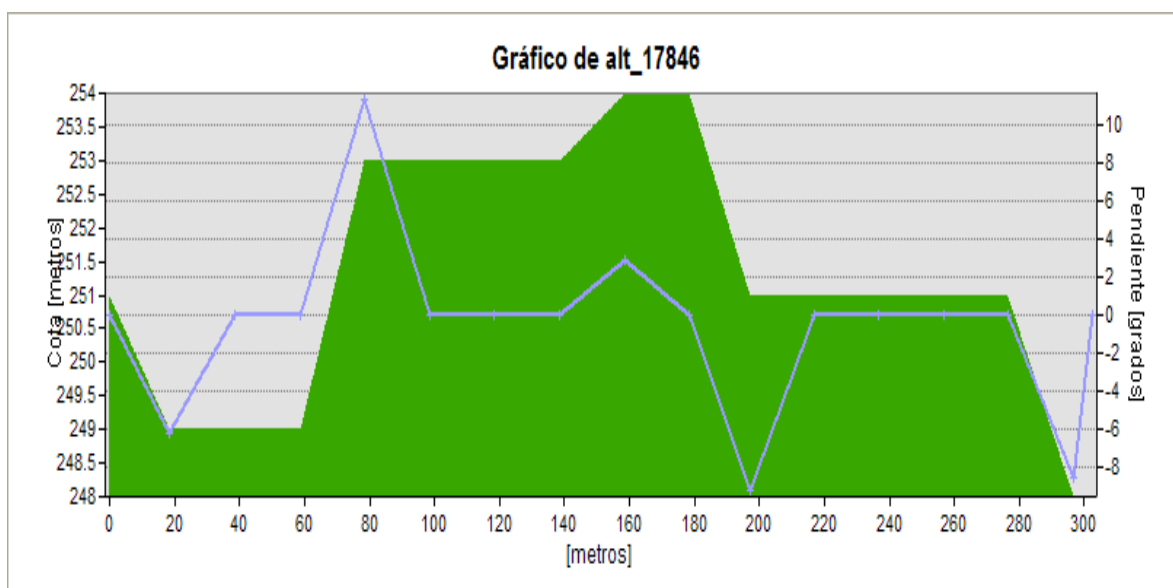
### 3.2.2 PERFIL TOPOGRÁFICO DE LA RED DE TRANSFERENCIA

El modelo de la red de tuberías se obtuvo a partir de los datos topográficos registrados en el trazado de ductos del área sur. La configuración del sistema de transferencia empleada en la simulación se estableció una vez que se ha realizado el trazado del perfil horizontal y vertical de la red.

El cálculo de las pérdidas de presión por fricción en el simulador considera el avance horizontal y la elevación de las líneas de conducción. Por lo tanto, el perfil de la tubería está constituido por un conjunto de datos establecidos en pares ordenados de avance y elevación, en cada tramo analizado.

El trazado de la red de tuberías se determinó luego de modelar el perfil topográfico del sistema de transferencia en el software Arc-GIS. La figura 3.2 presenta un ejemplo del perfil de tubería para la línea de conexión de la plataforma WP-J con la línea principal de la plataforma WP-I, obtenida en el trazado del perfil horizontal y vertical de la red.

La red de tuberías se dividió en tramos con la finalidad de identificar trazados individuales en el sistema de transferencia. El conjunto de datos de elevación y avance de la tubería se obtuvo para segmentos de longitud definidos.



**Figura 3.2.** Perfil de tubería de transporte de fluido. Conexión WP-J con WP-I SPF.

La tabla 3.7 muestra los datos de avance horizontal y elevación para el perfil de la línea de conexión mostrado en la figura 3.2.

**Tabla 3.7.** Perfil topográfico de la tubería de conexión WP-J con la línea principal WP-I SPF.

<b>WP-J con WP-I SPF (16 in)</b>	
Avance [m]	Elevación [m]
0,00	251,00
18,51	249,00
38,51	249,00
58,51	249,00
78,51	253,00
98,51	253,00
11,51	253,00
138,44	253,00
158,44	254,00
178,44	254,00
216,72	251,00
236,72	251,00
256,72	251,00
276,72	251,00
296,72	248,00
302,49	248,00

La configuración de la red del sistema de transferencia permitió establecer el trazado de las líneas de transporte de fluido de producción del área sur del Bloque 16. La elaboración del modelo considera la longitud de las líneas principales y secundarias, la ubicación de los nodos de interconexión en la red y los principales accesorios instalados.

### **3.2.3 VÁLVULAS Y ACCESORIOS INSTALADOS EN LA RED**

Se realizó el análisis de las pérdidas adicionales por fricción para las principales válvulas instaladas en la red de recolección. En este análisis se consideran las válvulas localizadas en cada línea de salida en las plataformas de producción, así como las válvulas ubicadas en los puntos de arribo de las líneas principales en el SPF.

Por otra parte, se considera el conjunto de válvulas tipo globo y check, instaladas en los puntos de cruce de las líneas de transporte con los ríos Yasuní y Dícaro en el área sur.

El cálculo de las pérdidas adicionales por fricción se desarrolla en base al conocimiento del coeficiente de descarga  $C_v$ , obtenido a partir del valor de  $k$  para las pérdidas adicionales equivalentes a la carga de velocidad.

$$C_v = C_1 \times \frac{d^2}{\sqrt{k}}$$

Donde:

$C_v$ : coeficiente de descarga de la válvula, gal/min

$d$ : diámetro interno de la válvula, in

$C_1$ : constante dimensional ( $C_1 = 29,9$ )

Los valores de  $k$  y  $C_v$  considerados en el diseño del modelo de simulación se muestran en la tabla 3.8. Notando que el cálculo de las pérdidas de presión se realiza en el ambiente de simulación; una vez que establecida la configuración del sistema de transferencia y el flujo de producción.

**Tabla 3.8.** Capacidad de la válvula en términos del coeficiente de descarga para las líneas de transferencia del área sur.

Diámetro Nominal		Válvula Check, $k=10$	Válvula de globo, $k=6$
[m]	[in]	$C_v$ [ $m^3/min$ ]	$C_v$ [ $m^3/min$ ]
0,2540	10	3,6	4,6
0,3048	12	5,2	6,7
0,4064	16	9,2	11,8
0,5080	20	14,3	18,5

### 3.2.4 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA

Se estableció el diagrama de flujo del sistema de transferencia a partir del trazado individual de las líneas principales y de conexión; obtenido en el análisis del perfil topográfico de la red de tuberías.

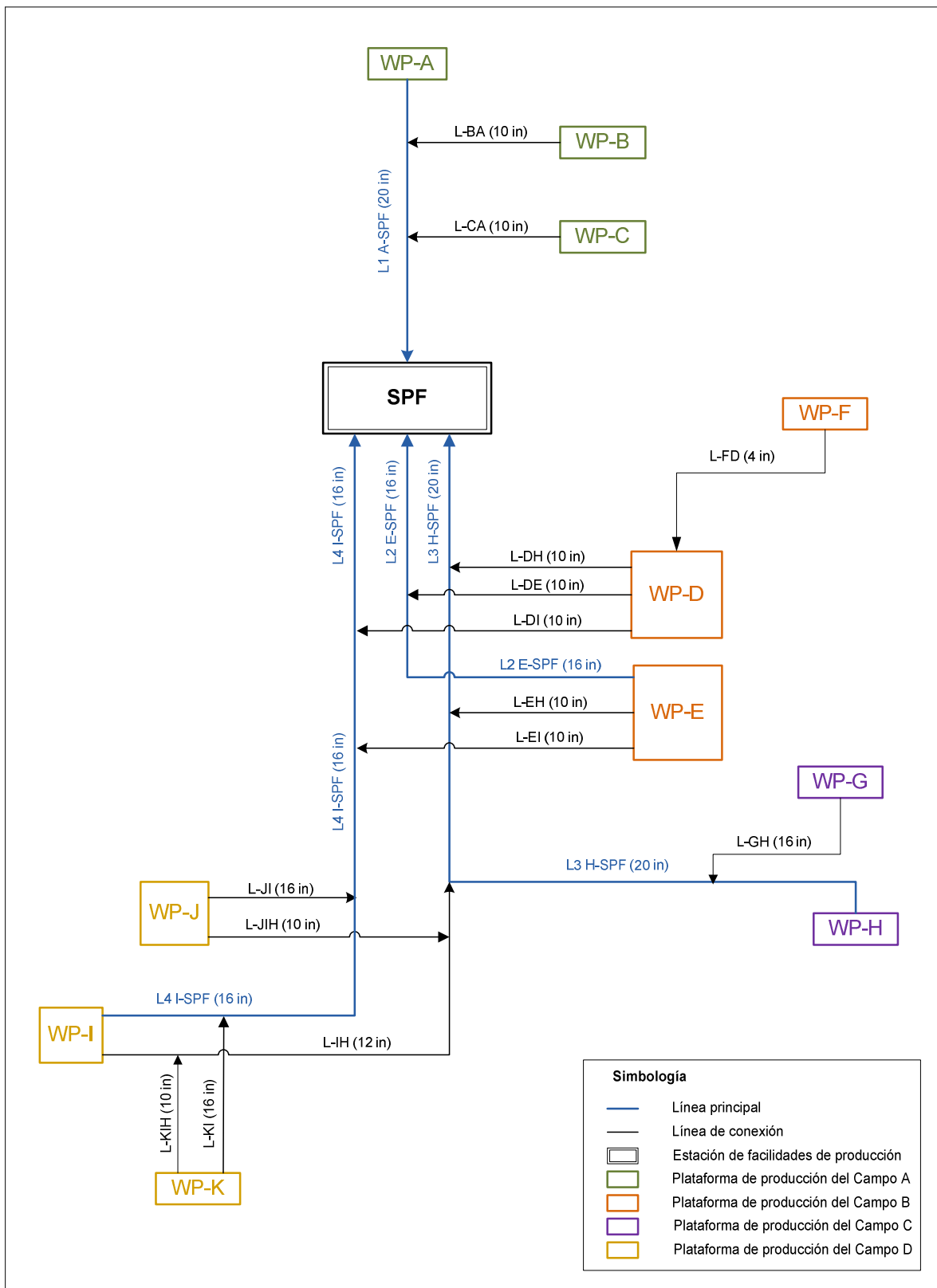
La extensión Pipesys del simulador Hysys 2006 consiste en una herramienta de simulación que permite representar una tubería de producción, en la que se incorpora el perfil topográfico a partir del cual se diseña el modelo del sistema de transferencia en el ambiente de simulación.

La modelación del sistema de transferencia se realizó a partir del diagrama mostrado en la figura 3.3, en donde se presenta el sistema de transferencia del fluido de producción de los campos del área sur del Bloque 16. En la figura se especifican los tramos del sistema de transferencia que serán representados en el simulador. Las líneas de transferencia principales, transportan el fluido de producción desde las plataformas instaladas en cada campo hasta la estación de facilidades de producción sur (SPF).

La tabla 3.9 muestra la denominación de las plataformas correspondientes a los campos de producción, a partir de los cuales se efectuó la caracterización de fluido.

**Tabla 3.9.** Nomenclatura de las plataformas de producción instaladas en los campos de producción del área sur.

<b>Campo</b>	<b>Plataforma de producción</b>
Campo A	WP-A
	WP-B
	WP-C
Campo B	WP-D
	WP-E
	WP-F
Campo C	WP-G
	WP-H
Campo D	WP-I
	WP-J
	WP-K



**Figura 3.3.** Diagrama de flujo de la red de tuberías del área sur del Bloque 16.

La línea principal del campo A: L1 A-SPF, y del campo C: L3 H-SPF, tienen un diámetro nominal de 20 pulgadas, mientras que las líneas principales del campo D: L4 I-SPF, y del campo B: L2 E-SPF, tienen un diámetro nominal de 16 pulgadas.

Las líneas de transferencia de conexión transportan el fluido proveniente de las plataformas de producción hacia las líneas de transferencia principales. Estas líneas, así como sus diámetros, están representadas en la figura 3.3.

El análisis de la simulación requiere el conocimiento de la operación de las líneas de transferencia y su alineación en el proceso de recolección, cuyo análisis se desarrolla posteriormente.

### 3.2.5 LONGITUD DE LAS LÍNEAS DE TRANSFERENCIA

La distancia entre las plataformas de producción de los campos en el área sur y el SPF se obtuvieron a partir del trazado y perfil total de ductos.

Las distancias reportadas en las tablas 3.10 y 3.11 toman en consideración el trazado horizontal de las líneas de transferencia principal y líneas de conexión, en las diferentes plataformas de los campos de producción.

**Tabla 3.10.** Longitud de las líneas principales del sistema de transferencia del área sur.

Desde	Hasta	Línea de transferencia	Distancia	
			m	ft
WP-A	SPF	L1 A-SPF	13 485	44 241
WP-E	SPF	L2 E-SPF	4 703	15 429
WP-H	SPF	L3 H-SPF	12 952	42 495
WP-I	SPF	L4 I-SPF	14 126	46 345

**Tabla 3.11.** Longitud de las líneas de conexión del sistema de transferencia del área sur.

Desde	Hasta	Línea de conexión	Distancia	
			m	ft
WP-B	L1 A-SPF	L-BA	553	1 813
WP-C	L1 A-SPF	L-CA	715	2 346
WP-D	L2 E-SPF	L-DE	689	2 260
WP-D	L3 H-SPF	L-DH	694	2 277
WP-D	L4 I-SPF	L-DI	684	2 244
WP-E	L3 H-SPF	L-EH	279	915
WP-E	L4 I-SPF	L-EI	263	862
WP-F	WP-D	L-FD	602	1 975
WP-G	L3 H-SPF	L-GH	195	638
WP-I	L3 H-SPF	L-IH	5 332	17 493
WP-J	L4 I-SPF	L-JI	302	992
WP-J	L-IH	L-JIH	310	1 017
WP-K	L4 I-SPF	L-KI	39	128
WP-K	L-IH	L-KIH	33	109

Las tablas 3.12, 3.13 y 3.14 muestran la ubicación de los nodos de interconexión a lo largo de las líneas principales del sistema de transferencia. Los valores mostrados en las tablas consideran la distancia desde la plataforma de salida de la línea principal hasta el nodo en el que se acopla la línea de conexión.

**Tabla 3.12.** Ubicación de los nodos de interconexión en las líneas principales: L1 A-SPF y L2 E-SPF.

Desde	Hasta	Distancia	
		m	ft
WP-A	L-BA	5 960	19 552
WP-A	L-CA	9 245	30 330
WP-E	L-DE	3 490	11 450

**Tabla 3.13.** Ubicación de los nodos de interconexión en la línea principal: L3 H-SPF.

Desde	Hasta	Distancia	
		m	ft
WP-H	L-GH	1 720	5 643
WP-H	L-IH	4 247	13 934
WP-H	L-EH	8 584	28 164
WP-H	L-DH	11 740	38 517



**Tabla 3.14.** Ubicación de los nodos de interconexión en la línea principal: L4 I-SPF

Desde	Hasta	Distancia	
		m	ft
WP-I	L-KI	1 780	5 840
WP-I	L-JI	3 784	12 414
WP-I	L-EI	9 706	31 844
WP-I	L-DI	12 914	42 369
WP-I	L-KIH	1 782	5 846
WP-I	L-JIH	3 784	12 415

### 3.2.6 PARÁMETROS DE LAS TUBERÍAS

El diseño del sistema de transferencia considera el material de tubería API 5L X60. El rating del material es ANSI 600 lb. La presión y temperatura de diseño estarán dadas de acuerdo con los códigos aplicables según el servicio.

La tabla 3.15 muestra un resumen de los diámetros nominal, interno, externo y los espesores de pared para las tuberías del sistema. La rugosidad, así como los parámetros de transferencia de calor hacia el ambiente, son:

Rugosidad absoluta de la tubería: 0,04572 mm

Conductividad Térmica del material de la tubería: 48,461 w / m °K

Conductividad Térmica del medio: 3,202 w / m °K

Profundidad de la zanja para la tubería: 1,5 m

**Tabla 3.15.** Características de las tuberías empleadas en la simulación de las líneas de transferencia.

Diámetro Nominal [in]	Cédula	Diámetro Externo [cm]	Diámetro Interno [cm]	Espesor de la pared [cm]	Rugosidad Relativa
4	80	11,43	9,72	0,86	0,000470
10	80	27,31	24,29	1,51	0,000188
12	80	32,39	28,89	1,75	0,000158
-	-	40,64	38,74	0,95	0,000118
-	-	50,80	49,22	0,79	0,000093

### 3.3 DETERMINACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

La simulación del sistema de transferencia del fluido de producción del área sur se realizó a partir del aporte individual de los pozos, agrupados de acuerdo con su arena productora.

Para el escenario producción promedio se consideraron los flujos de producción registrados en el período del 10 al 29 de octubre del 2009. Para el escenario producción pronosticada se consideró la máxima producción de fluido en el pronóstico 2010 - 2018 de los campos del Bloque 16.

La tabla 3.16 muestra el resumen de producción para los campos del área sur según el reporte de producción de reservorios por campo y pozo correspondiente al período del 10 de octubre hasta el 29 de octubre del 2009.

**Tabla 3.16.** Producción de reservorios por campo y pozo. Período: 10 de Octubre de 2009 – 29 de octubre de 2009.

Campo	Plataforma	Reservorio	Petróleo		Agua		Fluido	
			BOPD	[m <sup>3</sup> /h]	BWPD	[m <sup>3</sup> /h]	BFPD	[m <sup>3</sup> /h]
Campo A	WP-A	BT	601	3,98	380	2,52	981	6,50
		M-1	1 028	6,81	37 523	248,57	38 551	255,38
		U	327	2,17	1 939	12,85	2 267	15,02
	WP-C	BT	563	3,73	449	2,98	1 013	6,71
		M-1	1 274	8,44	51 825	343,31	53 099	351,75
		U	849	5,62	13 321	88,24	14 170	93,87
WP-B	M-1	1 881	12,46	69 644	461,36	71 526	473,82	
Campo B	WP-F	U	135	0,90	2 739	18,15	2 874	19,04
	WP-D	M-1	1 934	12,81	49 572	328,39	51 507	341,20
		U	3 032	20,08	49 589	328,50	52 621	348,58
	WP-E	BT	454	3,01	672	4,45	1 126	7,46
		M-1	1 448	9,59	16 851	111,63	18 299	121,22
		U	1 865	12,35	44 951	297,78	46 816	310,13
Campo C	WP-G	M-1	2 052	13,59	68 070	450,93	70 122	464,52
		U	625	4,14	6 974	46,20	7 599	50,34
	WP-H	M-1	2 841	18,82	77 443	513,02	80 285	531,84
		U	646	4,28	12 142	80,43	12 787	84,71
Campo D	WP-K	U	162	1,07	13 547	89,74	13 709	90,81
	WP-I	U	6 223	41,22	82 153	544,22	88 376	585,44
		M-1	3 269	21,65	74 167	491,32	77 436	512,97
	WP-J	M-1	1 241	8,22	38 325	253,88	39 565	262,10
		U	1 133	7,51	15 192	100,64	16 325	108,15

Durante la estimación del flujo de producción no se ha incluido el flujo de gas ya que la cantidad de gas presente en cada punto de la tubería depende de las condiciones de presión y temperatura.

Los flujos de gas se calculan en función del equilibrio líquido-vapor a presión y temperatura locales, y dependen de la caracterización de los fluidos realizada en el simulador además del flujo de petróleo proyectado en el plan de producción.

El pronóstico de producción se obtiene a partir del perfil de producción proyectado a 2018. La tabla 3.17 muestra la máxima producción de fluido obtenida a partir de dicho perfil, y que será empleada en la simulación del sistema de transferencia.

**Tabla 3.17.** Distribución de la producción por campo para el escenario máxima producción de fluido, proyectado a Junio 2011.

Max Fluid	Petróleo		Agua		Fluido	
	BOPD	[m <sup>3</sup> /h]	BWPD	[m <sup>3</sup> /h]	BFPD	[m <sup>3</sup> /h]
Campo A	8 715	57,7	217 025	1 437,7	225 740	1 495,4
Campo B	5 079	33,6	139 170	921,9	144 249	955,6
Campo C	3 976	26,3	112 791	747,2	116 767	773,5
Campo D	12 990	86,1	279 406	1 850,9	292 396	1 937,0

A partir del pronóstico mostrado en la tabla 3.17, se han estimado las producciones para las arenas de los campos del área sur del Bloque 16, considerando el porcentaje de aporte calculado para la producción promedio mostrado en la tabla 3.16.

La tabla 3.18 muestra el resumen del pronóstico de producción calculado a partir de la máxima producción de fluido, proyectada a junio 2011.

**Tabla 3.18.** Producción de reservorios por campo y pozo. Escenario: máxima producción de fluido, proyectada a junio 2011.

Campo	Plataforma	Reservorio	Petróleo		Agua		Fluido	
			BOPD	[m <sup>3</sup> /h]	BWPD	[m <sup>3</sup> /h]	BFPD	[m <sup>3</sup> /h]
Campo A	WP-A	BT	803	5,32	471	3,12	1 274	8,44
		M-1	1 373	9,10	46 512	308,12	47 886	317,22
		U	437	2,90	2 404	15,92	2 841	18,82
	WP-C	BT	753	4,98	557	3,69	1 310	8,68
		M-1	1 702	11,27	64 240	425,56	65 942	436,83
		U	1 134	7,51	16 512	109,38	17 646	116,90
	WP-B	M-1	2 513	16,65	86 328	571,88	88 841	588,53
Campo B	WP-F	U	77	0,51	2 319	15,36	2 397	15,88
	WP-D	M-1	1 108	7,34	41 971	278,04	43 079	285,37
		U	1 736	11,50	41 985	278,13	43 722	289,63
	WP-E	BT	260	1,72	569	3,77	829	5,49
		M-1	829	5,49	14 267	94,51	15 096	100,01
		U	1 068	7,07	38 058	252,12	39 126	259,19
Campo C	WP-G	M-1	1 323	8,77	46 636	308,94	47 960	317,71
		U	403	2,67	4 778	31,65	5 181	34,32
	WP-H	M-1	1 833	12,14	53 058	351,48	54 891	363,62
		U	416	2,76	8 319	55,11	8 735	57,86
Campo D	WP-K	U	175	1,16	16 945	112,25	17 119	113,41
	WP-I	U	6 721	44,52	102 756	680,70	109 477	725,23
		M-1	3 530	23,39	92 767	614,54	96 298	637,92
	WP-J	M-1	1 340	8,88	47 936	317,55	49 276	326,43
		U	1 224	8,11	19 002	125,88	20 226	133,99

### 3.4 ANÁLISIS DE LA RED DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS

#### 3.4.1 OBJETIVO

Estudiar el sistema de transferencia del fluido de producción proveniente de las plataformas del área sur del Bloque 16, hacia el SPF.

#### 3.4.2 ALCANCE

El desarrollo del análisis de la red de transferencia de fluido del área sur, comenzando en las plataformas de producción hasta la estación de facilidades SPF.

En este estudio se presenta la simulación del sistema empleada en el cálculo de las presiones requeridas en las plataformas de los diferentes campos, así como en la evaluación de los resultados de velocidad de flujo en las diferentes líneas de la red, considerando los criterios de velocidad de erosión en flujo multifásico recomendados por la norma API RP 14E.

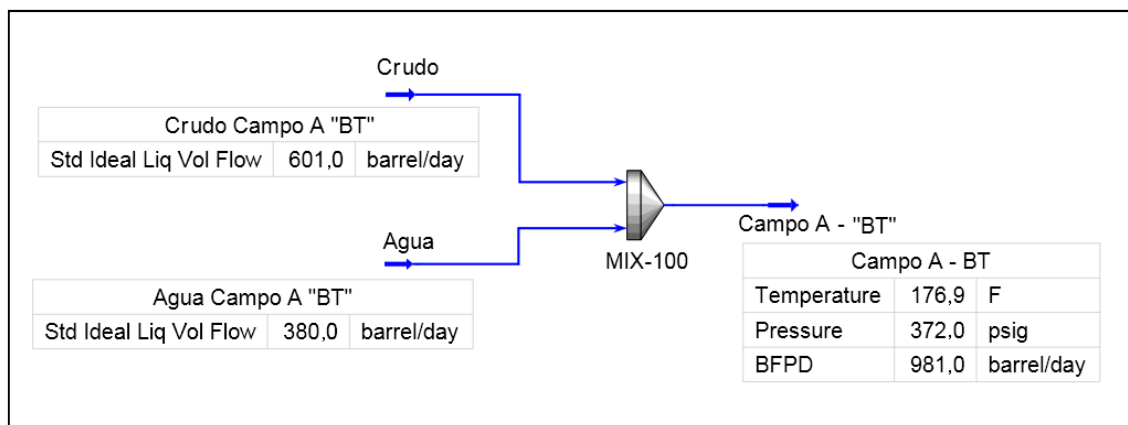
La simulación del sistema es analizada en dos escenarios de principales: producción promedio y producción pronosticada.

### **3.4.3 CORRIENTE DE FLUIDO UTILIZADA EN EL AMBIENTE DE SIMULACIÓN**

La corriente de fluido proveniente de los diferentes pozos productores constituye una mezcla de gas, petróleo crudo y agua, en un solo flujo. El sistema de transferencia del área sur ha sido diseñado con el fin de transportar dicho flujo fluido desde los campos de producción hasta la estación de facilidades.

La simulación del flujo multifásico se realiza a partir de la determinación de una corriente de fluido en el ambiente de simulación. Esta corriente es creada a partir de la unión de las corrientes de crudo y gas caracterizado con una corriente de agua.

El fluido promedio de cada campo se obtiene a partir de la mezcla de la corriente caracterizada de crudo y gas con la corriente de agua, empleando los flujos mostrados en las tablas 3.16 y 3.18, de la siguiente manera:



**Figura 3.4.** Corriente de fluido reconstituída. Campo A, reservorio: Basal Tena.

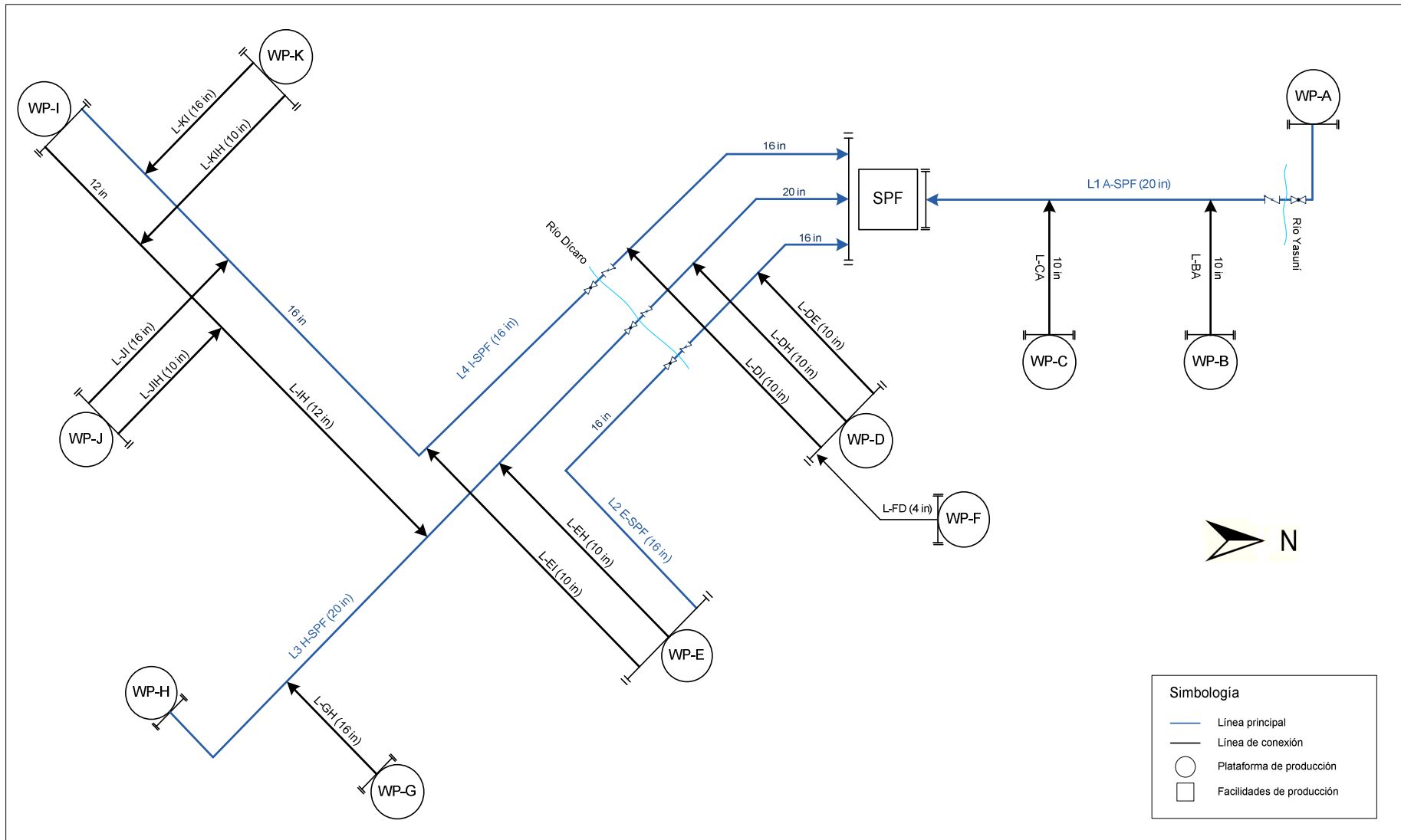
### 3.4.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE RECOLECCIÓN DE PRODUCCIÓN

El flujo de producción del SPF proviene de los campos ubicados en el área sur; los que fueron denominados como: Campo A, Campo B, Campo C y Campo D.

En el Campo A se han instalado 3 plataformas de producción: WP-A, WP-B y WP-C. En el Campo B se han instalado 3 plataformas de producción: WP-D, WP-E y WP-F. En el Campo C se han instalado 2 plataformas de producción: WP-G y WP-H. En el Campo D se han instalado 3 plataformas de producción: WP-I, WP-J y WP-K. Estas plataformas, así como las líneas de transporte, se ubican según el mapa indicado en la figura 3.5.

En el SPF se reciben los fluidos recolectados en los diferentes campos, a través de cuatro líneas principales, ubicadas en las plataformas WP-A para el Campo A, WP-E para el campo B, WP-H para el campo C y WP-I para el campo D.

El proceso de recolección del fluido de producción inicia con el transporte del fluido proveniente de los pozos hacia el manifold ubicado en cada plataforma de producción. El objetivo de este transporte consiste en obtener una única corriente de fluido en cada plataforma, que será enviada a través de la red de transferencia del área sur.



**Figura 3.5.** Mapa de ubicación de los campos de producción del área sur del Bloque 16.

#### **3.4.4.1 LÍNEA PRINCIPAL DEL CAMPO A, PLATAFORMA WP-A: L1 A-SPF**

Los fluidos de las plataformas WP-A, WP-B y WP-C en el campo A, se transportan mediante una línea principal y dos líneas de conexión.

La línea principal L1 A-SPF de 20 pulgadas de diámetro empieza su recorrido en la plataforma WP-A y recoge el fluido de las plataformas WP-B y WP-C mediante de dos líneas de conexión de 10 pulgadas de diámetro cada una. La presión de arribo al SPF se ajustó en 75 psig (618,6 kPa).

#### **3.4.4.2 LÍNEA PRINCIPAL DEL CAMPO B, PLATAFORMA WP-E: L2 E-SPF**

En el campo B, el sistema de transferencia de la plataforma WP-E está formado por la línea principal L2 E-SPF, y dos líneas de conexión. La producción de las plataformas WP-D y WP-F, en el mismo campo, es transportada a través de tuberías de conexión.

La línea principal L2 E-SPF de 16 pulgadas de diámetro empieza su recorrido en la plataforma WP-E. En esta línea se ubica la conexión L-DE, de 10 pulgadas de diámetro, que transporta la producción de la plataforma WP-D.

La plataforma WP-E está provista de dos líneas de conexión de 10 pulgadas de diámetro, adicionales a la línea principal L2 E-SPF. La línea L-EH se conecta con la línea principal del campo C, mientras que la línea L-EI se conecta con la línea principal del campo D.

El fluido de la plataforma WP-E se transporta hacia el SPF mediante la línea principal L2 E-SPF, de 16 pulgadas de diámetro. Las líneas de conexión hacia las líneas principales de los campos C y D permanecen cerradas en el proceso de recolección. La presión de arribo de la línea principal L2 E-SPF será aproximadamente de 85 psig (687,4 kPa).



### **3.4.4.3 LÍNEAS DE CONEXIÓN DEL CAMPO B, PLATAFORMAS WP-D Y WP-F**

El transporte de la producción de las plataformas WP-D y WP-F del campo B se realiza mediante de líneas de conexión con las tuberías principales del área sur.

El fluido de la plataforma WP-F se transporta hacia la plataforma WP-D por medio de la línea de conexión L-FD. El sistema de transferencia para la plataforma de producción WP-D consta de tres líneas de conexión de 10 pulgadas de diámetro.

La línea L-DH se conecta con la línea principal del campo C: L3 H-SPF, la línea L-DI se conecta con la línea principal del campo D: L4 I-SPF y la línea L-DE se conecta con la línea principal del campo B: L2 E- SPF.

La producción de la plataforma WP-D se recoge en las líneas principales de los campos B y D a través de las conexiones L-DE y L-DI, respectivamente. La línea de conexión L-DH permanece cerrada durante la operación del sistema de recolección.

### **3.4.4.4 LÍNEA PRINCIPAL DEL CAMPO C, PLATAFORMA WP-H: L3 H-SPF**

La línea principal L3 H-SPF de 20 pulgadas de diámetro empieza su recorrido en la plataforma WP-H. En su trayecto se encuentran las conexiones con las líneas L-GH (16in), L-IH (12in), L-EH (10in), L DH (10in), de las plataformas WP-G, WP-I, WP-E y WP-D, respectivamente. La presión de arriba de la línea L3 H-SPF en el SPF se establece en aproximadamente 85 psig (687,4 kPa).

El fluido proveniente de la plataforma WP-H se transporta hacia el SPF mediante la línea principal L3 H-SPF. El fluido de la plataforma WP-G se unirá al fluido del campo C a través de la conexión L-GH, de 16 pulgadas.

#### **3.4.4.5 LÍNEA PRINCIPAL DEL CAMPO D, PLATAFORMA WP-I: L4 I-SPF**

La línea principal L4 I-SPF de 16 pulgadas empieza su recorrido en la plataforma WP-I del campo D. En esta línea se acoplan las líneas de conexión: L-KI (16in), L-JI (16in), L-EI (10in) y L-DI (10in), provenientes de las plataformas WP-K, WP-J, WP-E y WP-D, respectivamente.

La línea de conexión L-IH, de 12 pulgadas de diámetro, comprende una línea adicional instalada en la plataforma WP-I, cuya conexión se realiza en la línea principal L3 H-SPF.

Las plataformas WP-J y WP-K, además de las líneas de conexión con la línea principal L4 I-SPF, están provistas de las conexiones L-KIH y L-JIH, de 10 pulgadas de diámetro, con la línea de conexión L-IH instalada en la plataforma WP-I.

El fluido de la plataforma WP-I se transporta hacia el SPF mediante la línea principal de 16 pulgadas. La presión de arribo al SPF se ajustó en 75 psig (618,5 kPa).

La producción de las plataformas WP-K y WP-J se transporta hacia SPF mediante las líneas de conexión L-KIH y L-JIH. Las líneas de conexión L-KI y L-JI con la línea principal L4 I-SPF permanecen cerradas en el proceso de recolección de fluido en el Campo D.

### **3.5 ALINEACIÓN DE TUBERÍAS PARA LA RED DE TRANSFERENCIA**

El análisis de la simulación se desarrolló a partir de la alineación de tuberías del sistema de transporte. Dicha alineación describe el arreglo de las líneas principales y de conexión por las que circula el fluido de producción, y se la

establece conforme a la operación actual de los campos y plataformas de producción del área sur del Bloque 16, descrita en el punto 3.4.4.

La red que opera en el sistema de transferencia será evaluada a partir del flujo de producción calculado para cada plataforma. Los parámetros operativos obtenidos en la simulación del sistema serán comparados con datos de campo registrados durante la operación de la red.

La tabla 3.19 muestra el resumen para la alineación de las tuberías principales en el transporte del fluido de producción.

**Tabla 3.19.** Parámetros de las líneas principales de la red de transferencia de fluidos del área sur hacia el SPF.

<b>Líneas Principales</b>	<b>Diámetro [in]</b>	<b>Espesor de la pared [in]</b>	<b>Rugosidad Relativa</b>	<b>Operación</b>
L1 A-SPF	20	0,312	0,000093	Habilitada
L4 I-SPF	16	0,375	0,000118	Habilitada
L3 H-SPF	20	0,312	0,000093	Habilitada
L2 E-SPF	16	0,375	0,000118	Habilitada

La simulación de la red de transferencia de fluidos de producción no considera las líneas cerradas que no intervienen en el proceso de recolección. La operación de las líneas de conexión se resume en la tabla 3.20.

El análisis de las líneas no habilitadas fue desarrollado para la condición de flujo correspondiente a la totalidad de producción en la plataforma.

**Tabla 3.20.** Parámetros de las líneas de conexión con las líneas principales de la red de recolección de fluidos del área sur.

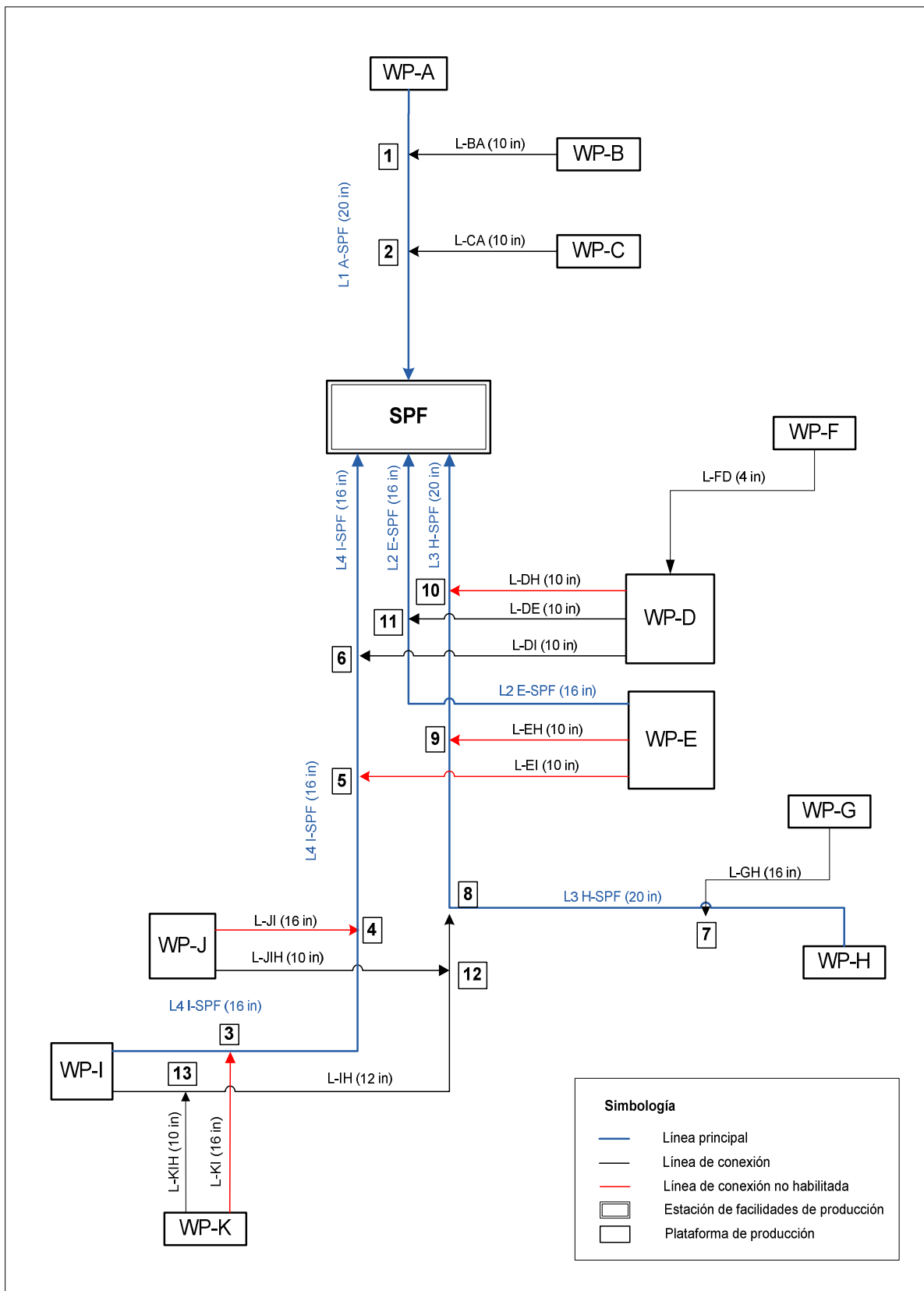
<b>Conexión</b>	<b>Línea Principal</b>	<b>Diámetro Nominal [in]</b>	<b>Cédula</b>	<b>Operación</b>
L-BA	L1 A-SPF	10	80	Habilitada
L-CA	L1 A-SPF	10	80	Habilitada
L-DH	L3 H-SPF	10	80	Cerrada
L-DE	L2 E-SPF	10	80	Habilitada
L-DI	L4 I-SPF	10	80	Habilitada

**Tabla 3.20.** Parámetros de las líneas de conexión con las líneas principales de la red de recolección de fluidos del área sur, **continuación...**

<b>Conexión</b>	<b>Línea Principal</b>	<b>Diámetro Nominal [in]</b>	<b>Cédula</b>	<b>Operación</b>
L-EH	L3 H-SPF	10	80	Cerrada
L-EI	L4 I-SPF	10	80	Cerrada
L-GH	L3 H-SPF	16	Standard	Habilitada
L-IH	L3 H-SPF	12	80	Habilitada
L-KI	L4 I-SPF	16	Standard	Cerrada
L-KIH	L-IH	10	80	Habilitada
L-JI	L4 I-SPF	16	Standard	Cerrada
L-JIH	L-IH	10	80	Habilitada

La figura 3.6 muestra el diagrama de flujo obtenido para la red de recolección en la que se ha considerado la alineación de tuberías establecida para la operación actual de los campos y plataformas del área sur.

En este diagrama se han señalado los nodos de interconexión con el fin de desarrollar el análisis del sistema de transferencia en los diferentes tramos de la red.



**Figura 3.6.** Diagrama de flujo para la alineación de la red de tuberías del área sur.

### 3.6 CORRIENTE DE PETRÓLEO OBTENIDA EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN SUR

Luego de ajustar el modelo de simulación, se evaluó el método de caracterización del fluido de producción a partir de los reportes de análisis de laboratorio para el petróleo recuperado en el SPF, así como para la mezcla del petróleo recuperado en el NPF y SPF.

La corriente de fluido simulada en cada línea de transferencia, fue mezclada y separada para obtener la corriente de petróleo que permite representar las características del crudo recuperado. La tabla 3.21 presenta los resultados para las propiedades físicas de las corrientes de petróleo obtenidas en la simulación y en los análisis de laboratorio.

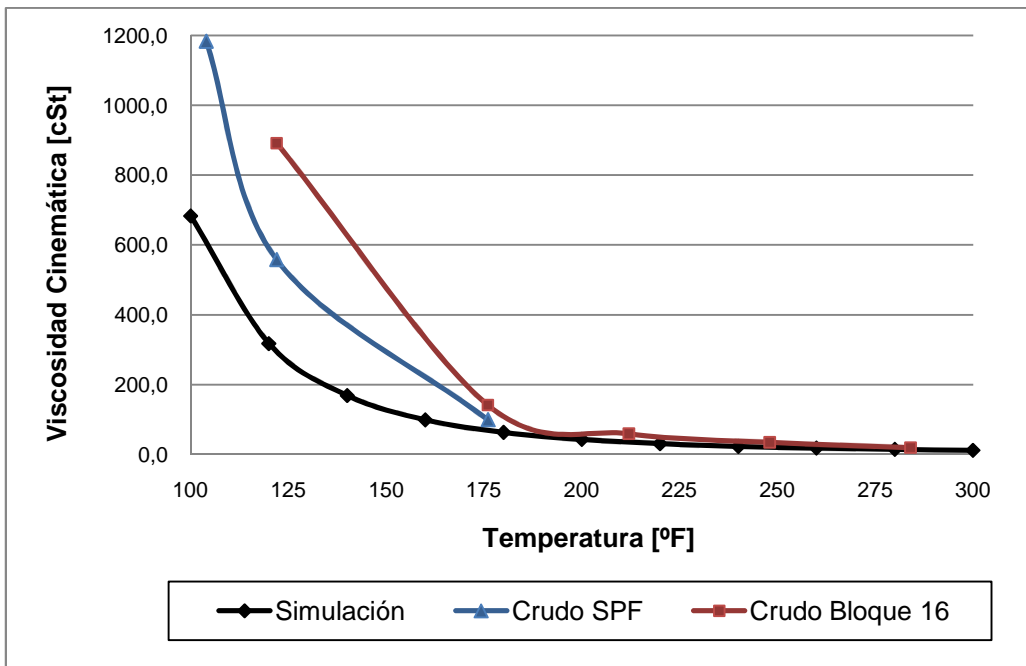
**Tabla 3.21.** Propiedades del petróleo recuperado en el área sur de acuerdo con el reporte de laboratorio y a la simulación del sistema de transferencia.

Parámetro	Crudo Simulación	Crudo SPF	Crudo Bloque 16
Gravedad API	15,6	15,7	15,9
Gravedad específica	0,9596	0,9613	0,9602
Factor de caracterización	11,09	-	11,70

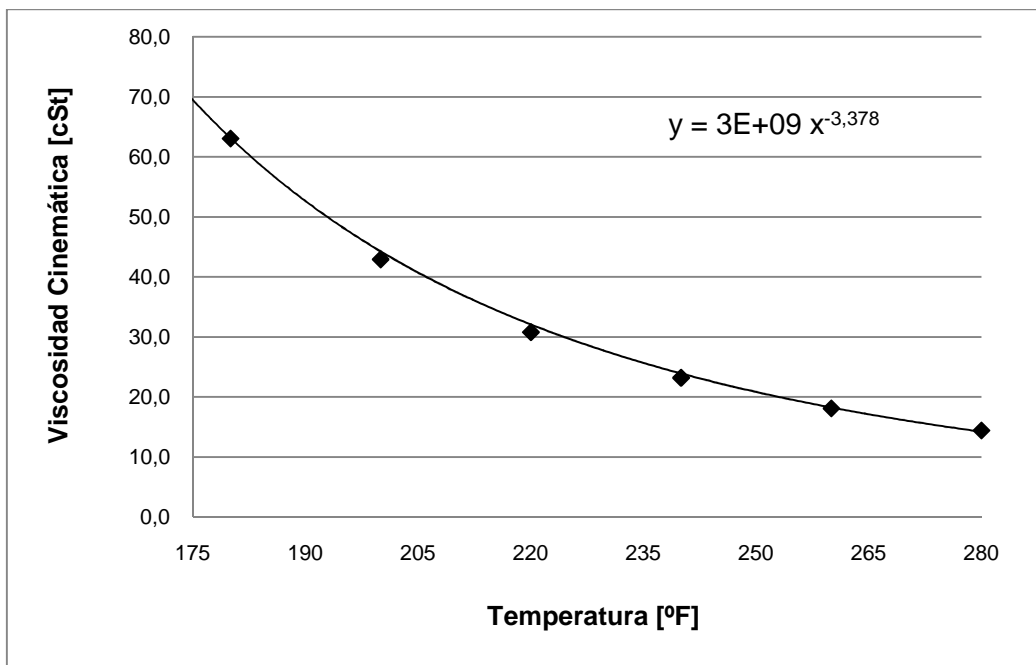
Los resultados para el comportamiento de la viscosidad del crudo se presentan en la figura 3.7. El rango de temperatura empleado en la caracterización se encuentra entre los 150 °F y 210 °F.

La figura 3.8 presenta la curva de viscosidad a partir de la cual se desarrolló el análisis de la simulación. El rango de temperatura que describe apropiadamente el comportamiento de viscosidad del crudo se encuentra entre 175 °F y 280 °F.

El BS&W en el fluido de producción del área sur es de 95%, aproximadamente. Esto implica que los efectos por la viscosidad del agua en la mezcla predominan sobre los efectos de viscosidad del crudo.



**Figura 3.7.** Curva de viscosidad para el petróleo obtenido en el SPF. Datos del reporte de laboratorio y simulación del sistema de transferencia.



**Figura 3.8.** Curva de viscosidad para el petróleo obtenido en el SPF. Resultados obtenidos en la simulación.

### **3.7 RESULTADOS PARA EL SISTEMA DE TRANSFERENCIA**

Para ajustar el modelo simulado, se considera la producción total de cada campo, y se procede a determinar la desviación del modelo con respecto a las condiciones reales de presión en cada plataforma.

Pueden ser varios los factores para las desviaciones observadas en las plataformas de producción, como por ejemplo: viscosidades de crudo, diámetros internos de tuberías, válvulas parcialmente cerradas a la entrada de la red de tuberías, desniveles topográficos entre plataformas.

Los resultados calculados en la simulación del sistema de transferencia hacen referencia al diagrama mostrado en la figura 3.6, presentado anteriormente.

### **3.8 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN EN LAS PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN**

El cálculo de las presiones en las plataformas, de acuerdo con la simulación del sistema de transferencia descrita en el capítulo 2, se condensa en las tablas 3.22 y 3.24. Los resultados obtenidos de las presiones de salida en las plataformas corresponde a los escenarios: producción promedio y pronóstico de producción, respectivamente.

En las tablas 3.23 y 3.25 se presentan los resultados obtenidos para el fluido de producción en las líneas de llegada al SPF, para los escenarios: producción promedio y pronóstico de producción, respectivamente.



**Tabla 3.22.** Resultados para el cálculo de presión en las plataformas de producción. Escenario: producción promedio.

Nombre	WP-A	WP-C	WP-B	WP-F	WP-D	WP-E	WP-G	WP-H	WP-K	WP-I	WP-J
Flujo actual de crudo [barril/día]	1 987	2 739	1 907	138	5 135	3 849	2 729	3 555	165	9 743	2 411
Flujo actual de agua [barril/día]	41 576	68 543	72 593	2 859	103 697	65 120	77 921	92 712	14 139	163 457	55 841
Flujo volumétrico actual [barril/día]	44 141	73 043	75 365	3 123	112 612	72 243	81 205	96 647	14 362	173 200	58 883
Flujo de gas, Cond Std [MSCFD]	64,4	111,2	73,7	6,4	179,7	170,8	53,3	42,3	5,8	-	63,9
Gravedad API, Cond Std (Crudo)	16,0	15,4	15,8	17,9	18,9	17,6	14,8	15,2	15,1	13,8	13,9
Temperatura [°C]	91,0	92,1	89,4	90,6	92,8	89,1	85,0	81,2	91,1	93,4	90,8
Presión [kPa]	2 438,3	1 406,3	1 868,3	1 138,4	1 073,5	1 159,2	2 079,4	2 377,5	2 193,3	2 506,9	2 217,0
Presión de la plataforma [kPa]	2 721,4	1 962,9	2 617,9	1 135,6	1 328,6	1 542,4	2 445,6	2 721,4	2 721,4	2 514,5	2 445,6
% Precisión en la presión calculada	89,6	71,6	71,4	100,2	80,8	75,2	85,0	87,4	80,6	99,7	90,7

**Tabla 3.23.** Resultados para el cálculo de presión en las líneas de llegada al SPF. Escenario: producción promedio.

Nombre	L1 A-SPF	L2 E-SPF	L3 H-SPF	L4 I-SPF
Flujo actual de crudo [barril/día]	6 588	6 993	8 817	11 765
Flujo actual de agua [barril/día]	182 054	128 686	239 983	205 532
Flujo volumétrico actual [barril/día]	203 941	146 936	262 015	233 707
Flujo de gas, Cond Std [MSCFD]	428,0	344,0	416,5	456,5
Gravedad API, Cond Std (Crudo)	16,0	18,3	15,2	15,1
Temperatura [°C]	86,0	87,4	81,4	89,4
Presión [kPa]	618,4	680,8	687,4	618,4

**Tabla 3.24.** Resultados para el cálculo de presión en las plataformas de producción. Escenario: producción pronosticada.

Name	WP-A	WP-C	WP-B	WP-F	WP-D	WP-E	WP-G	WP-H	WP-K	WP-I	WP-J
Flujo actual de crudo [barril/día]	2 654	3 660	2 549	79	2 941	2 204	1 759	2 293	178	10 511	2 604
Flujo actual de agua [barril/día]	51 534	84 957	89 977	2 420	87 796	55 134	53 390	63 525	17 686	204 408	69 847
Flujo volumétrico actual [barril/día]	54 891	90 585	93 502	2 570	92 835	59 200	55 621	66 158	17 934	214 919	73 192
Flujo de gas, Cond Std [MSCFD]	81,9	138,8	91,1	3,6	100,4	96,6	40,5	34,2	6,5	-	71,9
Gravedad API, Cond Std (Crudo)	15,9	15,3	15,7	17,9	18,9	17,6	14,8	15,3	15,1	13,8	14,0
Temperatura [°C]	91,0	92,1	89,4	90,6	92,8	89,1	85,0	81,2	91,1	93,4	90,8
Presión [kPa]	2 548,4	1 568,0	2 041,2	1 137,1	1 080,4	1 153,1	1 860,1	2 153,5	2 080,9	2 962,7	2 129,1
Presión en la plataforma [kPa]	2 844,1	2 188,6	2 860,2	1 134,3	1 337,2	1 534,2	2 187,6	2 465,0	2 581,9	2 971,6	2 348,7

**Tabla 3.25.** Resultados para el cálculo de presión en las líneas de llegada al SPF. Escenario: producción pronosticada.

Name	L1 A-SPF	L2 E-SPF	L3 H-SPF	L4 I-SPF
Flujo actual de crudo [barril/día]	8 803	4 305	6 795	11 338
Flujo actual de agua [barril/día]	225 723	117 929	203 643	230 910
Flujo volumétrico actual [barril/día]	255 061	128 913	220 862	257 649
Flujo de gas, Cond Std [MSCFD]	574,0	206,1	329,0	429,1
Gravedad API, Cond Std (Crudo)	16,0	18,4	15,1	14,6
Temperatura [°C]	86,3	87,3	81,0	89,4
Presión [kPa]	618,4	687,4	687,4	618,4

### 3.9 RESULTADOS PARA LAS LÍNEAS DE FLUJO

Una vez considerada la alineación de las tuberías con la que actualmente opera la red de recolección de fluidos del área sur, se realizó el ajuste de presiones en los nodos y plataformas.

Considerando ciertas correcciones debidas al ajuste del modelo ideal, con los parámetros de operación descritos en el proceso de recolección de fluidos, se determinó la velocidad de la mezcla circulante y la velocidad de erosión en cada sección de la red, de acuerdo con la recomendación de la norma API RP 14E. Los resultados obtenidos incluyen la presión calculada para los nodos, y las velocidades de la mezcla y erosión.

#### 3.9.1 ESCENARIO: PRODUCCIÓN PROMEDIO

En las tablas 3.26, 3.27, 3.28 y 3.29 se condensan los resultados de presión y velocidad de flujo para la producción promedio de fluido en los campos: Campo A, Campo B, Campo C y Campo D del área sur.

**Tabla 3.26.** Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo A. Escenario: producción promedio.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
WP-A : Nodo 1	41 800	2 438,7	91,0	1 638,9	82,1	0,43	3,97
WP-B : Nodo 1	71 530	1 868,5	89,4	1 638,9	89,1	3,00	3,97
Nodo 1 : Nodo 2	113 300	1 636,1	86,7	1 232,1	84,9	1,17	3,98
WP-C : Nodo 2	68 280	1 406,5	92,1	1 232,1	91,5	2,92	4,00
Nodo 2 : SPF	181 600	1 232,1	87,4	618,5	86,0	1,97	4,06

**Tabla 3.27.** Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo B. Escenario: producción promedio.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
WP-F : WP-D	2 874	1 138,0	90,6	1 073,0	82,7	0,77	4,00
WP-E : Nodo 11	66 240	1 159,0	89,1	892,2	86,0	1,14	4,03
WP-D : Nodo 11	64 200	1 073,5	92,5	892,2	91,9	2,79	4,02
Nodo 11 : SPF	130 400	892,2	87,9	680,9	87,3	2,29	4,07

**Tabla 3.28.** Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo C. Escenario: producción promedio.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
WP-G : Nodo 7	77 720	2 079,5	85,0	2 059,5	84,9	1,27	3,95
WP-H : Nodo 7	93 070	2 377,3	81,2	2 059,5	80,1	0,94	3,94
Nodo 7 : Nodo 8	170 800	2 056,0	82,3	1 666,5	81,4	1,73	3,95
Nodo 8 : SPF	240 400	1 667,2	83,4	687,4	81,4	2,53	4,01

**Tabla 3.29.** Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo D. Escenario: producción promedio.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
WP-I : Nodo 6	165 800	2 506,9	93,4	965,3	88,8	2,76	3,98
WP-D : Nodo 6	42 800	1 073,5	92,5	965,3	91,7	1,85	4,01
Nodo 6 : SPF	208 600	963,2	89,7	618,5	89,4	3,61	4,05
WP-K : Nodo 13	13 710	2 193,2	91,1	2 191,8	91,0	0,57	3,95
Nodo 13 : Nodo 12	13 710	2 191,8	91,0	2 114,6	83,4	0,40	3,94
WP-J : Nodo 12	55 890	2 216,7	90,8	2 114,6	90,5	2,34	3,97
Nodo 12 : Nodo 8	69 600	2 113,9	89,2	1 666,5	87,9	2,07	3,97

### 3.9.2 ESCENARIO: PRODUCCIÓN PRONOSTICADA

En las tablas 3.30, 3.31, 3.32 y 3.33 se condensan los resultados de presión y velocidad de flujo para la producción pronosticada de fluido en los campos: Campo A, Campo B, Campo C y Campo D del área sur.

**Tabla 3.30.** Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo A. Escenario: producción pronosticada.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
WP-A : Nodo 1	52 000	2 548,3	91,0	1 742,3	83,7	0,53	3,97
WP-B : Nodo 1	88 840	2 041,5	89,4	1 742,3	89,2	3,73	3,97
Nodo 1 : Nodo 2	140 800	1 741,6	86,7	1 314,8	85,2	1,46	3,98
WP-C : Nodo 2	84 900	1 567,9	92,1	1 314,8	91,7	3,62	4,00
Nodo 2 : SPF	225 700	1 314,1	87,4	618,5	86,3	2,45	4,07

**Tabla 3.31.** Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo B. Escenario: producción pronosticada.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
WP-F : WP-D	2 369	1 137,0	90,6	1 080,0	81,4	0,63	3,97
WP-E : Nodo 11	55 050	1 152,8	89,1	908,0	85,4	0,93	4,00
WP-D : Nodo 11	62 440	1 080,4	92,5	908,0	91,9	2,67	4,00
Nodo 11 : SPF	117 500	881,1	87,9	687,4	87,3	2,01	4,02

**Tabla 3.32.** Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo C. Escenario: producción pronosticada.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
WP-G : Nodo 7	53 140	1 860,2	85,0	1 845,7	84,8	0,87	3,95
WP-H : Nodo 7	63 630	2 153,2	81,2	1 845,7	79,7	0,64	3,94
Nodo 7 : Nodo 8	116 800	1 845,7	82,3	1 494,1	81,1	1,18	3,95
Nodo 8 : SPF	203 400	1 496,9	83,4	687,4	81,0	2,13	4,01

**Tabla 3.33.** Presión en nodos de conexión y velocidad de flujo y erosión para las líneas de transferencia del Campo D. Escenario: producción pronosticada.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
WP-I : Nodo 6	205 800	2 962,7	93,4	1 007,3	89,9	3,44	3,99
WP-D : Nodo 6	26 760	1 080,4	92,5	1 009,4	91,1	1,14	3,99
Nodo 6 : SPF	232 500	1 010,8	89,7	618,5	89,4	3,99	4,03
WP-K : Nodo 13	17 120	2 080,8	91,1	2 077,4	91,0	0,71	3,95
Nodo 13 : Nodo 12	17 120	2 078,8	91,0	1 997,4	84,8	0,50	3,94
WP-J : Nodo 12	69 500	2 129,1	90,8	1 997,4	90,6	2,91	3,97
Nodo 12 : Nodo 8	86 620	1 999,5	89,2	1 494,1	88,2	2,57	3,97

De los resultados condensados en las tablas 3.26 a 3.33, se establece que el flujo de producción en la red de tuberías del SPF se ajusta al criterio de erosión recomendado por la norma API RP 14E.

Además, en la tabla 3.33, para la velocidad del fluido de producción en la sección de línea Nodo 6 - SPF se alcanza la velocidad de erosión calculada en el escenario producción pronosticada.

La alineación del sistema de transferencia en el tramo descrito permite manejar el flujo de producción previsto ya que la velocidad calculada corresponde a la condición de flujo máximo que se ha proyectado para el período junio-2011.

Este hecho implica que la velocidad de flujo no supera la velocidad de erosión en los períodos del perfil de producción en los que no se sobrepasa la condición de flujo evaluada. Las velocidades calculadas para el pronóstico de producción considerado en este estudio, permitirán ajustar los parámetros operativos del sistema de transferencia durante la operación.

### 3.10 OPERACIÓN DE LAS LÍNEAS DESHABILITADAS

La operación de la red de transferencia de fluidos toma en consideración un programa de mantenimiento dentro del cual se establece el procedimiento de lanzamiento de raspatubos.

Este procedimiento consiste en realizar un barrido interno de la tubería con el fin de impedir la formación de incrustaciones en las paredes de la conducción y evitar la acumulación de fluido en los tramos de la red.

Las tuberías que no se encuentran habilitadas en el proceso de recolección son alineadas en la red una vez que las líneas principales entran en el proceso de barrido, de acuerdo con el cronograma de lanzamiento del raspador. La tabla 3.34 presenta los tramos de la red de tuberías en las que se ha instalado el sistema de lanzamiento y recepción del raspador.

**Tabla 3.34.** Resumen del sistema de lanzamiento de raspatubos en la red de transferencia del área sur.

<b>Tramo</b>	<b>Lanzador</b> Desde	<b>Recibidor</b> Hasta	<b>Diámetro</b> [in]
L1 A-SPF	WP-A	SPF	20
L-IH	WP-I	Nodo 8	12
L4 I-SPF	WP-I	SPF	16
L2 E-SPF	WP-E	SPF	16
L3 H-SPF	WP-H	SPF	20

Para la circulación de fluido en las tuberías de conexión que no se encuentran alineadas, los resultados para la presión en los nodos y velocidades de erosión se calculan a partir de la condición de flujo máximo correspondiente a la producción total del campo.

### 3.10.1 LÍNEAS DE CONEXIÓN PARA LA PLATAFORMA WP-E

En la plataforma WP-E se tienen acopladas dos líneas de conexión de 10 pulgadas a las líneas principales L4 I-SPF y L3 H-SPF. Considerando el flujo total de producción de la plataforma en cada línea de conexión, se presentan los resultados mostrados en la tabla 3.35.

**Tabla 3.35.** Presión en nodos de conexión y velocidades de flujo y erosión. Líneas de conexión de la plataforma WP-E.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
L-EH (10in)	66 240	1 542,4	89,1	1 446,5	88,8	2,83	4,00
L-EI (10in)	66 240	1 542,4	89,1	1 449,3	88,9	2,83	4,00

De los valores reportados en la tabla 3.35, se observa que las líneas de conexión L-EH y L-EI no presentan problemas debido al flujo erosivo cuando transportan la producción total de la plataforma WP-E hacia las líneas principales.

Sin embargo, este flujo de producción debe ser evaluado en las características del flujo resultante para las líneas principales en donde convergen las conexiones del sistema de transferencia de fluido.

### 3.10.2 LÍNEAS DE CONEXIÓN PARA LA PLATAFORMA WP-D

La plataforma WP-D dispone de tres líneas de conexión de 10 pulgadas: L-DH, L-DE y L-DI, con las líneas principales del campo C, campo B y campo D, respectivamente. El flujo de producción de la plataforma se transporta en las líneas L-DE y L-DI, mientras que la línea de conexión L-DH permanece inhabilitada en el sistema de transferencia.



Los resultados obtenidos para las líneas de conexión, considerando el flujo total de producción de la plataforma WP-D en cada línea individual, se presentan en la tabla 3.36.

**Tabla 3.36.** Presión en nodos de conexión y velocidades de flujo y erosión. Líneas de conexión de la plataforma WP-D.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
L-DI (10 in)	107 000	1 314,8	92,5	913,6	92,2	4,64	4,02
L-DE (10 in)	107 000	1 314,8	92,5	913,6	92,2	4,64	4,02
L-DH (10 in)	107 000	1 314,8	92,5	1045,2	92,3	4,64	4,02

La circulación de la producción total de la plataforma WP-D en líneas individuales de conexión, ocasiona efectos erosivos durante el transporte de fluido; tal como se observa al comparar las velocidades de la mezcla y la velocidad de erosión, mostradas en la tabla 3.36.

La producción de la plataforma WP-D debe ser transportada conforme a la alineación descrita en el punto 3.4.4.3, ya que este transporte no origina desgaste en la tubería tal como se observa en las tablas 3.27 y 3.29, presentadas anteriormente.

### 3.10.3 LÍNEAS DE CONEXIÓN PARA LAS PLATAFORMAS WP-J Y WP-K

Sobre la línea principal del campo D, L4 I-SPF, se han instalado dos conexiones con las líneas L-JI y L-KI de 16 pulgadas, acopladas a las plataformas WP-J y WP-K en el campo D, respectivamente.

Estas líneas de conexión se encuentran inhabilitadas ya que la producción de estas plataformas se transporta empleando las líneas de conexión con el fluido de producción del campo C.

El criterio de erosión para las líneas L-JI y L-KI, considerando el flujo total de producción de cada plataforma, se presenta en la tabla 3.37.

**Tabla 3.37.** Presión en nodos de conexión y velocidades de flujo y erosión. Líneas de conexión para las plataformas WP-J y WP-K.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
L-KI (16 in)	13 710	2 429,0	91,1	2 424,9	90,9	0,22	3,95
L-JI (16 in)	55 890	2 216,7	90,8	2 165,0	90,4	0,92	3,96

Los resultados mostrados para las velocidades de flujo señalan que las líneas de conexión L-KI y L-JI no presentan problemas debido a la erosión originada por el transporte de fluido. Sin embargo, se puede evidenciar que la velocidad de flujo en las líneas de conexión es menor a 1 m/s, lo que puede originar discontinuidades en el flujo y la separación de fases.

### 3.10.4 LÍNEA DE CONEXIÓN PARA LA PLATAFORMA WP-I

La plataforma WP-I tiene una línea de transporte adicional de 12 pulgadas de diámetro: L-IH, cuya conexión se realiza hacia la línea principal L3 H-SPF, del campo C. Los resultados obtenidos para este tramo se presentan en la tabla 3.38. El flujo de fluido empleado en la simulación corresponde a la producción total de la plataforma WP-I.

**Tabla 3.38.** Presión en los nodos y velocidades de erosión. Línea de conexión L-IH de la plataforma WP-I.

Tramo de tubería	Flujo BFPD	Punto inicial		Punto final		Velocidad	
		P [kPa]	T [°C]	P [kPa]	T [°C]	Mezcla [m/s]	Erosión [m/s]
WP-I : Nodo 13	165 800	2507,6	93,4	1785,1	92,9	4,89	3,96
Nodo 13 : Nodo 12	165 800	1785,1	92,9	949,4	92,3	5,03	4,01
Nodo 12 : Nodo 8	165 800	949,4	92,3	-	-	-	-

A partir del análisis por simulación se determinó que la producción de la plataforma WP-I no puede ser transportada a través de la línea de conexión L-IH, debido a que la presión de descarga no es suficiente para superar las pérdidas originadas por fricción.

Para el tramo Nodo 12 - Nodo 8, presentado en la tabla 3.38, se deduce que el fluido no alcanza el punto final de la conducción debido a las bajas presiones calculadas en esta sección. Este problema puede ser solventado con el incremento en la presión de descarga de la plataforma; sin embargo, la velocidad del fluido generaría problemas de desgaste ya que supera a la velocidad de erosión calculada; como se observa en la tabla 3.38.

### 3.11 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA RED DE RECOLECCIÓN

Las pérdidas de presión en los diferentes tramos de tuberías han sido estimadas para los escenarios producción promedio y producción pronosticada. Las tablas 3.39 y 3.40 muestran los flujos de producción por campo para los escenarios evaluados.

**Tabla 3.39.** Flujo de producción por campo para el escenario producción promedio.

Campo	Petróleo		Agua		Fluido	
	BOPD	[m <sup>3</sup> /h]	BWPD	[m <sup>3</sup> /h]	BFPD	[m <sup>3</sup> /h]
Campo A	6 524	43,2	175 083	1 159,8	181 606	1203,0
Campo B	8 868	58,7	164 375	1 088,9	173 243	1147,6
Campo C	6 164	40,8	164 629	1 090,6	170 792	1131,4
Campo D	12 027	79,7	223 384	1 479,8	235 411	1559,5

**Tabla 3.40.** Flujo de producción por campo para el escenario producción pronosticada.

Campo	Petróleo		Agua		Fluido	
	BOPD	[m <sup>3</sup> /h]	BWPD	[m <sup>3</sup> /h]	BFPD	[m <sup>3</sup> /h]
Campo A	8 715	57,7	217 025	1 437,7	225 740	1 495,4
Campo B	5 079	33,6	139 170	921,9	144 249	955,6
Campo C	3 976	26,3	112 791	747,2	116 767	773,5
Campo D	12 990	86,1	279 406	1 850,9	292 396	1 937,0

El cálculo de las pérdidas por presión se realiza para cada tramo de las líneas principales y de conexión del sistema de transferencia, obtenido de acuerdo con la operación actual de los campos y plataformas de producción del área sur del Bloque 16.

### 3.11.1 RESULTADOS PARA EL ESCENARIO PRODUCCIÓN PROMEDIO

En las tablas 3.41, 3.42, 3.43 y 3.44 se condensan los cálculos de pérdida de presión para la producción promedio de fluido de los campos de producción.

**Tabla 3.41.** Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo A.  
Escenario: producción promedio.

Tramo de tubería	Flujo	Longitud	Diámetro de tubería	Pérdida presión	
	BFPD	[m]	[in]	[psig]	[kPa]
WP-A : Nodo 1	41 800	5 960	20	116,0	799,8
WP-B : Nodo 1	71 530	553	10	33,3	229,6
Nodo 1 - Nodo 2	113 300	3 285	20	58,6	404,0
WP-C - Nodo 2	68 280	715	10	25,3	174,4
Nodo 2 - SPF	181 600	4 240	20	89,0	613,6

**Tabla 3.42.** Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo B.  
Escenario: producción promedio.

Tramo de tubería	Flujo	Longitud	Diámetro de tubería	Pérdida presión	
	BFPD	[m]	[in]	[psig]	[kPa]
WP-F : WP-D	2874	602	4	9,4	64,8
WP-E : Nodo 11	66 240	3 490	16	38,7	266,8
WP-D : Nodo 11	64 200	689	10	26,3	181,3
Nodo 11 - SPF	130 400	1 213	16	30,7	211,3

**Tabla 3.43.** Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo C.  
Escenario: producción promedio.

Tramo de tubería	Flujo	Longitud	Diámetro de tubería	Pérdida presión	
	BFPD	[m]	[in]	[psig]	[kPa]
WP-G : Nodo 7	77 720	195	16	2,9	20,0
WP-H : Nodo 7	93 070	1 720	20	46,1	317,8
Nodo 7 : Nodo 8	170 800	2 527	20	56,5	389,6
Nodo 8 : SPF	240 400	8 705	20	142,1	979,7

**Tabla 3.44.** Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo D.  
Escenario: producción promedio.

Tramo de tubería	Flujo	Longitud	Diámetro de tubería	Pérdida presión	
	BFPD	[m]	[in]	[psig]	[kPa]
WP-I : Nodo 6	165 800	12 914	16	223,6	1 541,7
WP-D : Nodo 6	42 800	684	10	15,7	108,2
Nodo 6 - SPF	208 600	1 212	16	50,0	344,7
WP-K : Nodo 13	13 710	33	10	0,2	1,4
Nodo 13 - Nodo 12	13 710	2 002	12	11,2	77,2
WP-J : Nodo 12	55 890	310	10	14,8	102,0
Nodo 12 : Nodo 8	69 600	1 548	12	64,9	447,5

### 3.11.2 RESULTADOS PARA EL ESCENARIO PRODUCCIÓN PRONOSTICADA

En las tablas 3.45, 3.46, 3.47 y 3.48 se condensan los cálculos de pérdida de presión para la producción pronosticada de fluido de los campos de producción.

**Tabla 3.45.** Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo A.  
Escenario: producción pronosticada.

Tramo de tubería	Flujo	Longitud	Diámetro de tubería	Pérdida presión	
	BFPD	[m]	[in]	[psig]	[kPa]
WP-A : Nodo 1	52 000	5 960	20	116,9	806,0
WP-B : Nodo 1	88 840	553	10	43,4	299,2
Nodo 1 - Nodo 2	140 800	3 285	20	61,9	426,8
WP-C - Nodo 2	84 900	715	10	36,7	253,0
Nodo 2 - SPF	225 700	4 240	20	100,9	695,7

**Tabla 3.46.** Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo B.  
Escenario: producción pronosticada.

Tramo de tubería	Flujo	Longitud	Diámetro de tubería	Pérdida presión	
	BFPD	[m]	[in]	[psig]	[kPa]
WP-F : WP-D	2396	602	4	8,2	56,5
WP-E : Nodo 11	55 050	3 490	16	35,5	244,8
WP-D : Nodo 11	62 440	689	10	25,0	172,4
Nodo 11 - SPF	117 500	1 213	16	32,0	220,6

**Tabla 3.47.** Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo C.  
Escenario: producción pronosticada.

Tramo de tubería	Flujo	Longitud	Diámetro de tubería	Pérdida presión	
	BFPD	[m]	[in]	[psig]	[kPa]
WP-G : Nodo 7	53 140	195	16	2,1	14,5
WP-H : Nodo 7	63 630	1 720	20	44,6	307,5
Nodo 7 : Nodo 8	116 800	2 527	20	51,0	351,6
Nodo 8 : SPF	203 400	8 705	20	117,4	809,4

**Tabla 3.48.** Pérdidas de presión en los tramos de la red de recolección del Campo D.  
Escenario: producción pronosticada.

Tramo de tubería	Flujo	Longitud	Diámetro de tubería	Pérdida presión	
	BFPD	[m]	[in]	[psig]	[kPa]
WP-I : Nodo 6	205 800	12 914	16	283,6	1955,4
WP-D : Nodo 6	26 760	684	10	10,3	71,0
Nodo 6 - SPF	232 500	1 212	16	56,9	392,3
WP-K : Nodo 13	17 120	33	10	0,5	3,4
Nodo 13 - Nodo 12	17 120	2 002	12	11,8	81,4
WP-J : Nodo 12	69 500	310	10	19,1	131,7
Nodo 12 : Nodo 8	86 620	1 548	12	73,3	505,4

### **3.12 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO PARA EL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE FLUIDO**

En las figuras 3.9 y 3.10, se presentan los diagramas de flujo obtenidos para el proceso de recolección de fluido en los escenarios: producción promedio y producción pronosticada, respectivamente. Estos diagramas resumen la evaluación del proceso de recolección, obtenido a partir de la simulación de la red de transferencia del área sur.

En las tablas 3.49 y 3.50 se muestran los resultados para el flujo de producción en la red de transferencia en los escenarios producción promedio y producción pronosticada, respectivamente.

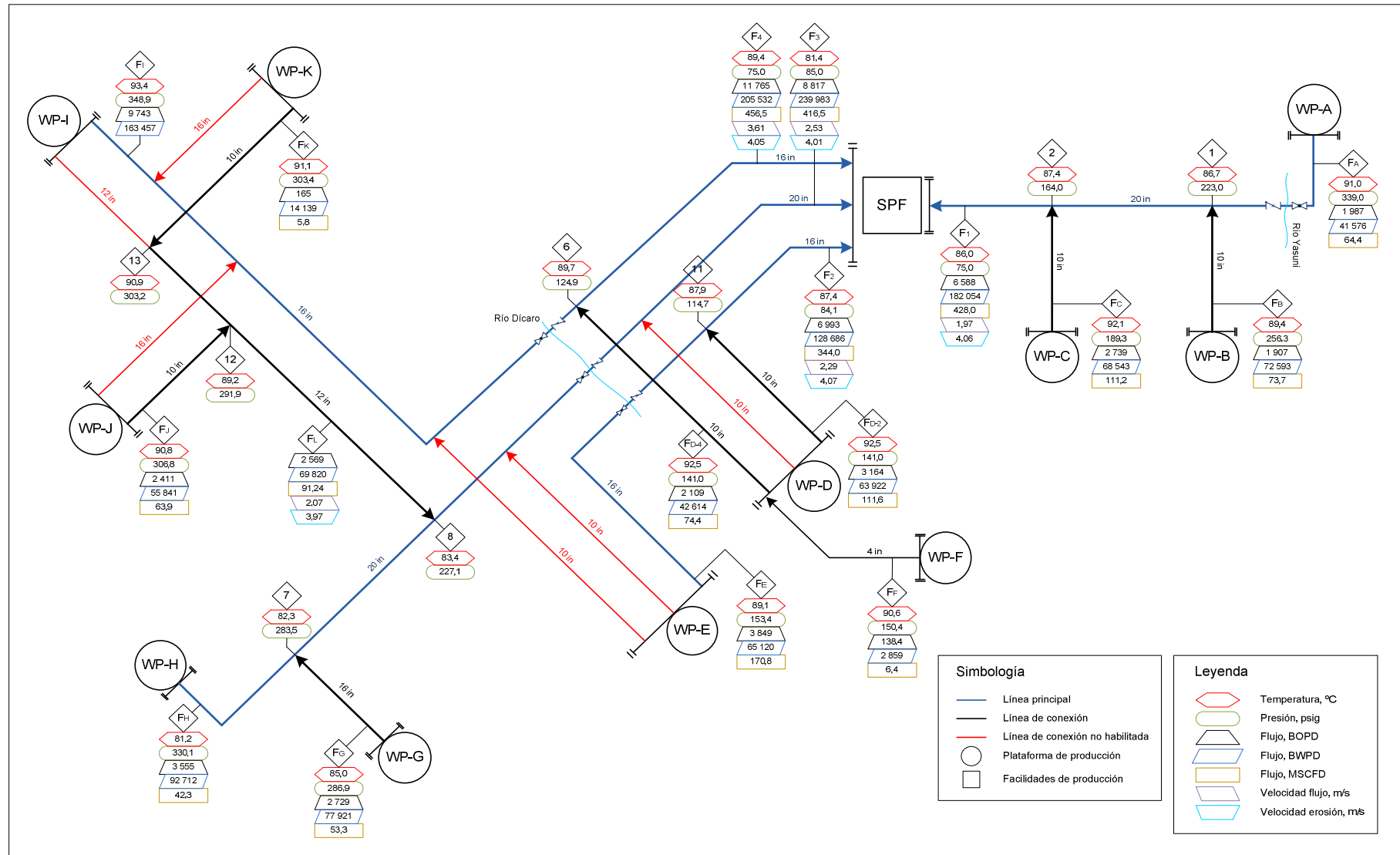


Figura 3.9. Diagrama de flujo de proceso para el sistema de transferencia de fluido del área sur. Escenario: producción promedio.



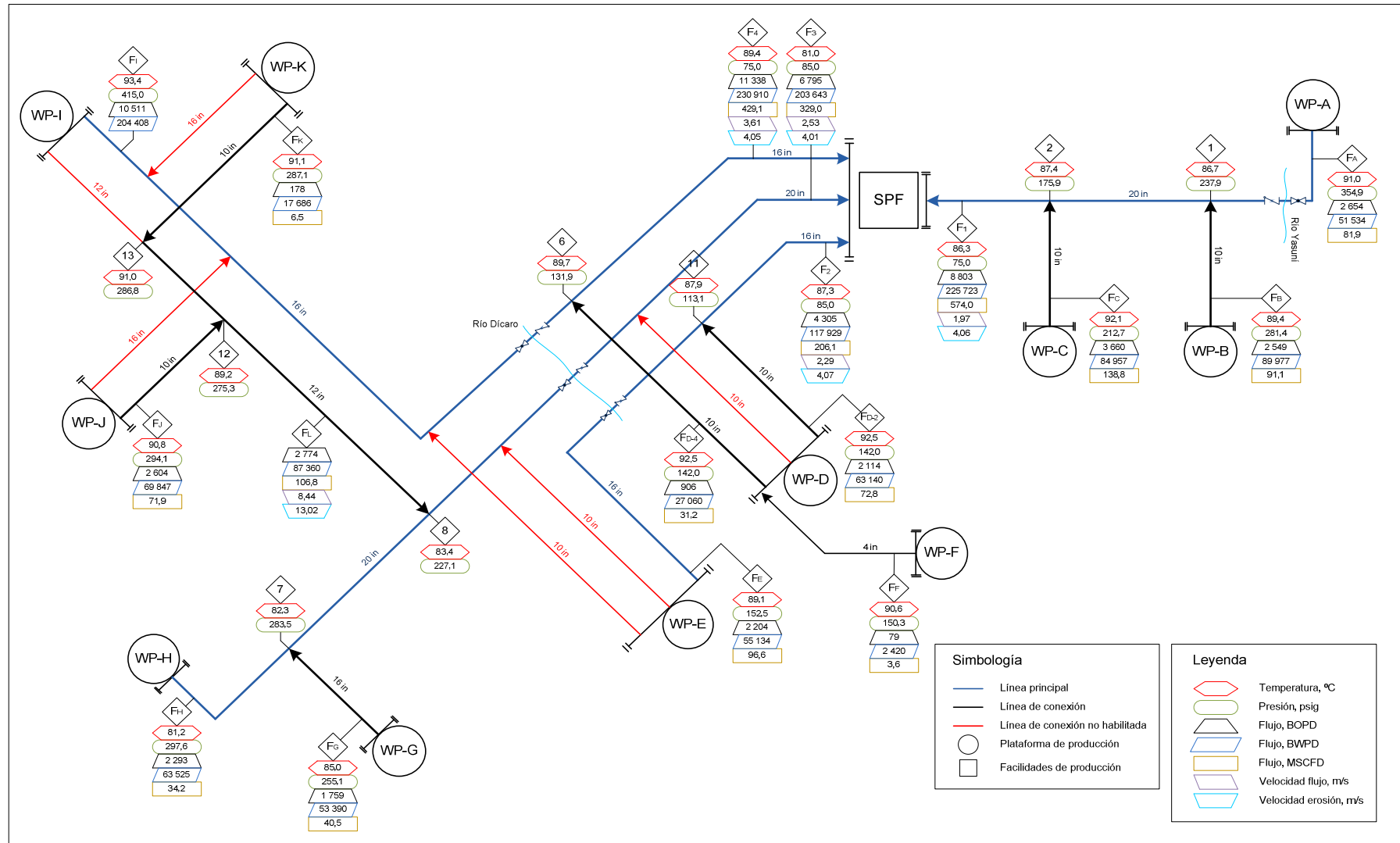


Figura 3.10. Diagrama de flujo de proceso para el sistema de transferencia de fluido del área sur. Escenario: producción pronosticada.

**Tabla 3.49.** Resultados para el diagrama de flujo de proceso del área sur. Escenario: producción promedio.

Nombre	FA	FB	FC	FD-2	FD-4	FE	FF	FG	FH	Fi	FJ	FK	F1	F2	F3	F4
Flujo actual de crudo [barril/día]	1 987	1 907	2 739	3 164	2 109	3 849	138	2 729	3 555	9 743	2 411	165	6 588	6 993	8 817	11 765
Flujo actual de agua [barril/día]	41 576	72 593	68 543	63 922	42 614	65 120	2 859	77 921	92 712	163 457	55 841	14 139	182 054	128 686	239 983	205 532
Flujo volumétrico actual [barril/día]	44 141	75 365	73 043	69 431	46 287	72 243	3 123	81 205	96 647	173 200	58 883	14 362	203 941	146 936	262 015	233 707
Flujo de gas, Cond Std [MSCFD]	64,4	73,7	111,2	111,6	74,4	170,8	6,4	53,3	42,3	-	63,9	5,8	428,0	344,0	416,5	456,5
Gravedad API, Cond Std (Crudo)	16,0	15,8	15,4	18,9	18,9	17,6	17,9	14,8	15,2	13,8	13,9	15,1	16,0	18,3	15,2	15,1
Temperatura [°C]	91,0	89,4	92,1	92,5	92,5	89,1	90,6	85,0	81,2	93,4	90,8	91,1	86,0	87,4	81,4	89,4
Presión [psig]	339,0	256,3	189,3	141,0	141,0	153,4	150,4	286,9	330,1	348,9	306,8	303,4	75,0	84,1	85,0	75,0

**Tabla 3.50.** Resultados para el diagrama de flujo de proceso del área sur. Escenario: producción pronosticada.

Nombre	FA	FB	FC	FD-2	FD-4	FE	FF	FG	FH	Fi	FJ	FK	F1	F2	F3	F4
Flujo actual de crudo [barril/día]	2 654	2 549	3 660	2 114	906	2 204	79	1 759	2 293	10 511	2 604	178	8 803	4 305	6 795	11 338
Flujo actual de agua [barril/día]	51 534	89 977	84 957	63 140	27 060	55 134	2 420	53 390	63 525	204 408	69 847	17 686	225 723	117 929	203 643	230 910
Flujo volumétrico actual [barril/día]	54 891	93 502	90 585	66 773	28 617	59 200	2 570	55 621	66 158	214 919	73 192	17 934	255 061	128 913	220 862	257 649
Flujo de gas, Cond Std [MSCFD]	81,9	91,1	138,8	72,8	31,2	96,6	3,6	40,5	34,2	-	71,9	6,5	574,0	206,1	329,0	429,1
Gravedad API, Cond Std (Crudo)	15,9	15,7	15,3	18,9	18,9	17,6	17,9	14,8	15,3	13,8	14,0	15,1	16,0	18,4	15,1	14,6
Temperatura [°C]	91,0	89,4	92,1	92,5	92,5	89,1	90,6	85,0	81,2	93,4	90,8	91,1	86,3	87,3	81,0	89,4
Presión [psig]	354,9	281,4	212,7	142,0	142,0	152,5	150,3	255,1	297,6	415,0	294,1	287,1	75,0	85,0	85,0	75,0

### **3.13 PRESIÓN REQUERIDA EN LAS PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO A**

Ya que la operación del Campo A considera el estudio del cierre de pozos, se requiere evaluar los requerimientos de presión en las plataformas de producción con el fin de establecer los parámetros de operación en el sistema de recolección de dicho campo.

El estudio de la disminución en el flujo de producción originado por el cierre de pozos es analizado a partir del flujo de producción obtenido para el Campo A.

Debido a que no se dispone de datos detallados para esta operación, se ha propuesto el análisis a partir de los resultados obtenidos en la simulación de la red de tuberías del campo A, para diferentes escenarios de producción.

#### **3.13.1 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN**

La simulación del sistema de transferencia del fluido de producción del área sur se realizó a partir del aporte individual de los pozos, agrupados de acuerdo con su arena productora. El flujo de producción promedio obtenido para el período del 10 de octubre hasta el 29 de octubre del 2009 se presenta en la tabla 3.16, en la sección 3.4 de este documento.

A partir de los flujos de producción de reservorios por pozo y por campo con los cuales se obtuvo la composición tipo de las corrientes provenientes de las plataformas de producción de los diferentes campos, se calculan los escenarios de producción como un porcentaje de la producción obtenida para el escenario producción promedio en el Campo A.

La tabla 3.51 presenta los escenarios a partir de los cuales se realiza la evaluación para el flujo de producción en las plataformas WP-A, WP-B y WP-C del Campo A.

**Tabla 3.51.** Escenarios de producción por reservorio para las plataformas del Campo A.

Plataforma	Reservorio	10% Average Flow			25% Average Flow		
		BOPD	BWPD	BFPD	BOPD	BWPD	BFPD
WP-A	BT	60	38	98	150	95	245
	M-1	103	3 752	3 855	257	9 381	9 638
	U	33	194	227	82	485	567
WP-C	BT	56	45	101	141	112	253
	M-1	127	5 183	5 310	318	12 956	13 275
	U	85	1 332	1 417	212	3 330	3 543
WP-B	M-1	188	6 964	7 153	470	17 411	17 881

Plataforma	Reservorio	50% Average Flow			75% Average Flow		
		BOPD	BWPD	BFPD	BOPD	BWPD	BFPD
WP-A	BT	300	190	490	451	285	736
	M-1	514	18 762	19 276	771	28 143	28 913
	U	164	970	1 133	246	1 455	1 700
WP-C	BT	282	225	506	422	337	760
	M-1	637	25 913	26 549	955	38 869	39 824
	U	425	6 661	7 085	637	9 991	10 628
WP-B	M-1	941	34 822	35 763	1 411	52 233	53 644

### 3.13.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN EN LAS PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO A

La presión de llegada en la línea principal del Campo A se ha establecido en 75 psig, de acuerdo con los requerimientos operacionales de la red de transferencia. A partir de esta consideración se realizó el ajuste de presiones en los nodos del sistema de tuberías del campo A, con el fin de calcular la presión de salida en las plataformas de producción WP-A, WP-B y WP-C.

Los resultados obtenidos consideran un factor de ajuste debido a la desviación del modelo simulado con la operación de campo. El factor para el ajuste se obtiene al comparar las presiones determinadas en el escenario de producción promedio con las registradas en los campos del área sur.

Las tablas 3.52, 3.53 y 3.54 muestran los resultados obtenidos para el cálculo de la presión en las plataformas del Campo A, en función del flujo de producción.

**Tabla 3.52.** Resultados de la simulación del sistema de transferencia. Flujo de fluido y presión en la plataforma de producción WP-A.

Producción Promedio	Flujo de fluido [barril/día]	Presión calculada [kPa]	Presión de plataforma	
			[kPa]	[psig]
10%	4 180	2 244,2	2 395,8	332,8
25%	10 450	2 240,1	2 391,4	332,1
50%	20 899	2 278,7	2 432,7	338,1
75%	31 349	2 343,5	2 502,1	348,2
100%	41 799	2 548,3	2 721,4	380,0

**Tabla 3.53.** Resultados de la simulación del sistema de transferencia. Flujo de fluido y presión en la plataforma de producción WP-B.

Producción Promedio	Flujo de fluido [barril/día]	Presión calculada [kPa]	Presión de plataforma	
			[kPa]	[psig]
10%	7 153	1 533,4	1 958,8	269,4
25%	17 881	1 548,6	1 978,5	272,3
50%	35 763	1 616,8	2 067,0	285,1
75%	53 644	1 721,6	2 203,0	304,8
100%	71 526	2 041,5	2 617,9	365,0

**Tabla 3.54.** Resultados de la simulación del sistema de transferencia. Flujo de fluido y presión en la plataforma de producción WP-C.

Producción Promedio	Flujo de fluido [barril/día]	Presión calculada [kPa]	Presión de plataforma	
			[kPa]	[psig]
10%	6 828	1 097,6	1 366,0	183,4
25%	17 070	1 112,8	1 385,3	186,2
50%	34 141	1 176,2	1 465,8	197,9
75%	51 211	1 272,8	1 588,3	215,7
100%	68 282	1 567,9	1 962,9	270,0

## 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CONCLUSIONES

- a) Las propiedades físicas de: gravedad API, gravedad específica y factor de caracterización obtenidas a partir de la simulación representan adecuadamente el comportamiento del petróleo recuperado en el área sur. La precisión en el cálculo es de 98%, aproximadamente.
- b) El rango de temperatura que describe apropiadamente el comportamiento de viscosidad del crudo transportado hacia el SPF, obtenido en la simulación; se encuentra entre 175 °F y 280 °F.
- c) El modelo que se empleó para el cálculo de las presiones a la salida de cada plataforma de producción tiene una aproximación aceptable para las plataformas WP-F, WP-I y WP-J.
- d) Se requiere un ajuste mayor para el cálculo de las presiones de descarga en las plataformas de producción WP-A, WP-G y WP-H. El porcentaje de precisión en el cálculo es de aproximadamente 85% respecto de la presión observada en el campo.
- e) La precisión en el cálculo de la presión de descarga es de aproximadamente 70% respecto de la presión observada en el campo, para las plataformas WP-B, WP-C, WP-D, WP-E y WP-K.
- f) La velocidad del fluido en todos los tramos de tuberías de la red de transferencia del Campo A no supera la velocidad de erosión calculada para los escenarios producción promedio y producción pronosticada. Las velocidades de flujo se especifican a continuación:
  - f.1) La máxima velocidad del fluido en la línea principal L1 A-SPF, de 20 pulgadas, es de 2,60 m/s. Este flujo no genera problemas de desgaste

en la tubería ya que la velocidad calculada para que se generen efectos de erosión en el referido tramo es de 4,10 m/s.

- f.2) La máxima velocidad del fluido para las líneas de conexión de las plataformas WP-C y WP-B, de 10 pulgadas cada una, es de 3,62 m/s y 3,73 m/s, respectivamente. La velocidad de erosión calculada para dichos tramos es de 4,00 m/s y 3,97 m/s, respectivamente.
- g) La velocidad del fluido en la red de transferencia de las plataformas WP-D y WP-E no supera la velocidad de erosión calculada en los diferentes tramos de la tubería en los escenarios producción promedio y producción pronosticada. Las velocidades de flujo calculadas son:
- g.1) La máxima velocidad del fluido para la línea principal L2 E-SPF de 16 pulgadas es de 2,29 m/s, mientras que la velocidad de erosión para el tramo es de 4,10 m/s.
- g.2) Para la línea de conexión L-DE de 10 pulgadas, con la línea principal L2 E-SPF, la máxima velocidad del fluido y la velocidad de erosión, calculadas en el tramo son: 2,80 m/s y 4,02 m/s, respectivamente.
- g.3) Para la línea de conexión L-DI de 10 pulgadas, con la línea principal L4 I-SPF, la máxima velocidad del fluido y la velocidad de erosión calculadas en el tramo son: 1,85 m/s y 4,01 m/s, respectivamente.
- h) Para las plataformas de producción WP-G y WP-H en el Campo C, la velocidad determinada para el fluido de producción es menor a la velocidad de erosión calculada en los diferentes tramos de la red en los escenarios de producción promedio y producción pronosticada. Las velocidades calculadas son:

- h.1) La máxima velocidad para el fluido de producción en la línea principal L3 H-SPF, de 20 pulgadas, es de 2,53 m/s. La velocidad de erosión en el tramo es de 4,01 m/s.
- h.2) La velocidad del fluido proveniente de la plataforma WP-G, a través de la línea de conexión L-GH de 16 pulgadas, es de 1,28 m/s. La velocidad de erosión calculada para la línea de conexión es de 3,95 m/s.
- i) La velocidad del fluido en las líneas de transferencia de las plataformas WP-K, WP-I y WP-J es menor a la velocidad de erosión calculada para los diferentes tramos de la red de recolección, en el escenario producción promedio. Los resultados calculados en este escenario son:
  - i.1) La máxima velocidad del fluido de producción y la velocidad de erosión en la línea principal L4 I-SPF de 16 pulgadas, es de 3,61 m/s y 4,05 m/s, respectivamente.
  - i.2) Para las líneas de conexión L-KIH y L-JIH de 10 pulgadas, las máximas velocidades de fluido son: 0,71 m/s y 2,91 m/s, respectivamente. Las velocidades de erosión correspondientes a estos tramos son: 3,95 m/s y 3,97 m/s, respectivamente.
  - i.3) La velocidad del fluido de producción transportado en la línea de conexión de 12 pulgadas de la plataforma WP-I, hacia la línea principal L3 H-SPF, es de 2,57 m/s. En este tramo la velocidad de erosión calculada es de 3,97 m/s.
- j) La máxima velocidad del fluido en la línea de transferencia principal del Campo D, L4 I-SPF se aproxima a la velocidad de erosión calculada para el escenario producción pronosticada. La velocidad determinada para el flujo de fluido es de 3,99 m/s, mientras que la velocidad de erosión es de 4,03 m/s.



- k) El flujo de la producción total de la plataforma WP-E, a través de las líneas de conexión individuales L-EH y L-EI de 10 pulgadas, no genera efectos erosivos en las tuberías.
  
- l) La circulación de la producción total de la plataforma WP-D, a través de las líneas de conexión: L-DH, L-DE, L-DI de 10 pulgadas, ocasiona erosión de las tuberías cuando se emplea una sola línea de conexión en la alineación del sistema de transferencia. La velocidad del fluido para cada línea de conexión es de 4,64 m/s, mientras que la velocidad de erosión calculada es de 4,02 m/s. Por lo tanto, la producción de la plataforma WP-D se debe transportar empleando las líneas de conexión L-DE y L-DI, de acuerdo con el análisis presentado para el sistema de transferencia.
  
- m) Las velocidades de flujo de fluido para las plataformas WP-K y WP-J del Campo D, no superan la velocidad de erosión calculada en las líneas de conexión de 16 pulgadas: L-KI y L-JI, con la línea principal L4 I-SPF. Las velocidades de flujo calculadas son menores a 1 m/s, lo que puede originar discontinuidades en el flujo y la separación de fases, que pueden ser solventadas con un adecuado programa de lanzamiento de raspador.

## **4.2 RECOMENDACIONES**

- a) Realizar nuevos estudios PVT para las formaciones de los campos del área sur del Bloque 16 con el fin de caracterizar el fluido de producción de acuerdo con los reservorios existentes en las arenas de cada campo y representar de mejor manera el comportamiento del fluido de producción en la simulación.
  
- b) Evaluar los efectos de posibles incrustaciones y/o desgastes por corrosión interna en la pared de las tuberías ya que se consideró un diámetro interno único en cada uno de los diferentes tramos de la red de recolección de fluidos del área sur.

- c) Confirmar la hipótesis de la presencia de válvulas parcialmente cerradas en las plataformas de producción WP-B, WP-C, WP-D, WP-E y WP-K, donde la precisión en el cálculo de la presión difiere respecto de la presión observada en el campo.
- d) Las presiones calculadas para las plataformas de producción de los campos del área sur del Bloque 16, en el escenario producción pronosticada, deben ser estudiadas en base a los nuevos cambios en los planes de perforación y/o pronósticos de producción, con el fin de ajustar los parámetros operativos requeridos en la fase de operación.
- e) Este estudio debe actualizarse si la producción global de cada campo supera el flujo de producción establecido en los escenarios analizados en este documento, ante la perforación de pozos adicionales.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Alboudwarej, H., Joao, F., Shawn, T., Badry, R., Bremner, C., Brough, B., Skeates, C., Baker, A., Palmer, D., Pattisson, K., Beshry, M., Krawchuk, P., Brown, G., Calvo, R., Cañas, J., Hathcock, R., Koerner, K., Hughes, T., Kundu, D., López, J. y West, C., 2006, “La importancia del Petróleo Pesado”, [http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish06/aut06/heavy\\_oil.pdf](http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf), (Octubre, 2009).
2. American Petroleum Institute, 1991, “Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems”, 5ta. edición, publicado por American Petroleum Institute, Washington, USA, pp. 14, 15, 21, 23.
3. Arnold, K. y Stewart, M., 1986, “Surface Production Operations”, Gulf Publishing Company, Houston, USA, pp. 63, 64, 65, 66.
4. Aznar, M. y Telles, S., 1997, “A Data Bank of Parameters for the Attractive Coefficient of the Peng-Robinson Equation of State”, [http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0104-66321997000100003&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0104-66321997000100003&script=sci_arttext), (Octubre, 2009)
5. Balasubramaniam, R., Ramé, E., Kizito, J. y Kassemi, M., 2006, “Two Phase Flow Modeling: Summary of Flow Regimes and Pressure Drop Correlations in Reduced and Partial Gravity”, <http://gltrs.grc.nasa.gov/reports/2006/CR-2006-214085.pdf>, (Octubre, 2009)
6. Becher, P., 1972, “Emulsiones Teoría y Práctica”, 1era. edición, Editorial Blume, Madrid, España, pp. 1, 2, 52, 53, 68, 149, 150, 183, 327, 328, 329, 332, 333.

7. Bennison, T., 1998, "Prediction of Heavy Oil Viscosity", [http://www.pe.tamu.edu/barrufet/public\\_html/PETE310/Papers/Visco%20models.pdf](http://www.pe.tamu.edu/barrufet/public_html/PETE310/Papers/Visco%20models.pdf), (Octubre, 2009).
8. Bird, R., Stewart, W. y Lightfoot, E., 1975, "Fenómenos de Transporte", Editorial Reverté, S.A., Barcelona, España, pp. 1-3, 1-4.
9. Campbell, J., 1977, "Gas and Liquid Sweetening", 2da. edición, Campbell Petroleum Series, Oklahoma, USA, pp. 9, 12, 13, 25, 26, 27, 33.
10. Campbell, J., 1979, "Gas Conditioning and Processing", Campbell Petroleum Series, Norman, Oklahoma, USA, pp. 235, 236, 237.
11. Craft, B., y Hawkins, M., 1968, "Ingeniería aplicada a yacimientos petrolíferos", 1era. edición, Editorial Tecnos, Madrid, España, pp. 536, 537, 538, 539.
12. Diacon, B. y Chang, J., 2005, "Flow Regime Map for Air-Water Two-Phase Flow in a Horizontal Pipe", <http://engphys.mcmaster.ca/undergraduate/outlines/3o03/3O03lab.manual.pdf>, (Octubre, 2009).
13. García, F. y Haoulo, M., 2009, "Estudio Experimental de Patrones de Flujo Bifásico Aire - Agua en Tuberías Horizontales y Ligeramente Inclinadas", <http://www.scielo.cl/pdf/infotec/v20n3/art02.pdf>, (Octubre, 2009).
14. Gas Processors Suppliers Association, 1987, "Engineering Data Book", Volumen 2, 10ma. Edición, Oklahoma, USA, pp. 17-1, 17-2, 17-3, 17-4, 17-5, 17-7, 17-16, 17-17, 17-18, 17-19, 17-20, 17-21, 17-22, 17-23.
15. Giles, R., 1986, "Mecánica de los Fluidos e Hidráulica", 2da. edición, Editorial McGraw-Hill, México, México D.F., pp. 1, 4, 70, 71, 96, 97.
16. Hansen, A., 1974, "Mecánica de Fluidos", 1era. edición, Editorial Limusa, S.A., México, México D.F., pp. 24, 25.

17. Huges, W. y Brighton, J., 1970, "Dinámica de Fluidos", Editorial McGraw-Hill, Bogotá, Colombia, pp. 3, 4.
18. McCray, A. y Cole, F., 1963, "Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros", Compañía Editorial Continental, S.A., México, México D.F., pp. 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298.
19. Nelson, W., 1958, "Petroleum Refinery Engineering", 4ta. edición, Editorial McGraw Hill, USA, pp. 26, 27, 399.
20. Pazmiño, J., 1989, "Apuntes Flujo Multifásico en Tuberías", CEPE – Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, Ecuador, pp 2.1, 7.1.
21. Perry, R. y Green, D., 1984, "Chemical Engineers' Handbook", 6ta. edición, Editorial McGraw-Hill, USA, pp. 5-40, 5-41, 5-42, 5-43, 5-65, 8-7,
22. Rao, B., 1998, "Multiphase Flow Models Range of Aplicability", <http://www.ctes.com/Documentation/technotes/Tech%20Note%20Multiphase%20Flow%20Models.pdf>, (Octubre, 2009).
23. Rase, H., 1963, "Diseño de tuberías para Plantas de Procesos", Editorial Blume, Madrid, España, p. 40, 116, 118, 119, 120, 121, 122.
24. Smith, J., Van Ness, H. y Abbott, M., 2005, "Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics", 7ma. edición, Editorial McGraw-Hill, New York, USA, pp. 90, 93, 94, 95, 96.
25. Speich, H. y Bucciarelli, A., 1968, "Oleodinámica", Editorial Gustavo Gili, S.A., Barcelona, España, pp. 39, 40, 41, 47.
26. Tarifa, E., Erdmann, E., Humana, D., Domínguez, F. y Fuentes, L., 2008, "Flash distillation curve for petroleum fractions by using commercial

simulators”, [http://www.scielo.unal.edu.co/scielo.php?pid=S0120-56092008000100006&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.unal.edu.co/scielo.php?pid=S0120-56092008000100006&script=sci_arttext), (Julio, 2010)

27. Twu, C., Tilton, B. y Bluck, D., 2002, “The Strengths and Limitations of Equation of State Models and Mixing Rules”, [http://www.ips.invensys.com/en/products/ots/Documents/TheStrengths\\_LimitationsofEquation.pdf](http://www.ips.invensys.com/en/products/ots/Documents/TheStrengths_LimitationsofEquation.pdf), (Octubre, 2009)
28. Vian, A. y Ocón, J., 1972, “Elementos de Ingeniería Química”, 5ta. edición, Editorial Aguilar, S.A., Madrid, España, pp. 29, 37, 38, 39, 40.
29. Vidal, J., 2003, “Thermodynamics Applications in Chemical Engineering and the Petroleum Industry”, ediciones TECHNIP, París, Francia, pp. 112, 113, 114, 115, 116, 117.
30. Wuithier, P., 1971, “El petróleo Refino y Tratamiento Químico”, Ediciones CEPESA, S.A., Madrid, España, p. 5.

## **ANEXOS**

## ANEXO I

### CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS DEL ÁREA SUR

#### PROPIEDADES FÍSICAS DEL CRUDO

La caracterización del petróleo crudo para las formaciones del área sur se realiza a partir de los datos que constan en la tabla I.1, extraídos de los estudios PVT del fluido de producción del área sur.

**Tabla I.1.** Propiedades físicas de los fluidos de producción por pozo.

Campo	Pozo	Reservorio	API @ 60 °F	GOR	PM fluid (g/mol)	Std density, kg/m <sup>3</sup>	Tipo análisis
Campo A	Pozo # A-1	Basal Tena	18,8	87	340,4	939,5	DV, at 208°F
	Pozo # A-2	Napo M-1	16,0	77	330,6	957,5	DV, at 195°F
	Pozo # A-3	M-1	16,4	60	378,1	954,4	Flash separation
	Pozo # A-4	Basal Tena	17,4	78	331,3	948,5	Flash Separation
	Pozo # A-5	upper "U"	13,8	64	402,9	971,4	Flash Separation
Campo B	Pozo # B-1	M-1C	20,4	28	332,1	929,7	Separation test
	Pozo # B-2	Middle & Lower "U"	18,0	64	329,1	944,6	Separation test
	Pozo # B-3	Upper M-1	17,5	63	304,5	947,8	Flash separation
	Pozo # B-4	Basal Tena	16,9	71	314,5	951,6	Flash Separation
Campo C	Pozo # C-1	Lower M-1	15,1	56	292,1	963,3	DV, at 196°F
	Pozo # C-2	Upper "U"	15,0	70	402,9	963,9	DV, at 200°F
	Pozo # C-3	M-1	16,0	48	330,0	957,4	Flash separation
Campo D	Pozo # D-1	Upper "U"	15,4	80	319,1	961,4	DV, at 200°F
	Pozo # D-2	M1-A	13,9	55	393,0	971,3	DV, at 200°F
	Pozo # D-3	middle "U"	14,5	41	313,0	967,3	DV, at 200°F

**Nota:** DV: corresponde a la abreviación de Vaporización Diferencial, por sus siglas en inglés.



## CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO A

El método de caracterización se ha generalizado para la arena que produce cada pozo. Para el Campo A, se contó como información de partida los estudios PVT de los pozos: Pozo # A-1 (*Basal Tena*), Pozo # A-2 (*Napo M-1*), Pozo # A-3 (*M-1*), Pozo # A-4 (*Basal Tena*) y Pozo # A-5 (*upper "U"*).

Las consideraciones desarrolladas en el proceso de caracterización son las siguientes:

- Plataforma de producción WP-A:
  - Formación "*Basal Tena*": Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # A-1.
  - Formación "*M-1*": Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # A-2.
  - Formación "*U*": No se dispone de información PVT para la arena "*U*" de la plataforma WP-A. Se propone emplear la información de la prueba "Flash Separation" del Pozo # A-5 (*upper "U"*), de la plataforma WP-C del Campo A.
  
- Plataforma de producción WP-B:
  - Formación "*M-1*": No se dispone de información PVT para la arena "*M-1*" de la plataforma WP-C. Se propone emplear la información de la prueba "Flash Separation" del Pozo # A-2 ("*Napo M-1*") de la plataforma WP-A del Campo A.
  
- Plataforma de producción WP-C:
  - Formación "*Basal Tena*": Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # A-4.

- Formación “M-1”: No se dispone de información PVT para la arena “M-1” de la plataforma WP-C. Se propone emplear la información de la prueba "Flash Separation" del Pozo # A-3 (“M-1”) de la plataforma WP-A del Campo A.
- Formación “U”: Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # A-5.

**Tabla I.2.** Viscosidad cinemática de la fase de petróleo introducida en el simulador. Fluido proveniente del Campo A.

T, °F	v, cSt				
	Pozo # A-1 (Basal Tena)	Pozo # A-2 (Napo M-1)	Pozo # A-3 (M1)	Pozo # A-4 (Basal Tena)	Pozo # A-5 (upper U)
150	106,20	210,80	185,70	170,10	485,00
210	30,16	45,33	38,73	38,67	-
220	-	-	-	-	56,59

## CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO B

Para el Campo B, se contó como información de partida los estudios PVT de los pozos: Pozo # B-1 (“M-1C”), Pozo # B-2 (*middle y lower “U”*), Pozo # B-3 (*upper “M-1”*) y Pozo # B-4 (“Basal Tena”).

Las consideraciones desarrolladas en el proceso de caracterización son las siguientes:

- Plataforma de producción WP-D:
  - Formación “M-1”: Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # B-1 (“M-1C”).
  - Formación “U”: No se dispone de información PVT para la arena “U”. Se propone emplear la información de la prueba "Flash Separation" del Pozo # B-2 (*middle y lower “U”*) de la plataforma WP-E del Campo B.

- Plataforma de producción WP-E:
  - Formación “*Basal Tena*”: Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # B-4. No se dispone de estudio de viscosidades. Las viscosidades corresponden a la formación “*M-1C*”, Pozo # B-1 de la plataforma WP-D del Campo B.
  - Formación “*M-1*”: Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # B-3 (*upper “M-1”*).
  - Formación “*U*”: Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # B-2 (*middle y lower “U”*).
  
- Plataforma de producción WP-F:
  - Formación “*U*”: No se dispone de información PVT para la arena “*U*”. Se propone emplear la información de la prueba "Flash Separation" del Pozo # B-2 (*middle y lower “U”*) de la plataforma WP-E del Campo B.

**Tabla I.3.** Viscosidad cinemática de la fase de petróleo introducida en el simulador. Fluido proveniente del Campo B.

T, °F	v, cSt			
	Pozo # B-1 ( <i>M-1C</i> )	Pozo # B-2 ( <i>Middle &amp; Lower U</i> )	Pozo # B-3 ( <i>Upper M-1</i> )	Pozo # B-4 ( <i>Basal Tena</i> )
150	225,80	178,25	125,60	225,80
200	-	-	48,27	-
210	68,76	47,92	-	68,76

## CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO C

Para el Campo C, se contó como información de partida los estudios PVT de los pozos: Pozo # C-1 (*lower “M-1”*), Pozo # C-2 (*upper “U”*), Pozo # C-3 (“*M-1*”).

Las consideraciones desarrolladas en el proceso de caracterización son las siguientes:

- Plataforma de producción WP-G:
  - Formación “M-1”: Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # C-1 (*lower “M-1”*).
  - Formación “U”: No se dispone de información PVT para la arena U. Se propone emplear la información de la prueba "Flash Separation" del Pozo # C-2 (*upper “U”*), de la plataforma WP-H del Campo C.
  
- Plataforma de producción WP-H:
  - Formación “M-1”: Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # C-3 (*“M-1”*).
  - Formación “U”: Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # C-2 (*upper “U”*).

**Tabla I.4.** Viscosidad cinemática de la fase de petróleo introducida en el simulador. Fluido proveniente del Campo C.

T, °F	v, cSt		
	Pozo # C-1 ( <i>Lower M-1</i> )	Pozo # C-2 ( <i>Upper “U”</i> )	Pozo # C-3 ( <i>M-1</i> )
150	256,50	267,00	221,60
210	89,68	44,43	46,27

## CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO D

Para el Campo D, se contó como información de partida los estudios PVT de los pozos: Pozo # D-1 (*upper “U”*), Pozo # D-2 (*M1-A*), Pozo # D-3 (*middle “U”*).

Las consideraciones desarrolladas en el proceso de caracterización son las siguientes:

- Plataforma de producción WP-I:

- Formación “M-1”: Información completa para prueba "Diferential Vaporization" del Pozo # D-2 (M1-A). El estudio de viscosidades corresponde a la formación “U” del Pozo # D-1 de la plataforma WP-J.
  - Formación “U”: Información completa para prueba "Diferential Vaporization" del Pozo # D-3 (*middle* “U”). El estudio de viscosidades corresponde a la formación “U” del Pozo # D-1.
  
- Plataforma de producción WP-J:
  - Formación “M-1”: Información completa para prueba "Diferential Vaporization" del Pozo # D-2 (M1-A). El estudio de viscosidades corresponde a la formación “U” del Pozo # D-1 de la plataforma WP-J.
  - Formación “U”: Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # D-1.
  
- Plataforma de producción WP-K:
  - Formación “U”: Información completa para prueba "Flash Separation" del Pozo # D-1 de la plataforma WP-J del Campo D.

**Tabla I.5.** Viscosidad cinemática de la fase de petróleo introducida en el simulador. Fluido proveniente del Campo D.

T, °F	v, cSt		
	Pozo # D-1 ( <i>Upper</i> “U”)	Pozo # D-2 (M-1A)	Pozo # D-3 ( <i>middle</i> “U”)
150	129,50	129,50	129,50
210	32,10	32,10	32,10

**ANEXO II**

**COMPOSICIÓN DE LA FASE GASEOSA DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS DEL ÁREA SUR**

**Tabla II.6.** Composición molar de la fase gaseosa del fluido proveniente de los pozos del Campo A.

Componente	Campo A				
	Pozo # A-1 (Basal Tena)	Pozo # A-2 (Napó M-1)	Pozo # A-3 (M1)	Pozo # A-4 (Basal Tena)	Pozo # A-5 (uU)
Nitrógeno	0,0332	0,0318	0,0384	0,0273	0,0605
CO <sub>2</sub>	0,0286	0,0270	0,0620	0,0240	0,0524
H <sub>2</sub> S	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Metano	0,5136	0,4888	0,5446	0,4690	0,6262
Etano	0,0880	0,0781	0,1305	0,0663	0,0799
Propano	0,1791	0,1214	0,1280	0,1614	0,0811
i-Butano	0,0298	0,0363	0,0187	0,0366	0,0220
n-Butano	0,0773	0,0998	0,0403	0,1073	0,0309
i-Pentano	0,0186	0,0379	0,0126	0,0366	0,0153
n-Pentano	0,0165	0,0366	0,0114	0,0357	0,0103
n-Hexano	0,0091	0,0271	0,0081	0,0243	0,0111
n-Heptano	0,0039	0,0121	0,0038	0,0097	0,0075
n-Octano	0,0022	0,0025	0,0014	0,0015	0,0022
n-Nonano	0,0001	0,0004	0,0002	0,0002	0,0004
n-Decano	0,0000	0,0002	0,0000	0,0001	0,0002
n-C11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

**Tabla II.7.** Composición molar de la fase gaseosa del fluido proveniente de los pozos del Campo B.

Componente	Campo B			
	Pozo # B-1 (M-1C)	Pozo # B-2 (Middle & Lower U)	Pozo # B-3 (Upper M-1)	Pozo # B-4 (Basal Tena)
Nitrógeno	0,0826	0,0879	0,0391	0,0000
CO <sub>2</sub>	0,0314	0,0939	0,0303	0,0194
H <sub>2</sub> S	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Metano	0,7680	0,7272	0,4852	0,5146
Etano	0,0645	0,0530	0,1017	0,0942
Propano	0,0330	0,0267	0,1343	0,1832
i-Butano	0,0049	0,0050	0,0346	0,0455
n-Butano	0,0096	0,0038	0,0879	0,0941
i-Pentano	0,0022	0,0011	0,0305	0,0171
n-Pentano	0,0018	0,0005	0,0280	0,0128
n-Hexano	0,0011	0,0004	0,0190	0,0151
n-Heptano	0,0007	0,0003	0,0076	0,0027

**Tabla II.2.** Composición molar de la fase gaseosa del fluido proveniente de los pozos del Campo B, **continuación...**

Componente	Campo B			
	Pozo # B-1	Pozo # B-2	Pozo # B-3	Pozo # B-4
	(M-1C)	(Middle & Lower U)	(Upper M-1)	(Basal Tena)
n-Octano	0,0001	0,0001	0,0016	0,0012
n-Nonano	0,0001	0,0001	0,0002	0,0000
n-Decano	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001
n-C11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

**Tabla II.8.** Composición molar de la fase gaseosa del fluido proveniente de los pozos del Campo C y Pozo # D-1 del Campo D.

Componente	Campo C			Campo D
	Pozo # C-1	Pozo # C-2	Pozo # C-3	Pozo # D-1
	(Lower M-1)	(Upper U)	(M-1)	(Upper U)
Nitrógeno	0,0287	0,0720	0,0737	0,0565
CO <sub>2</sub>	0,0324	0,0351	0,0453	0,0392
H <sub>2</sub> S	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Metano	0,4472	0,6119	0,4926	0,5550
Etano	0,1065	0,0866	0,1148	0,0774
Propano	0,1787	0,1000	0,1424	0,1007
i-Butano	0,0380	0,0313	0,0271	0,0368
n-Butano	0,0926	0,0331	0,0609	0,0555
i-Pentano	0,0294	0,0133	0,0167	0,0285
n-Pentano	0,0252	0,0064	0,0140	0,0182
n-Hexano	0,0149	0,0062	0,0081	0,0185
n-Heptano	0,0053	0,0032	0,0034	0,0111
n-Octano	0,0010	0,0008	0,0009	0,0024
n-Nonano	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002
n-Decano	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

**Tabla II.9.** Composición molar de la fase gaseosa del fluido proveniente del Pozo # D-2 y Pozo # D-3 del campo D.

Componente	Campo D	
	Pozo # D-2	Pozo # D-3
	M-1A	Middle U
H <sub>2</sub> O	0,0000	0,0000
Hidrógeno	0,0000	0,0000
Nitrógeno	0,0000	0,0006
CO <sub>2</sub>	0,0258	0,0492
H <sub>2</sub> S	0,0000	0,0000
Metano	0,3503	0,2282

**Tabla II.4.** Composición molar de la fase gaseosa del fluido proveniente del Pozo # D-2 y Pozo # D-3 del campo D, **continuación...**

Componente	Campo D	
	Pozo # D-2	Pozo # D-3
	M-1A	Middle U
Etano	0,1117	0,1160
Propano	0,1275	0,1906
i-Butano	0,0504	0,0722
n-Butano	0,1081	0,1050
i-Pentano	0,0402	0,0719
n-Pentano	0,0440	0,0442
n-Hexano	0,0320	0,0500
Mciclopentano	0,0103	0,0139
Benzeno	0,0123	0,0008
Ciclohexano	0,0079	0,0124
n-Heptano	0,0057	0,0178
Tolueno	0,0147	0,0144
n-Octano	0,0060	0,0013
E-Benzeno	0,0018	0,0003
m-Xyleno	0,0017	0,0004
p-Xyleno	0,0030	0,0004
O-Xyleno	0,0392	0,0045
n-Nonano	0,0002	0,0000
124-MBenzeno	0,0010	0,0026
n-Decano	0,0000	0,0000
n-C11	0,0000	0,0000



**ANEXO III**

**PERFIL TOPOGRÁFICO DE LAS LÍNEAS DE TRANSPORTE DE  
LOS CAMPOS DEL ÁREA SUR**

**Tabla III.10.** Perfil topográfico para las líneas de conexión de las plataformas WP-B y WP-C con la línea principal L1 A-SPF. x: avance horizontal, y: elevación.

Conexión L-CA, (10 in)		Conexión L-BA, (10 in)			
x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]
0	239	0	223	420	232
7	239	10	223	430	230
27	239	20	224	440	230
43	239	30	224	450	230
63	239	40	224	460	230
83	239	50	224	470	230
103	239	60	224	480	230
122	239	70	224	500	230
142	239	80	224	510	230
162	239	90	224	520	230
182	239	100	224	530	229
202	239	110	224	540	229
222	239	130	226	550	229
242	240	140	226	553	229
259	239	150	226		
279	239	160	226		
299	239	170	226		
319	239	180	226		
339	239	190	226		
359	239	200	226		
379	239	210	228		
419	239	240	227		
439	239	250	227		
459	240	260	227		
479	240	280	227		
499	240	290	227		
519	240	300	227		
539	240	310	229		
578	240	330	229		
598	240	340	229		
618	240	350	229		
638	240	370	229		
658	240	380	229		
678	240	390	229		
695	240	400	229		
715	240	410	229		

**Tabla III.11.** Perfil topográfico para la línea principal L1 A-SPF. *x*: avance horizontal, *y*: elevación.

WP-A hacia SPF, (20 in)																			
x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]
0	232	1 336	239	2 720	218	4 110	220	5 500	221	6 836	240	8 228	239	9 463	240	10 858	240	12 251	242
14	232	1 386	237	2 770	219	4 159	220	5 550	221	6 885	239	8 277	239	9 513	239	10 908	240	12 301	242
63	227	1 436	240	2 820	219	4 209	219	5 600	224	6 934	239	8 327	239	9 563	239	10 957	239	12 351	251
113	227	1 486	240	2 869	220	4 258	219	5 650	224	6 984	237	8 376	240	9 613	239	11 007	237	12 401	253
160	220	1 536	240	2 919	220	4 308	219	5 699	224	7 034	237	8 426	240	9 662	240	11 056	237	12 451	259
210	220	1 586	240	<b>2 969</b>	<b>219</b>	4 358	219	5 749	226	7 084	240	8 476	239	9 812	240	11 105	228	12 501	259
260	220	1 635	240	3 019	219	4 407	219	5 799	227	7 134	240	8 526	238	9 862	240	11 155	228	12 551	260
310	220	1 685	240	3 068	221	4 457	219	5 848	227	7 283	237	8 576	237	9 911	240	11 204	220	12 600	260
345	221	1 735	240	3 118	221	4 507	219	5 897	229	7 333	237	8 626	237	9 961	240	11 254	220	12 649	257
394	221	1 785	240	3 167	219	4 555	220	<b>5 960</b>	<b>229</b>	7 383	224	8 674	239	10 011	240	11 303	220	12 698	259
444	220	1 834	240	3 216	219	4 605	220	6 044	233	7 432	224	8 724	239	10 061	240	11 353	218	12 747	259
494	220	1 884	240	3 266	218	4 654	220	6 093	233	7 481	219	8 771	239	10 111	240	11 403	218	12 793	253
593	224	2 033	240	3 314	218	4 704	220	6 142	235	7 531	219	8 821	240	10 161	240	11 453	219	12 843	253
643	232	2 082	240	3 364	220	4 853	220	6 191	235	7 581	218	8 871	240	10 211	240	11 503	219	12 893	245
693	232	2 132	240	3 414	220	4 902	220	6 241	236	7 631	219	8 920	240	10 261	240	11 553	220	12 943	245
791	239	2 181	238	3 463	229	4 952	220	6 289	236	7 681	219	8 969	240	10 310	239	11 603	221	12 993	240
840	239	2 231	235	3 513	238	5 002	220	6 339	239	7 731	219	9 019	240	10 360	239	11 653	221	13 043	240
890	239	2 281	240	3 563	241	5 052	220	6 389	239	7 781	220	9 068	240	10 410	240	11 703	226	13 093	240
940	234	2 329	240	3 613	241	5 101	220	6 439	239	7 831	220	9 118	240	10 460	240	11 753	226	13 142	240
989	238	2 378	240	3 662	236	5 151	220	6 488	239	7 881	220	9 168	240	10 509	240	11 803	229	13 192	241
1 038	238	2 428	239	3 712	236	5 201	220	6 537	239	7 930	226	9 218	240	10 559	240	11 852	229	13 242	241
1 088	231	2 477	237	3 762	230	5 250	220	6 587	240	7 980	226	<b>9 245</b>	<b>240</b>	10 609	240	11 902	232	13 292	241
1 138	224	2 527	230	3 811	230	5 300	220	6 637	240	8 030	228	9 267	240	10 659	240	11 951	235	13 337	241
1 186	224	2 571	222	3 861	223	5 350	219	6 687	240	8 079	233	9 317	240	10 709	240	12 101	240	13 387	241
1 236	234	2 620	222	4 011	223	5 400	219	6 737	240	8 129	233	9 366	239	10 759	240	12 151	240	13 437	241
1 286	234	2 670	223	4 060	223	5 450	221	6 787	240	8 178	239	9 414	239	10 809	240	12 201	240	13 485	243

<sup>i</sup> Cruce Río Yasuní.<sup>ii</sup> Conexión línea: L-BA, plataforma WP-B.<sup>iii</sup> Conexión línea: L-CA, plataforma WP-C.

**Tabla III.12.** Perfil topográfico para la línea principal L4 I-SPF. x: avance horizontal, y: elevación.

WP-I hacia SPF, (16 in)											
x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]
0	297	2 331	259	4 632	238	7 011	260	9 418	256	11 741	239
32	288	2 421	259	4 718	240	7 101	260	9 506	244	11 831	240
117	288	2 509	259	4 806	242	7 191	259	9 596	240	11 919	240
202	274	2 595	259	4 886	249	7 279	255	9 686	237	12 008	239
292	278	2 685	260	4 976	257	7 368	254	<sup>iii</sup> <b>9 706</b>	<b>235</b>	<sup>iv</sup> <b>12 098</b>	<b>240</b>
381	275	2 772	260	5 066	258	7 457	253	9 776	236	12 187	240
470	279	2 861	260	5 156	252	7 545	253	9 866	235	12 274	239
559	280	2 950	259	5 246	249	7 635	251	9 956	235	12 364	239
649	280	3 037	259	5 331	243	7 724	255	10 040	235	12 451	237
738	280	3 118	258	5 411	258	7 814	256	10 130	236	12 541	235
827	281	3 207	256	5 500	260	7 903	257	10 218	236	12 631	235
917	281	3 294	252	5 590	260	7 993	258	10 308	237	12 713	234
1 003	281	3 381	250	5 680	260	8 081	258	10 398	237	12 803	233
1 091	280	3 470	251	5 770	259	8 171	260	10 488	237	<sup>v</sup> <b>12 914</b>	<b>232</b>
1 175	280	3 560	252	5 859	260	8 259	261	10 578	237	12 981	231
1 264	280	3 650	250	5 944	260	8 346	261	10 668	237	13 068	232
1 351	280	3 740	248	6 034	260	8 436	260	10 756	237	13 158	233
1 441	281	<sup>ii</sup> <b>3 784</b>	<b>251</b>	6 124	261	8 521	259	10 846	237	13 248	235
1 531	282	3 828	251	6 213	260	8 611	258	10 936	236	13 338	236
1 621	280	3 917	250	6 303	260	8 701	258	11 024	236	13 428	237
1 711	280	4 007	246	6 391	260	8 791	259	11 113	236	13 517	239
<sup>i</sup> <b>1 780</b>	<b>280</b>	4 096	245	6 477	260	8 881	259	11 203	236	13 607	239
1 890	281	4 185	242	6 567	260	8 970	260	11 293	236	13 696	240
1 980	281	4 275	240	6 655	260	9 060	260	11 383	236	13 786	239
2 070	278	4 363	240	6 745	260	9 149	259	11 473	237	13 876	239
2 159	272	4 453	239	6 833	260	9 239	259	11 563	236	14 036	241
2 248	262	4 542	239	6 923	260	9 328	258	11 652	238	14 126	243

<sup>i</sup> Conexión línea L-KI, plataforma WP-K.

<sup>ii</sup> Conexión línea L-JI, plataforma WP-J.

<sup>iii</sup> Conexión línea L-EI, plataforma WP-E.

<sup>iv</sup> Cruce Rio Dícaro.

<sup>v</sup> Conexión línea L-DI, plataforma WP-D.

**Tabla III.13.** Perfil topográfico para las líneas de conexión L-DI, L-JI, L-EI y L-KI, con la línea principal L4 I-SPF. x: avance horizontal, y: elevación.

Conexión L-DI, (10 in)		Conexión L-JI, (16 in)		Conexión L-EI, (10 in)		Conexión L-KI, (16 in)	
x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]
0	235	0	251	0	235	0	281
5	235	19	249	47	235	10	281
25	235	39	249	95	235	20	281
45	235	59	249	144	237	30	281
65	236	79	253	194	237	33	281
85	236	99	253	244	237		
105	236	119	253	263	237		
125	234	138	253				
145	234	158	254				
165	234	178	254				
184	234	197	251				
204	234	217	251				
224	232	237	251				
244	232	257	251				
264	232	277	251				
284	232	297	248				
304	230	302	248				
324	230						
344	230						
364	231						
384	231						
404	231						
424	231						
444	231						
464	229						
484	230						
504	230						
524	230						
544	231						
564	231						
584	232						
604	232						
624	232						
644	232						
664	232						
684	232						

**Tabla III.14.** Perfil topográfico para la línea principal L2 E-SPF y para la línea de conexión L-DE. x: avance horizontal, y: elevación.

Línea principal: L2 E-SPF, (16 in)				Conexión: L-DE, (10 in)			
x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]
0	235	2 477	240	0	235	504	230
84	235	2 567	240	5	235	524	230
167	235	2 655	240	25	235	544	231
255	237	<sup>i</sup> <b>2 742</b>	<b>239</b>	45	235	564	231
342	236	2 831	239	65	236	584	232
430	235	2 921	239	85	236	604	232
520	235	3 010	237	105	236	624	232
605	235	3 100	235	125	234	644	232
695	236	3 187	234	145	234	664	232
783	236	3 273	234	165	234	684	232
872	237	3 363	233	184	234		
1 051	237	<sup>ii</sup> <b>3 490</b>	<b>232</b>	204	234		
1 141	236	3 540	231	224	232		
1 230	237	3 629	232	244	232		
1 408	237	3 719	233	264	232		
1 497	236	3 808	235	284	232		
1 585	236	3 898	236	304	230		
1 675	236	3 988	237	324	230		
1 764	236	4 072	239	344	230		
1 854	236	4 249	240	364	231		
1 944	236	4 339	239	384	231		
2 034	237	4 429	239	404	231		
2 123	236	4 516	240	424	231		
2 211	238	4 593	241	444	231		
2 300	239	4 680	243	464	229		
2 390	240	4 703	243	484	230		

<sup>i</sup>Cruce Río Dícaro.

<sup>ii</sup>Conexión línea L-DE, plataforma WP-D.

**Tabla III.15.** Perfil topográfico para la línea principal L3 H-SPF.  
x: avance horizontal, y: elevación.

Ginta B hacia SPF, (20 in)											
x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]
0	250	2 177	260	4 401	260	6 712	256	9 029	236	11 343	236
51	250	2 267	260	4 491	260	6 801	257	9 118	237	11 433	234
137	246	2 356	260	4 581	260	6 891	258	9 207	237	11 523	234
227	245	2 446	261	4 670	260	6 980	258	9 297	237	11 612	233
316	252	2 536	260	4 759	260	7 069	260	9 387	237	11 702	232
406	251	2 625	261	4 842	260	7 158	261	9 477	237	<sup>v</sup> <b>11 740</b>	<b>232</b>
484	247	2 714	262	4 932	260	7 245	261	9 567	237	11 792	231
573	241	2 802	264	5 022	260	7 334	260	9 656	237	11 881	232
662	239	2 889	268	5 111	260	7 419	258	9 746	237	11 970	233
752	244	2 979	265	5 201	260	7 509	258	9 834	236	12 060	234
842	255	3 068	268	5 287	260	7 599	258	9 923	236	12 150	236
932	259	3 158	272	5 375	260	7 689	259	10 013	236	12 240	237
1 022	255	3 247	277	5 464	260	7 779	259	10 103	236	12 329	237
1 109	257	3 336	280	5 551	260	7 868	260	10 193	236	12 419	239
1 198	258	3 425	281	5 641	260	7 958	259	10 283	237	12 508	240
1 288	259	3 515	279	5 729	260	8 047	259	10 373	237	12 598	239
1 377	260	3 601	273	5 819	260	8 137	258	10 457	238	12 688	239
1 466	260	3 690	271	5 908	260	8 226	251	10 547	239	12 778	240
1 551	259	3 780	267	5 998	260	8 315	246	10 637	240	12 845	241
1 641	259	3 867	268	6 088	257	8 404	244	10 725	239	12 932	241
<sup>i</sup> <b>1 720</b>	<b>259</b>	3 957	262	6 177	255	8 494	240	10 814	239	12 952	243
1 729	259	4 047	257	6 265	254	<sup>iii</sup> <b>8 584</b>	<b>237</b>	10 901	240		
1 818	259	4 137	248	6 355	253	8 674	236	<sup>iv</sup> <b>10 991</b>	<b>240</b>		
1 908	260	4 226	253	6 443	250	8 764	235	11 076	239		
1 998	260	<sup>ii</sup> <b>4 247</b>	<b>255</b>	6 533	251	8 852	236	11 164	239		
2 087	260	4 311	258	6 622	252	8 940	236	11 253	237		

<sup>i</sup> Conexión línea L-GH, plataforma WP-G.

<sup>ii</sup> Conexión línea L-IH, plataforma WP-I.

<sup>iii</sup> Conexión línea L-EH, plataforma WP-E.

<sup>iv</sup> Cruce Río Dícaro.

<sup>v</sup> Conexión línea L-DH, plataforma WP-D.

**Tabla III.16.** Perfil topográfico para las líneas de conexión L-DH, L-GH y L-EH con la línea principal L3 H-SPF. *x*: avance horizontal, *y*: elevación.

Conexión L-DH, (10 in)		Conexión L-FD, (4 in)		Conexión L-GH, (16 in)		Conexión L-EH, (10 in)	
x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]
0	235	0	235	0	259	0	235
20	235	5	235	20	260	39	235
33	235	15	235	35	260	84	235
52	235	35	235	49	260	126	235
72	235	55	235	65	260	171	237
92	235	73	236	85	260	215	237
112	233	93	236	105	260	260	237
132	233	113	236	125	259	279	237
152	233	133	234	145	259		
172	233	153	234	165	259		
192	232	173	234	185	259		
212	232	193	234	195	259		
232	232	213	234				
252	232	233	232				
272	232	253	232				
292	230	273	232				
312	230	293	232				
332	230	313	230				
352	230	333	230				
372	231	353	230				
392	231	373	231				
412	231	393	231				
432	231	413	231				
452	229	433	231				
472	230	453	231				
492	230	473	231				
512	230	493	230				
532	230	513	230				
552	230	533	230				
571	231	553	230				
591	231	573	231				
610	231	592	231				
630	232	602	232				
647	232						
667	232						
687	232						
694	232						

**Tabla III.17.** Perfil topográfico para la línea de conexión L-IH.  
x: avance horizontal, y: elevación.

Conexión L-IH, (12 in)							
x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]	x [m]	y [m]
0	297	1 313	280	2 614	260	3 950	245
21	297	1 358	280	2 658	260	3 994	244
64	297	1 403	280	2 703	260	4 039	244
109	289	1 448	280	2 748	260	4 084	242
154	289	1 493	280	2 793	260	4 128	241
199	280	1 538	280	2 837	260	4 173	241
244	280	1 583	280	2 882	260	4 263	239
289	280	1 628	280	2 926	259	4 307	239
334	279	1 673	276	2 970	259	4 351	239
376	279	1 718	279	3 015	258	4 396	239
421	280	1 763	279	3 055	258	4 441	239
466	280	<sup>i</sup> <b>1 782</b>	<b>279</b>	3 100	258	4 486	239
511	281	1 808	281	3 145	256	4 531	238
556	280	1 853	281	3 189	256	4 576	238
600	280	1 898	281	3 234	252	4 620	240
645	282	1 943	281	3 278	252	4 663	240
690	282	1 988	281	3 323	250	4 708	242
735	282	2 033	272	3 368	250	4 753	242
780	282	2 078	272	3 413	248	4 797	249
825	281	2 122	262	3 458	251	4 841	249
870	281	2 167	262	3 503	251	4 931	260
915	280	2 212	259	3 548	249	4 976	260
959	280	2 257	259	3 593	250	5 021	258
1 004	279	2 302	259	3 638	250	5 066	258
1 049	279	2 346	259	3 683	251	5 111	252
1 093	280	2 391	259	3 728	248	5 156	257
1 138	280	2 436	259	<sup>ii</sup> <b>3 784</b>	<b>248</b>	5 201	249
1 181	280	2 480	259	3 817	248	5 245	249
1 226	280	2 524	259	3 861	248	5 289	249
1 269	280	2 569	259	3 905	248	5 332	258

<sup>i</sup> Conexión línea L-KIH, plataforma WP-K.

<sup>ii</sup> Conexión línea L-JIH, plataforma WP-J.



**Tabla III.18.** Perfil topográfico para las líneas de conexión L-JIH y L-KIH con la línea L-IH.  $x$ : avance horizontal,  $y$ : elevación.

Conexión L-JIH, (10 in)		Conexión L-KIH, (10 in)	
x [m]	y [m]	x [m]	y [m]
0	251	0	281
19	249	10	281
39	249	20	281
59	249	30	281
79	253	33	281
99	253		
119	253		
138	253		
158	254		
178	254		
197	251		
217	251		
237	251		
257	251		
277	251		
297	248		
302	248		

