

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE LA RED DE  
GASODUCTOS A ALTA PRESIÓN DEL DISTRITO FURRIAL DE  
PDVSA PARA EL INCREMENTO DE GAS HACIA MERCADO  
INTERNO”**

**PRESENTADO POR:**

**ARMANDO JOSÉ ÁLVAREZ RODRÍGUEZ**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA  
UNIVERSIDAD DE ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE:**

**INGENIERO QUÍMICO**

**Barcelona, julio de 2010**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE LA RED DE  
GASODUCTOS A ALTA PRESIÓN DEL DISTRITO FURRIAL DE  
PDVSA PARA EL INCREMENTO DE GAS HACIA MERCADO  
INTERNO”**

**PRESENTADO POR:**

**ARMANDO JOSÉ ÁLVAREZ RODRÍGUEZ**

---

**Ing. Alexis J. Cova B., M.Sc.**  
**Asesor Académico**

---

**Ing. Ernesto E. Figueroa P.**  
**Asesor Industrial**

**Barcelona, julio de 2010**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE LA RED DE  
GASODUCTOS A ALTA PRESIÓN DEL DISTRITO FURRIAL DE  
PDVSA PARA EL INCREMENTO DE GAS HACIA MERCADO  
INTERNO”**

**JURADO CALIFICADOR:**

---

**Ing. Alexis J. Cova B., M.Sc.**

**Asesor Académico**

---

**Ing. Raven R. Hernán C, M.Sc.**

**Jurado principal**

---

**Ing. Ronald D. Arias C.**

**Jurado principal**

**Barcelona, julio de 2010**

## **RESOLUCION**

### **ARTÍCULO 41**

Reglamento de trabajo de grado:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”

## **DEDICATORIA**

A Dios todo poderoso y a la Virgen Del Valle Patrona de Oriente, por la vida y por guiarme en cada uno de mis pasos de las decisiones que he tomado en vida, cuidándome y enseñándome que en la vida todo se puede lograr con trabajo, esfuerzo y sacrificio.

A mis padres: mi madre Nigmia Esmeralda Rodríguez de Álvarez por todo el amor que me ha dado a mí y a mis hermanos y por los valores y educación que me ha brindado. A mi padre Armando José Álvarez Gómez por que ha sido un ejemplo a seguir en mi vida. Me siento orgulloso y afortunado de los padres que Dios me dio.

A mi tío Ernesto Sánchez que en paz descansa y su esposa Rosa Sánchez e hijos por abrirme las puertas de su casa y recibirme con mucho amor y cariño como un hijo más, gracias a su apoyo y consejos aprendí mucho en la vida.

A mis abuelos, tíos y primos, quienes siempre me han cuidado y querido, estando pendiente de mí.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco primeramente a Dios y a la Virgen Del Valle por darme las fuerzas necesarias para alcanzar mi meta.

Con mucho amor a toda mi familia y amigos por todo el apoyo incondicional que me han brindado, sin ustedes no hubiese sido posible lograr mis objetivos.

A la Universidad de Oriente, por abrirme sus puertas para obtener el título universitario y formarme profesional y personalmente.

A la empresa PDVSA, por permitirme realizar este trabajo dentro de sus instalaciones. A todo el personal que allí labora, gracias a ellos mi estadía fue muy grata, en especial a Kendry Naranjo, María Ramos, Yuluitza Tineo, Carmen Villalobo, José Meneses, José Aguilera, José Díaz, Rodney Noriega, Cesar García, Antonio Ganem y a todo el equipo de la Superintendencia de Ingeniería de Gas y Agua, gracias a sus concejos, conocimientos y colaboración logre cumplir con mis objetivos.

A mi asesor industrial, el ingeniero Ernesto Figueroa, por ayudarme, orientarme y brindarme sus conocimientos en la materia, sin duda alguna aprendí bastante de él y agradezco el tiempo que me dedico para la realización de esta tesis.

A mi asesor académico Alexis Cova, por ayudarme y brindarme el apoyo necesario para la realización de este trabajo.

A todos los profesores, porque gracias a sus conocimientos, consejos y apoyo aprendí a desenvolverme y a defenderme en la vida.

De igual manera a mis amigo(a)s tesistas, Luisana Mejías, Simón Carrero, Frannira Villalba, Luisana Cabrera, por compartir tantos momentos a la hora del almuerzo en el comedor de PDVSA.

Sin duda alguna tengo que agradecer a mis compañeros de lucha universitaria, con quienes compartí gratos momentos y hoy en día puedo considerarlos mis amigos, Paola Bonet, José Silva, Lean Velásquez, Daniel Atay, Bricmar Cordova, Arturo Carreño, y muchos otros.

## RESUMEN

Actualmente, PDVSA maneja alrededor de 999 MMPCND en la red de gasoductos del distrito Furrrial de aproximadamente 145 Km de longitud de tuberías, se requiere evaluar el incremento de 300 MMPCND al sistema, generado del Portafolio de Oportunidades y conocer la capacidad de los gasoductos de transferencia. La incorporación del nuevo volumen de gas se hará a través de la Estación de Flujo Quiriquire 2 (QE-2), Planta Compresora Orocuál 2 (PC-ORC-2), Planta Compresora Orocuál 4 (PC-ORC-4), Boquerón y la nueva Planta Compresora Jusepín 120 (PCJ-120). Para ello la empresa cuenta con una red de gasoductos interconectados y distribuidos en Maturín Estado Monagas a nivel de 1.200 psig que le permite enviar gas desde una estación de flujo a una planta compresora, desde una planta compresora a las plantas de procesamiento e inyección y de una planta compresora a otra. Por tal motivo se evaluó el comportamiento hidráulico de la red bajo condiciones normales y futuras de operación, a fin de determinar la mejor alternativa de manejo de gas que permita distribuir eficientemente el nuevo volumen aportado, que garantice el envío e incremento de gas hacia mercado interno. Este trabajo de investigación consistió en la evaluación hidráulica de toda la red a alta presión (1.200-1.500 psig); cumpliendo con los lineamientos de operación que rigen a las plantas de procesamiento de gas. Además se realizaron análisis de sensibilidad para estudiar el impacto operacional al aplicar un determinado manejo u otro garantizando los tratados adquiridos con los clientes. Los resultados demuestran que los gasoductos manejan un caudal de gas menor a las capacidades



calculadas y que no se puede cumplir con el incremento requerido, pero pueden incorporarse 223 MMPCND a la red, además existen considerables restricciones que impiden el óptimo funcionamiento del sistema que la compone en los tres escenarios estudiados, lo que implica que se deben modificar varias tuberías.

# CONTENIDO

<b>RESOLUCION</b> .....	<b>iv</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	<b>vi</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>viii</b>
<b>CONTENIDO</b> .....	<b>x</b>
<b>NOMENCALTURA</b> .....	<b>xvii</b>
<b>CAPITULO I</b> .....	<b>19</b>
<b>EL PROBLEMA</b> .....	<b>19</b>
1.1 BREVE RESEÑA DE LA EMPRESA .....	19
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	22
1.3 OBJETIVOS .....	23
1.3.1 Objetivo General: .....	23
1.3.2 Objetivos Específicos: .....	23
<b>CAPITULO II</b> .....	<b>24</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>24</b>
2.1 ANTECEDENTES .....	24
2.2.1 Complejo Orocual.....	27
2.2.1.1 PLANTA COMPRESORA OROCUAL 2 (PC-ORC-2) .....	29
2.2.1.2 PLANTA COMPRESORA OROCUAL 4 (PC-ORC-4) .....	29
2.2.1.3 PLANTA DESHIDRATADORA OROCUAL 1 (PD-ORC-1) .....	30
2.2.1.4 PLANTA DESHIDRATADORA OROCUAL 2 (PD-ORC-2) .....	31
2.2.2 Campo Boqueron .....	33
2.2.3 El Complejo Operativo Rusio Viejo (CORV).....	41
2.2.3.1 CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS .....	42
2.2.4 Complejo Jusepín .....	44
2.2.5 Planta de Inyección de Agua para Recuperación Secundaria de Oriente (RESOR).....	50
2.2.6 Inyección de Gas Furrial (IGF).....	52
2.2.7 Acogas .....	54
2.2.8 El Complejo Operativo Muscar (COM).....	55

2.3	EL GAS NATURAL .....	55
2.3.1	Propiedades del gas natural.....	56
2.3.1.1	GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS, $\gamma_g$ .....	56
2.3.1.2	FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, $Z$ .....	56
2.3.1.3	CORRELACIÓN DE STANDING, M.B. Y KATZ, D.L. ....	57
2.3.1.4	VISCOSIDAD DEL GAS, $M_g$ .....	58
2.3.1.5	Densidad del gas, $\rho_g$ .....	59
2.4	COMPORTAMIENTO DEL GAS .....	60
2.5	CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL .....	60
2.6	CAÍDA DE PRESIÓN .....	63
2.6.1	Efectos de la fricción.....	63
2.6.2	Efectos de la elevación.....	64
2.6.3	Efectos de la aceleración.....	65
2.7	FLUJO DE FLUIDO POR TUBERÍAS .....	66
2.8	FLUJO BIFÁSICO EN TUBERÍAS (GAS-LÍQUIDO).....	66
2.9	ECUACIÓN DE BERNOULLI .....	69
2.10	SIMULACIÓN DE PROCESOS .....	72
2.11	ECUACIÓN DE ESTADO DE SOAVE/REDLICH/KWONG (SRK).....	72
2.12	MEDIA ARITMÉTICA .....	73
2.13	BEGGS & BRILL .....	74
2.14	PIPEPHASE .....	74
2.14.1	Netopt .....	75
2.14.2	Tacite.....	75
2.14.3	Tipos de simulaciones .....	75
2.14.4	Tipos de fluidos.....	76
<b>CAPITULO III.....</b>		<b>77</b>
<b>DESARROLLO DEL PROYECTO.....</b>		<b>77</b>
3.1	DESARROLLO DE LA RED DE GASODUCTOS CON EL SIMULADOR PIPEPHASE 9.1 .....	77
3.1.1	Reuniones, entrevistas y visitas guiadas .....	77
3.1.2	Levantamientos en campo .....	77
3.1.3	Descripción de la red de gasoductos.....	80
3.1.4	Recopilación de datos operacionales .....	80
3.1.4.1	Análisis cromatográficos .....	80

3.1.4.2 Reportes de producción .....	82
3.1.5 Construcción de la red de 1.200 psig en el simulador Pipephase.....	84
3.1.5.1 Definición de la simulación .....	85
3.1.5.2 Ingreso de los componentes presentes en el fluido de trabajo en base húmeda .....	88
3.1.5.3 SELECCIÓN DE LAS CORRELACIONES O ECUACIONES PARA EL ESTUDIO DEL SISTEMA.....	90
3.1.5.4 ELABORACIÓN DE LA RED EN EL SIMULADOR .....	94
3.1.5.5 Validación del modelo de red.....	98
3.1.5.5.1 Simulación .....	98
3.1.5.5.1.1 Escenario 1 .....	98
3.2 ESTUDIO DEL MANEJO DE GAS PARA SU INCREMENTO HACIA MERCADO INTERNO.....	100
3.2.1 Escenario 2 .....	100
3.2.2 Escenario 3 .....	101
3.3 PROPOSICIÓN DEL ESCENARIO MÁS FAVORABLE PARA EL INCREMENTO DE GAS HACIA MERCADO INTERNO .....	104
3.4 DETERMINACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD DEL SISTEMA CON EL INCREMENTO PROPUESTO Y LAS CAPACIDADES DE LOS GASODUCTOS DE TRANSFERENCIA .....	104
3.4.1 Evaluación de los escenarios.....	104
3.4.1.1 Análisis de las velocidades y cálculo de las velocidades erosivas .....	105
3.4.1.2 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POR CADA 100 PIE DE TUBERÍA .....	106
3.4.1.3 ANÁLISIS DE LA FORMACIÓN DE LÍQUIDO .....	107
3.4.2 Cálculo de las capacidades de los gasoductos de transferencia .....	107
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>110</b>
<b>DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>110</b>
4.1 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	110
4.1.1 Desarrollo la red de gasoductos con el simulador Pipephase 9.1 .....	110
4.1.1.1 Simulación del escenario 1 .....	110
4.1.2 Estudio del manejo de gas para su incremento hacia mercado interno .....	114
4.1.2.1 Escenario 2 .....	114

4.1.2.2 Escenario 3 .....	118
4.1.3 Propuesta del escenario más favorable de envío de gas hacia mercado interno .....	121
4.1.4 Determinación de la funcionalidad del sistema con el incremento propuesto y la capacidad de los gasoductos de transferencia .....	121
4.1.4.1 Evaluación de los parámetros hidráulicos del escenario 1 .....	122
4.1.4.2 Evaluación de los parámetros hidráulicos del escenario 2 .....	127
4.1.4.3 Evaluación de los parámetros hidráulicos del escenario 3 .....	132
4.1.4.5 Evaluación de las capacidades de los gasoductos de transferencia .....	139
4.2 CONCLUSIONES.....	142
4.3 RECOMENDACIONES.....	144
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>145</b>
<b>METADATOS .....</b>	<b>148</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Características de los compresores de la PCJ-14. ....	48
Tabla 3.1. Composición del gas de exportación del Campo Jusepín. ....	81
Tabla 3.2. Promedios de los reportes diarios de las fuentes de la red de gasoductos de la condición actual de operación. ....	82
Tabla 3.3. Promedios de los reportes diarios de los sumideros de la red de gasoductos de la condición actual de operación. ....	84
Tabla 3.4. Perfil del gasoducto de transferencia de Rusio Viejo.[1].....	108
Tabla 4.1. Resultados del modelo hidráulico diseñado y comparación con los datos en campo del escenario 1.....	111
Tabla 4.2. Presiones de parada de las plantas a nivel de 1.200 psig del distrito Furrial en las fuentes del modelo hidráulico.....	116
Tabla 4.3. Presiones y flujos generados por el simulador en el escenario 2.....	117
Tabla 4.4. Presiones y flujos generados por el simulador en el escenario 3.....	119
Tabla 4.5. Resultados de velocidades y caídas de presión obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 1. ....	123
Tabla 4.6. Resultados de formación de líquidos obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 1.....	125
Tabla 4.7. Resultados de velocidades y caídas de presión obtenidas en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 2.....	128
Tabla 4.8. Resultados de formación de líquidos obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 2. ....	130
Tabla 4.9. Resultados de velocidades y caídas de presión obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 3.....	133
Tabla 4.10. Resultados de formación de líquidos obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 3. ....	136
Tabla 4.11. Capacidades de los gasoductos de transferencia del Distrito Furrial a nivel de 1.200 psig.....	141

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación Geográfica del Distrito Furrial. ....	20
Figura 2.1. Esquema general del manejo de gas en el distrito Furrial.....	28
Figura 2.2. Esquema del Campo Boquerón. ....	34
Figura 2.3. Esquema del Proceso de Boqueron.....	35
Figura 2.4. Esquema de proceso del Complejo Operativo Rusio Viejo. ....	41
Figura 2.5. Diagrama del Complejo Jusepín. ....	45
Figura 2.6. Factores de compresibilidad para gases naturales.....	58
Figura 2.7. Constantes A y B de Bukacek.[7] .....	62
Figura 3.1. Isométrico 3, succión y descarga del gas que ingresa a la planta deshidratadora Orocuál 2 (PD-ORC-2). ....	79
Figura 3.2. Ventana para la selección del modelo de red. ....	86
Figura 3.3. Ventana para la selección del tipo de fluido. ....	86
Figura 3.4. Ventana para la selección de la fase de la mezcla. ....	87
Figura 3.5. Ventana para la selección de las unidades de trabajo.....	87
Figura 3.6. Ventana para el ingreso del listado de componentes.....	89
Figura 3.7. Ventana para selección de los componentes que conforman al fluido en estudio.....	89
Figura 3.8. Listado de componentes seleccionados.....	90
Figura 3.9. Paleta de componentes del simulador.....	91
Figura 3.10. Ventana de selección de correlaciones de caídas de presión y termodinámicas. ....	91
Figura 3.11. Ventana de selección de correlaciones de caídas de presión. ....	92
Figura 3.12. Venta para la selección de opciones descriptivas y de cálculos en el simulador. ....	92
Figura 3.13. Ventana de ingreso para la selección de correlaciones.....	93
Figura 3.14. Ventana de selección de ecuaciones termodinámicas y de transporte. ....	93
Figura 3.15. Montaje de la red de gasoductos.....	95
Figura 3.16. Datos ingresados en un enlace del gasoducto de transferencia de Orocuál. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 3.17. Modelo hidráulico de la red de gasoductos del distrito Furrial.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 3.18. Flujos (MMPCND) ingresados al simulador en el escenario 1.....	99

Figura 3.19. Flujos (MMPCND) ingresados al simulador en el escenario 2.....	102
Figura 3.20. Flujos (MMPCND) ingresados al simulador en el escenario 3.....	103
Figura 4.1. Modelo hidráulico del escenario 1 simulado.....	111
Figura 4.2. Modelo hidráulico del escenario 2 simulado.....	115
Figura 4.3. Modelo hidráulico del escenario 3 simulado.....	118
Figura 4.4. Envolverte de fase del gasoducto de Rusio Viejo en el enlace L126 del escenario 1.....	126
Figura 4.5. Envolverte de fase del gasoducto de Muscar en el enlace L163 del escenario 1.....	126
Figura 4.6. Envolverte de fase del gasoducto de Rusio Viejo en el enlace L126 del escenario 2.....	131
Figura 4.7. Envolverte de fase del gasoducto de Muscar en el enlace L163 del escenario 2.....	131
Figura 4.8. Envolverte de fase del gasoducto de Orocual en el enlace L009 del escenario 2.....	132
Figura 4.9. Envolverte de fase del gasoducto de Orocual en el enlace L009 del escenario 3.....	137
Figura 4.10. Envolverte de fase del gasoducto nuevo de Muscar en el enlace L022 del escenario 3.....	137
Figura 4.11. Envolverte de fase del gasoducto de Muscar en el enlace L163 del escenario 3.....	138
Figura 4.12. Envolverte de fase del gasoducto de Rusio Viejo en el enlace L126 del escenario 3.....	138



## NOMENCALTURA

MMPCND: Millones de pies cúbicos normales por día.

MBNPD: Mil barriles normales por día.

MBD: Mil barriles por día.

API: Instituto Americano de Petróleo (American Petroleum Institute).

QE-2: Estación de Flujo Quiriquire 2.

EF-ORC-1: Estación de Flujo Orocual 1.

EF-ORC-2: Estación de Flujo Orocual 2.

EF-ORC-3: Estación de Flujo Orocual 3.

EF-ORC-4: Estación de Flujo Orocual 4.

MAP: Múltiple de Alta Presión.

MMP: Múltiple de Media Presión.

MBP: Múltiple de Baja Presión.

PC-ORC-2: Planta Compresora Orocual 2.

PC-ORC-4: Planta Compresora Orocual 4.

PD-ORC-1: Planta Deshidratadora Orocual 1.

PD-ORC-2: Planta Deshidratadora Orocual 2.

ZIMCA: Zona Industrial de Maturín.

CORV: Complejo Operativo Rusio Viejo (Antiguo Campo Jusepín).

MSA: Múltiple de Succión de Acogas.

MGR: Múltiple de Gas Rico.

MGS: Múltiple de Gas Seco.

PEJ: Planta Extracción Jusepín (conocida también como Acogas).

IGF: Inyección de Gas Furrial.

PCJ-2: Planta Compresora Jusepín 2.

MPCJ3: Mini Planta Compresora Jusepín 3.

MPCJ4: Mini Planta Compresora Jusepín 4.

MPCJ5: Mini Planta Compresora Jusepín 5.

PCJ-6: Planta Compresora Jusepín 6.

PCJ-8: Planta Compresora Jusepín 8.

PCJ-9: Planta Compresora Jusepín 9.

PCJ-10: Planta Compresora Jusepín 10.

PCJ-14: Planta Compresora Jusepín 14.

PCJ-120: Planta Compresora Jusepín 120.

Psia: Libras por pulgadas cuadradas absolutas (siglas en ingles).

Psig: Libras por pulgadas cuadradas manométricas (siglas en ingles).

ABBL: Barriles actuales a las condiciones de presión y temperatura.

GPM: Galones de líquido por cada 1.000 pies cúbicos de gas.

Q: Caudal (MMPCND).

# **CAPITULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1 Breve Reseña De La Empresa**

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera de Venezuela. Planifica, coordina, supervisa y controla las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior. Respecto al gas natural, PDVSA cuenta con unas reservas probadas por 147 billones de pies cúbicos, haciendo de Venezuela una de las potencias mundiales del sector de hidrocarburos gaseosos.

En el Oriente del país, en Maturín, Estado Monagas, PDVSA está dividida en dos distritos: Punta de Mata y Furrial. En el Distrito Furrial se lleva a cabo el manejo de crudo, gas y agua. El proceso productivo que lleva a cabo la empresa se inicia en las unidades de explotación, las cuales extraen el crudo del yacimiento y lo envían a las estaciones de flujo para separarlo del gas. El crudo obtenido es enviado posteriormente a los tanques de almacenamiento y su entrega a PDVSA Manufactura y Mercadeo, mientras que el gas es separado, comprimido y tratado en las plantas de procesos para cumplir con especificaciones de calidad en cuanto al contenido de agua y H<sub>2</sub>S. Luego de este tratamiento, parte del total de este gas es inyectado con la finalidad de mantener un factor de reemplazo óptimo, de acuerdo a los perfiles requeridos por los yacimientos, el restante es entregado al mercado interno.

En el Distrito Furrrial la producción de gas es manejada en el Centro Operativo Orocuál, Quiriquire, Boqueron, Complejo Operativo Rusio Viejo y en el Complejo Jusepín. Toda la producción es transferida hacia Zimca, IGF

Resor, Muscar e Inyección de Pozos. En la Figura 1.1 se observa la ubicación geográfica del Distrito Furrrial y sus áreas operacionales.



**Figura 1.1. Ubicación Geográfica del Distrito Furrrial.**

El Centro Operativo Orocuál está conformado actualmente por cuatro plantas compresoras para manejar el gas producido proveniente de las estaciones de flujo. La planta compresora PC-ORC-4 comprime el gas de baja presión (40 psig) hasta una presión de 1300 psig. La planta compresora PC-ORC-2 comprime el gas de media

presión (500 psig) proveniente de la EF-ORC-3 y la EF-ORC-4 hasta 1300 psig para luego ser deshidratado en PD-ORC-1 y/o ser transferido hacia Jusepín. La planta compresora PC-ORC-3 y la PC-ORC-7 comprimen el gas proveniente de la descarga de la planta deshidratadora Orocuál 01 (PD-ORC-1) o de Quiriquire (QE-2) hasta 6.500 psig para ser inyectado a los pozos OS-54, PRS-56 y ORS-61.

El Complejo Jusepín cuenta con un sistema de separación (Estación Jusepín 2 y uno de compresión (plantas Compresoras)) que conforman el Centro Operativo Jusepín.

En él se procesan 495 MBNPD de crudos livianos y medianos provenientes de los yacimientos del Campo El Furrial. Estos mezclados tienen un API de 28,7. La explotación de los yacimientos de este campo trae asociado en la producción de crudo un volumen de gas de 520 MMPCND. Actualmente, sin embargo se están procesando 335 MBD y 508 MMPCND, respectivamente el cual es separado en la Estación Principal Jusepín 2 donde operan nueve módulos de producción y un módulo adicional conocido con el nombre de JOM (Jusepín-Orocuál-Manresa).

La separación se realiza en cuatro etapas de presión (500, 120, 40 y 0.3 psig), las cuales definen los esquemas de compresión establecidos por las plantas compresoras de este centro operativo. Una vez separados los fluidos, el crudo es enviado a los tanques estabilizadores y luego a la planta deshidratadora de crudo, mientras que el gas se envía a las unidades compresoras modulares, las cuales comprimen el gas desde 40 hasta 1300 psig, enviándose luego a la

planta de extracción de líquidos, donde se acondiciona y se extraen los líquidos (LGN) ó a la línea de transferencia de PDVSA Gas.

## **1.2 Planteamiento del problema**

En el distrito Furrrial de PDVSA, al norte del estado Monagas, la empresa cuenta con una red de gasoductos interconectados entre sí, en tres niveles de presión (35, 120 y 1.200 psig), y maneja actualmente 999 MMPCND. El gas de 35 y 120 psig es comprimido hasta alcanzar una presión de 1.200 psig, para posteriormente ser enviados hacia los clientes: Planta Extracción Jusepín, Planta de Inyección Furrrial (IGF), Resor y Complejo Muscar.

En la actualidad, existe la necesidad de incrementar el envío de gas hacia mercado interno (Empresas Básicas de Guayana) y conocer las capacidades de los gasoductos de transferencia, considerando las facilidades existentes entre la red de gasoductos que conecta al distrito Furrrial con Punta de Mata a nivel de 1.200 psig y conexiones futuras (nuevo gasoducto Jusepín-Muscar y la PCJ-120). En este sentido, se requiere la evaluación de la capacidad en la red de gasoductos para determinar si puede manejar un incremento de 300 MMPCND generados del Portafolio de Oportunidades, garantizando las condiciones operacionales en el sistema.

Este estudio consistirá en la determinación de las limitaciones hidráulicas en el sistema, mediante el desarrollo de un modelo hidráulico de la red de gasoductos existente y el análisis de los resultados, enfocados en determinación de estrategias de manejo de

gas más viable y expedito para el manejo del incremento de gas planteado.

Para esta evaluación se observará en el modelo hidráulico a desarrollar la formación de líquido, velocidad erosional y las caídas de presión por tramos de tuberías.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General:**

Evaluar hidráulicamente la red de gasoductos a alta presión del Distrito Furrrial de PDVSA para el incremento de gas hacia Mercado Interno.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos:**

1.- Desarrollar un modelo hidráulico de la red de gasoductos a alta presión 1.050-1.500 psig bajo condiciones actuales de operación, mediante el empleo del simulador Pipephase 9.1.

2.- Estudiar los posibles escenarios de manejo de gas que permitan un incremento de 300 MMPCND en la red de gasoductos.

3.- Proponer el escenario más favorable para el incremento de envío de gas hacia Mercado Interno.

4.- Determinar con el incremento propuesto si el sistema existente es funcional y las capacidades de los gasoductos de transferencia.



## CAPITULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Antecedentes

Algunos de los trabajos de investigación, realizados anteriormente y que guardan relación con el tema a desarrollar son los siguientes:

En el 2000, Gaviria, analizó la estación de flujo Orocual 2 (EF-ORC-2) como múltiple de recolección y evaluó hidráulicamente la red de recolección de superficie en el Campo Orocual. Para el primer caso se utilizaron los simuladores ProII y Provision y se obtuvo que la red no presentó limitaciones hidráulicas en la mayoría de los pozos, por lo que no hay impactos en la producción por limitaciones en las líneas de flujo. En el segundo caso se utilizaron los simuladores Pipephase y Marared. Con los resultados arrojados se pudo concluir que la conversión de la EF-ORC-2 en un múltiple de recolección es factible técnica y económicamente y genera una elevación en las presiones de las líneas de los pozos.[1]

En el 2004, Naranjo, realizó una evaluación de las alternativas de manejo del gas proveniente del campo Tacata, ubicado en el distrito norte-PDVSA, Maturín estado Monagas. Se evaluó el comportamiento hidráulico de la red bajo condiciones normales de operación y se determinó la mejor alternativa de manejo de gas para

distribuir eficientemente el nuevo volumen aportado. Para ello se utilizaron los simuladores Hysys y Pipephase.[2]

En el 2007, Núñez, realizó una evaluación hidráulica de los gasoductos de recolección, transferencia y transmisión del Distrito Social Norte de PDVSA, en el Estado Monagas, en función del plan de negocios 2006-2012, con el fin de determinar si las redes de gasoductos soportaban los incrementos en la producción de gas.[3]

En el 2009, Cabrera, realizó una evaluación del sistema de recolección de producción para nivel de presión 250 psig, propuesto por el proyecto gas Anaco (PGA), para el Centro Operativo Zapato Mata R., en función del portafolio de oportunidades 2006-2025, con la finalidad de garantizar la continuidad operacional.[4]

Al igual que los estudios anteriores, se realizará una evaluación hidráulica de la red de gasoductos bajo condiciones normales de operación con el simulador Pipephase, con la finalidad de determinar la factibilidad técnica de manejar un incremento de hasta 300 MMPCND de gas en la red existente del Distrito Furrial. La diferencia es que este estudio considerará los tramos de tubería que se conectan a las descarga de las estaciones de flujo y plantas compresoras con los múltiples de succión y descarga de Planta de Extracción Jusepín, el múltiple de desvío de Jusepín hacia Muscar y los gasoductos que conectan al Distrito Furrial con Punta de Mata y mercado interno e incluye conexiones futuras que son la incorporación del nuevo gasoducto Jusepín-Muscar y la PCJ-120. Además se calcularon las capacidades de los gasoductos de transferencia.

### **2.2.1 Complejo Orocual**

El Complejo Orocual maneja los fluidos producidos en el campo Orocual. Una vez recibido, se separa el crudo del gas. El crudo es almacenado y el gas es depurado, comprimido, inyectado y transferido.

**El Complejo Orocual cuenta con las siguientes unidades de procesamiento:**

- Estaciones de flujo Orocual-1, 2, 3 y 4.
- Centro Operativo Orocual, formado por las plantas compresoras Orocual-2, 3, 4 y 7, y las plantas deshidratadoras Orocual-1 y 2.

En las estaciones de flujo se separa el crudo del gas, el crudo es almacenado y bombeado hacia el patio de tanques del complejo Orocual y el gas es depurado y succionado a través de los gasoductos de recolección de las plantas compresoras.

**Las estaciones de flujo operan a los siguientes niveles de presión:**

- De 45 a 60 psig (baja presión) las estaciones de flujo-1, 2, 3 y 4.
- De 450 a 600 psig (media presión) las estaciones de flujo-3 y 4.
- De 1.100 a 1.350 psig (alta presión) la estación de flujo-3.[5]

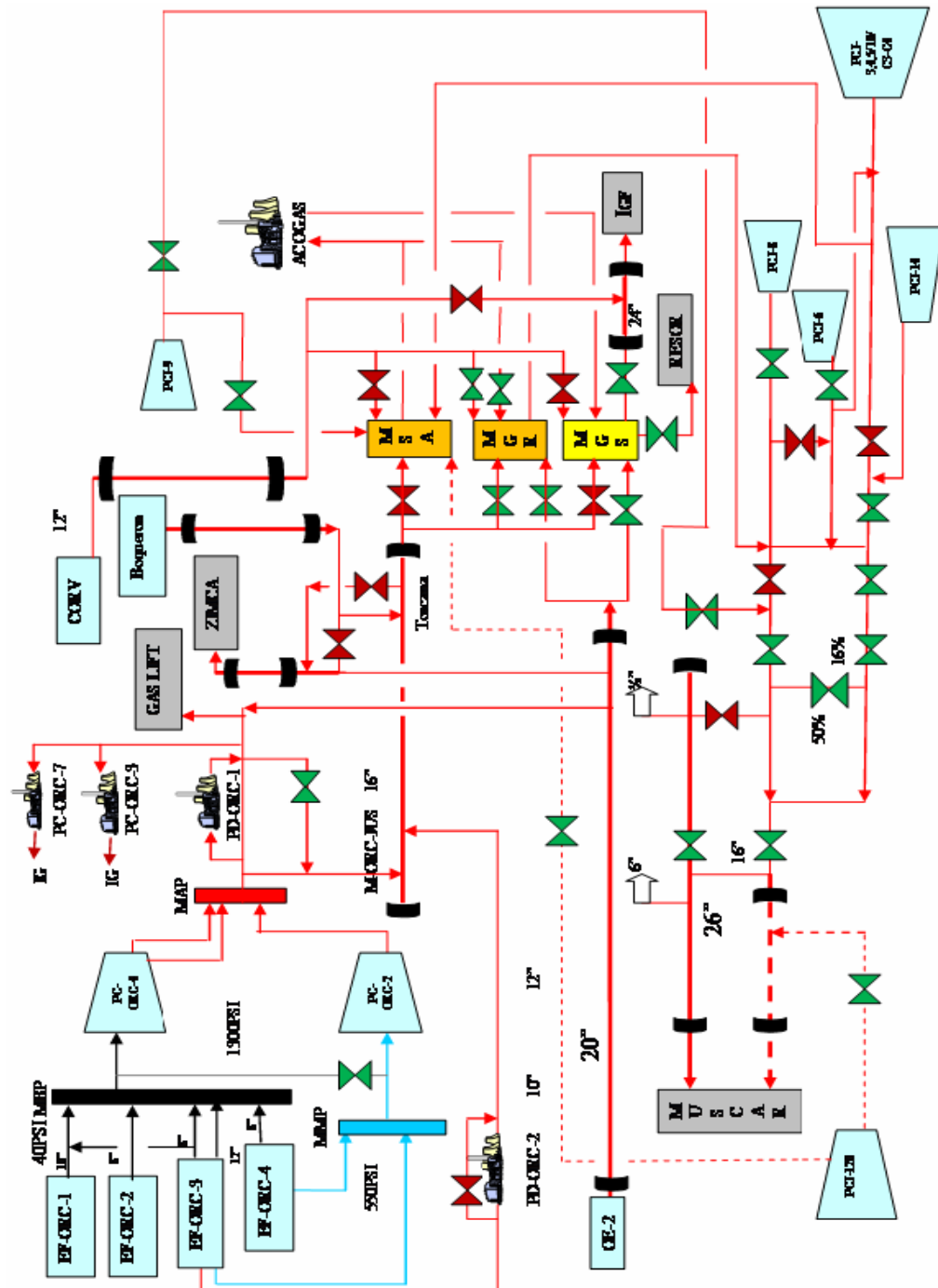


Figura 2.1. Esquema general del manejo de gas en el distrito Furrial.

### **2.2.1.1 PLANTA COMPRESORA OROCUAL 2 (PC-ORC-2)**

La PC-ORC-2 inició sus operaciones en el Campo Orocual bajo la modalidad de alquiler de compresión con la empresa Dresser Rand el 03-04-1993, su misión es comprimir gas de media presión (500 psig) hasta la presión de succión de la planta deshidratadora Orocual 1 (PD-ORC-1) igual a (1.300 psig). El gas que entra a la planta compresora Orocual 2 procedente del depurador general de succión es distribuido entre dos depuradores de succión. La planta está conformada por cuatro unidades motocompresoras acoplados a motores de combustión interna de 16 cilindros, cada compresor se compone de 4 cilindros compresores alineados en una sola etapa.

El proceso de enfriamiento del gas se realiza mediante un intercambiador de calor por ventilación forzada cuyo eje se encuentra acoplado al cigüeñal del motor. La capacidad de compresión de la PC-ORC-2 es de 120 MMPCND.[5]

### **2.2.1.2 PLANTA COMPRESORA OROCUAL 4 (PC-ORC-4)**

La planta compresora PC-ORC-04, comprime el gas desde el nivel de baja presión (40 psig) hasta el nivel de presión de succión de la planta compresora Orocual 3 y 7 y/o transferencia a Jusepín y ZIMCA (1.300 psig). La PC-ORC-04 es operada y mantenida por el personal de P.O.V. HANNOVER en calidad de servicio de compresión contratado, dicha planta comprime el gas proveniente de las estaciones de flujo 1, 2, 3 y 4 ( EF-ORC-1, 2, 3 y 4 ). De 40 psig hasta 1300 psig aproximadamente, la planta está compuesta por

cinco compresores. Cada compresor comprende tres etapas de compresión. La planta cuenta con dos líneas de descarga.

La línea # 1 comprende el flujo de los compresores K1 y K2 y la línea # 2 la descarga de los compresores K3, K4 y K5, dichas líneas se unen con la descarga de la PC-ORC-2 en el múltiple de alta presión (1.300 psig) y de allí a la succión de la PD- ORC- 1 y/o transferencia de Jusepín.[5]

### **2.2.1.3 PLANTA DESHIDRATADORA OROCUAL 1 (PD-ORC-1)**

El propósito de la planta deshidratadora de gas Orocuál 01 es remover el vapor de agua presente en la corriente de gas procedente de la descarga de la (PC-ORC-2) y la (PC-ORC-4), el cual viene a una presión de 1300 psig y a una temperatura entre (110-120) °F. Esto debe hacerse previo a la alimentación de la (PC-ORC-3) y/o alimentación al gasoducto de transferencia Orocuál-Jusepín, para disminuir los efectos de la corrosión por alta presión parcial de CO<sub>2</sub> en presencia de agua líquida.

La planta Deshidratadora Orocuál 01 (PD-ORC-01) succiona gas proveniente de la descarga de las plantas Compresoras Orocuál 02 y Orocuál 04 (PC-ORC-2/4) a una presión de 1300 psig y extrae el agua de la corriente de gas hasta un nivel de 7.0 Lbs/MMPCND, para su posterior uso en: la succión de la planta compresora Orocuál 3 y 7, inyección de Gas Lift, así como la transferencia de gas hacia la Zona Industrial de Maturín y al Complejo Jusepín. La capacidad de manejo de gas es de 100 MMPCND.[5]

#### **2.2.1.4 PLANTA DESHIDRATADORA OROCUAL 2 (PD-ORC-2)**

El gas que alimenta a la planta es suministrado de la estación de flujo Orocual 3, esta corriente gaseosa se hace pasar por un depurador de entrada el cual tiene como función separar las partículas como arena y material proveniente de la corrosión y los líquidos arrastrados y/o formados en el gasoducto de la corriente gaseosa, para que la misma entre a la torre contactora como gas depurado de impurezas.

El gas húmedo proveniente del depurador de entrada se divide en partes iguales para entrar por la parte inferior en dos torres absorbedoras de ocho platos de burbujeo c/u, donde se pone en contacto a contra corriente con el glicol pobre para reducir su contenido de agua a la especificaciones requeridas, el gas sale por la parte superior de la torre como gas seco.

El gas seco a la salida de la torre se usa para enfriar el glicol pobre proveniente del sistema de regeneración antes de entrar a la torre contactora. La temperatura de entrada de glicol pobre debe estar de 10 a 20 grados F por encima de la temperatura del gas seco para prevenir la condensación de hidrocarburos en la torre.

El glicol pobre proveniente del sistema de regeneración de glicol entra por el tope de la contactora, y cae en las bandejas dispuestas a diferentes niveles en el interior de la torre.

En el sistema de regeneración el glicol rico proveniente de la torre contactora se precalienta en un serpentín (condensador de reflujo) ubicado en el tope de la columna de destiladora del

rehervidor. Luego del condensador de reflujo, la corriente de glicol es conducido a un intercambiador de calor glicol rico / glicol pobre, seguidamente el glicol rico pasa al separador trifásico, este separador consta de tres cámaras internas, una de ellas donde se rompe la emulsión glicol-condensados-gas, una cámara como depósito de glicol rico, y la última cámara para depósitos de condensados. Los hidrocarburos líquidos generados van al sistema de recolección de condensado, mientras el glicol rico pasa a través de dos etapas de filtración.

La primera constituye un filtro de cartucho cuya finalidad es remover las partículas arrastradas por el glicol y la segunda etapa de filtración está constituida por un filtro de carbón que permite remover las impurezas disueltas en el glicol tales como algunos hidrocarburos.

El glicol rico que proviene de los filtros va al tren de precalentamiento formado por intercambiadores de calor glicol rico / glicol pobre proveniente del rehervidor. Luego que el glicol rico sale del tren de intercambiadores entra en una unidad de regeneración constituida por un rehervidor, una columna destiladora y un condensador de reflujo.

El glicol entra por el centro de la columna destiladora y cae en el rehervidor, donde se eleva su temperatura por combustión de gas combustible hasta un valor máximo entre 395 y 400 °F.

La columna de destilación está situada en la parte superior del rehervidor y tiene una sección llena de empaques de cerámica (pall



rings) los cuales permiten suficiente área de contacto para que los vapores que ascienden del rehervidor se enfríen con los líquidos condensados que descienden desde un serpentín ubicado en el tope de la columna denominado condensador de reflujo siendo su objetivo prevenir las pérdidas excesivas de trietilénglicol en la salida de la torre destiladora manteniendo la temperatura cerca de 215°F y precalentar el glicol rico que viene de la torre contactora que va al separador trifásico.

Los vapores de glicol se enfrían hasta el punto de condensar totalmente y descender hacia el rehervidor exentos de agua. Los vapores que salen por el tope de la columna destiladora, contienen aromáticos y compuestos orgánicos volátiles, son recuperados en un eliminador de BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno).

El glicol que sale del rehervidor se denomina glicol pobre. Este glicol se envía a los intercambiadores de calor E-6304 y E-6303 donde intercambia calor con el glicol rico proveniente de los filtros para ser succionado por dos bombas, las cuales elevan la presión desde un a presión atmosférica hasta 1.300 psig para ser enviado al intercambiador de calor glicol / gas y luego llegar a la torre contactora y de esa manera se completa el ciclo.[5]

### **2.2.2 Campo Boqueron**

La empresa *BP Venezuela Holding LT*, se encarga de operar y mantener las facilidades para la extracción, recolección tratamiento, almacenamiento, despacho de crudo y acondicionamiento de gas para la inyección al yacimiento Naricual Inferior como método de

recuperación secundaria del Campo Boquerón, cuya capacidad instalada de procesamiento es de 30.000 BOPD (28° - 38°API), 3.000 BWPD y 150 MMPCND. La producción promedio actual es de 10.500 bbls/d.

El Campo Boquerón abarca la producción de 16 pozos productores (actualmente produciendo 12), 2 inyectores de gas y 1 de disposición de agua producida. Los pozos del Campo Boquerón se esquematizan en la figura 2.2.

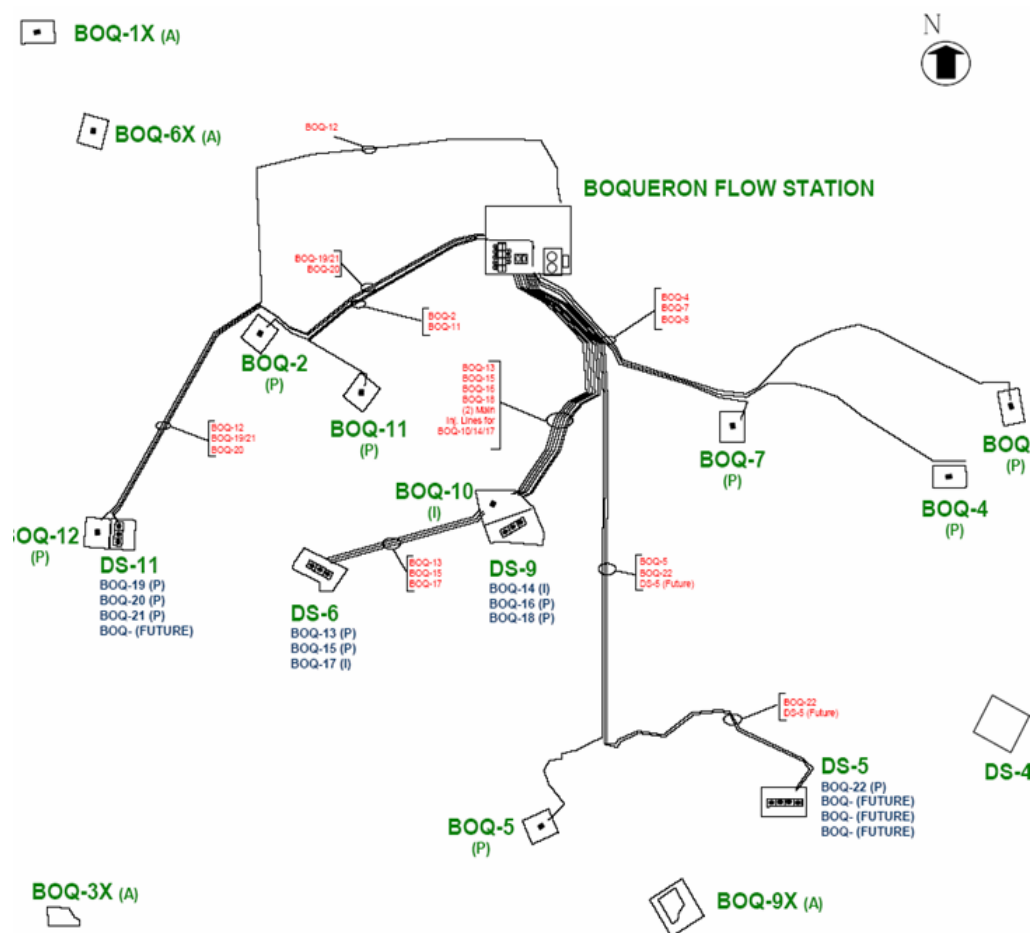


Figura 2.2. Esquema del Campo Boquerón.

La instalación cuenta principalmente con los siguientes equipos presentes en la figura 2.3:

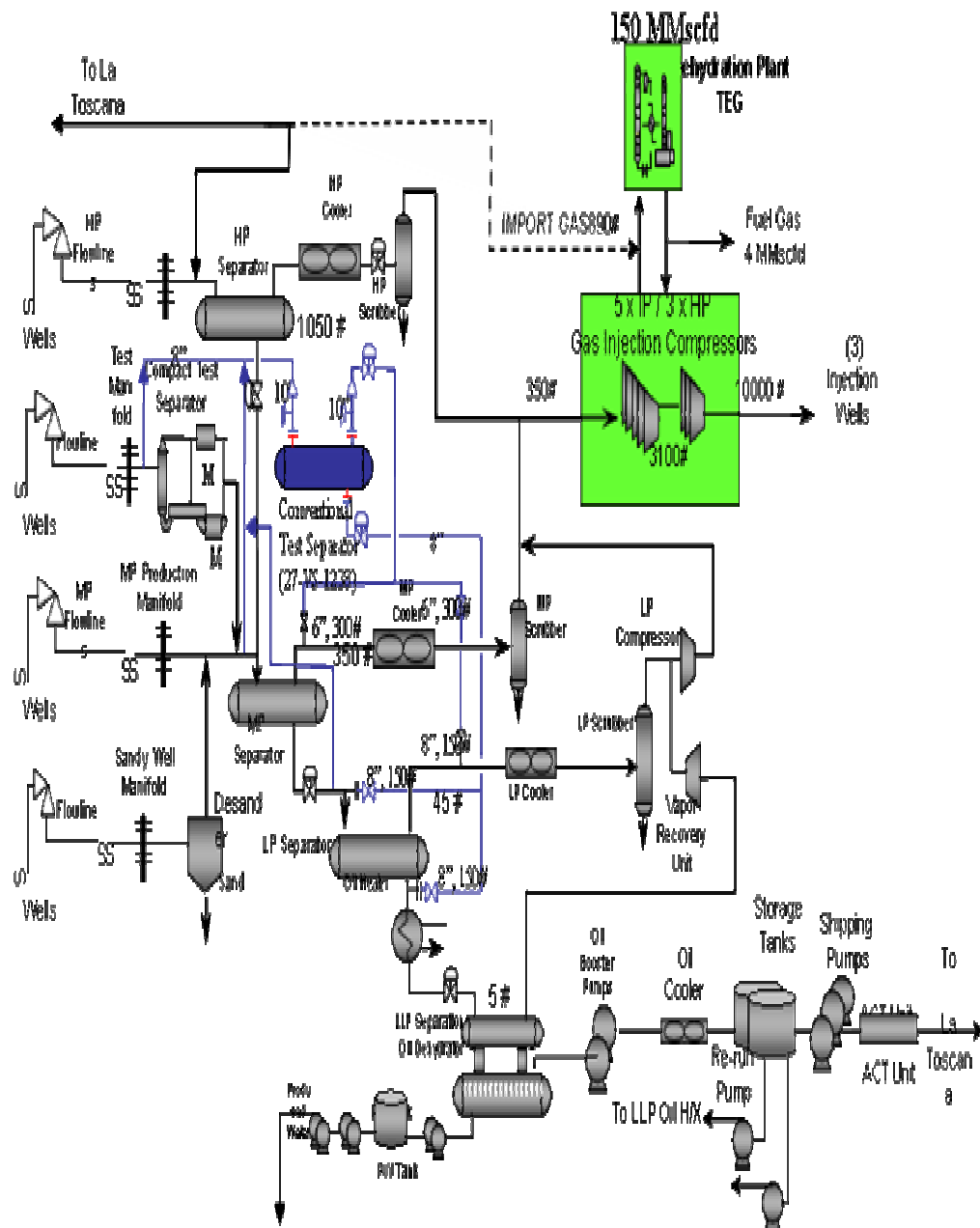


Figura 2.3. Esquema del Proceso de Boqueron.

- Tres múltiples de producción los cuales recolectan la producción del campo a tres niveles de presión diferente:

- Baja presión: 45-50 psig.
- Media presión: 350-375 psig.
- Alta presión: 1.050 psig.

- Un múltiple de prueba de producción.

- Tres trenes de separación distribuidos:

- Baja/Baja presión (45 psig.) compuesto principalmente por:
  - Calentador de crudo.
  - Bombas de crudo.
  - Deshidratador de crudo.
  - Media (350 psig) y Alta presión (850-1050 psig) compuesta por separadores, entradores y depuradores.

- Separador de Arena.

- Sistema de acondicionamiento para inyección de agua producida.

- Unidad de Deshidratación de gas con glicol.

- Una línea de exportación/importación de gas (8 pulg diámetro y 125 Km de longitud).

- Tres bombas para el despacho de crudo.
- Unidad LACT.
- Tres compresores de alta presión.
- Cinco compresores de media presión.
- Un compresor de baja/baja presión.
- Recuperadora de vapor.
- Dos tanques almacenamiento de crudo (10.000 bls c/u).

•Dos turbinas a gas generan la energía eléctrica para apoyar las operaciones del campo Boquerón. Dos sub-estaciones alojan los equipos eléctricos (switchgears y centros de mando de motor). La electricidad hacia los sitios remotos será enviada a través de postes. Un generador diesel de emergencia mantendrá la electricidad a en la planta durante los cortes de corriente parciales o totales.

- Sistemas auxiliares.
  - Sistemas de Mechurrios.
  - Aire de planta Instrumentos.
  - Agua de Servicio.
  - Controles y Sistemas de Parada de Emergencia.
  - Sistema contra Incendios.

- El Sistema de Lubricantes.
- Sistemas de Drenaje.
- Gas Combustible.
- Inyección química.
- Pozo Inyector de Aguas de Producción.

La producción de los pozos del Campo Boquerón se envía a la estación de flujo a través de líneas individuales donde es recolectada en tres múltiples a tres niveles de presión diferente:

- Baja presión: 45-50 psig.
- Media presión: 350-375 psig.
- Alta presión: 1.050 psig.

Existe un múltiple para alinear cada uno de los pozos al separador de prueba (actualmente solo se pueden realizar las pruebas a nivel de media y baja presión). Desde el múltiple de prueba se envían los fluidos hacia el separador de prueba, el cual puede operar a media presión (350-375 psig) y a baja presión (45-50 psig) y a una temperatura de 71,1 °C (160 °F). El gas y líquido se separan en este recipiente y se miden de manera individual a través de instrumentos en línea. Los líquidos provenientes del separador de baja presión a la salida del equipo las corrientes se mezclan y en función de la presión de prueba se envía al separador de media o baja presión.

Los pozos productores de arena Boq-2 y Boq-7 son los únicos conectados al equipo Desarenador. Actualmente el equipo es utilizado para interconectar estos pozos al sistema de separación de

alta presión, la separación de arena se está realizando individualmente a la salida del cabezal de cada uno de los pozos. La remoción de arena de formación proveniente de estos pozos agresores tiene como objetivo evitar erosión y el consecuente deterioro de los equipos, instrumentos y tuberías de la planta, así como la pérdida de eficiencia en las etapas de separación gas / crudo por acumulación excesiva de sólidos.

El proceso de separación se realiza en cascada, es decir, la producción recolectada en el múltiple de alta presión pasa al separador de alta presión (850-1.050 psig), de allí es enviado al separador de media presión (350-375 psig) donde se mezcla con la producción proveniente del múltiple de recolección de media presión, posteriormente entra al separador de baja presión (45-50 psig) donde se mezcla con el crudo proveniente del múltiple de recolección de baja presión.

Los líquidos que queden en el Separador LP serán calentados al pasar por un intercambiador de calor con aceite caliente en el calentador de crudo. Este paso de la calefacción permitirá la remoción de la fracción de hidrocarburo ligero presente en el crudo, reforzando así el proceso de deshidratación del crudo. El crudo que deja el calentador entrará en el separador LLP donde el gas a presión baja (a 5 psig) se separará y se enviará a la Unidad de Recuperación de Vapor. En el Deshidratador de Aceite electrostático el agua producida será separada y el crudo BS&W con especificación de 0,5% será humedecido. El crudo estabilizado y en especificación se bombea a través del enfriador de crudo (para reducir la temperatura a 120 °F) antes de alimentar las bombas de despacho o los tanques de

almacenamiento (alternativamente). El crudo producido con gravedad de 34,5 °API, se envía a PDVSA a través de tres bombas reciprocantes (dos en servicio y una en estado de espera). La unidad de transferencia de custodia automática (ACT) medirá el volumen de crudo transferido así como el volumen de agua contenida y la gravedad. El crudo se transferirá a La Toscana (qué es el punto de la entrega a PDVSA) a través de una línea de 16”.

Los gases producidos en Boquerón son recolectados por el depurador de gas HP (HP Scrubber), se enviarán junto con las corrientes del depurador MP (MP Scrubber) y Compresor LP a los Compresores de la Inyección. Las Unidades de Inyección de Gas consisten en cinco Compresores de Presión Intermedia (IP) los y tres Compresores de presión alta (HP).

La descarga de la primera fase de los Compresores de IP se mezcla con el gas de importación antes de entrar en la unidad de la Deshidratación. La unidad de Deshidratación consiste de un contactor de glicol (TEG) diseñado para reducir el volumen de agua en el gas debajo de 1 lbm/MMscf.

El gas de alta presión de la descarga de Compresores de HP fluirá a través de dos líneas de 6" y se mantendrán ajustando flujo remotamente a los pozos.

El gas comprimido a 3.100 psig es pasado por una serie de válvulas por procesos de expansión y luego es enviado hacia la toscana.[5]

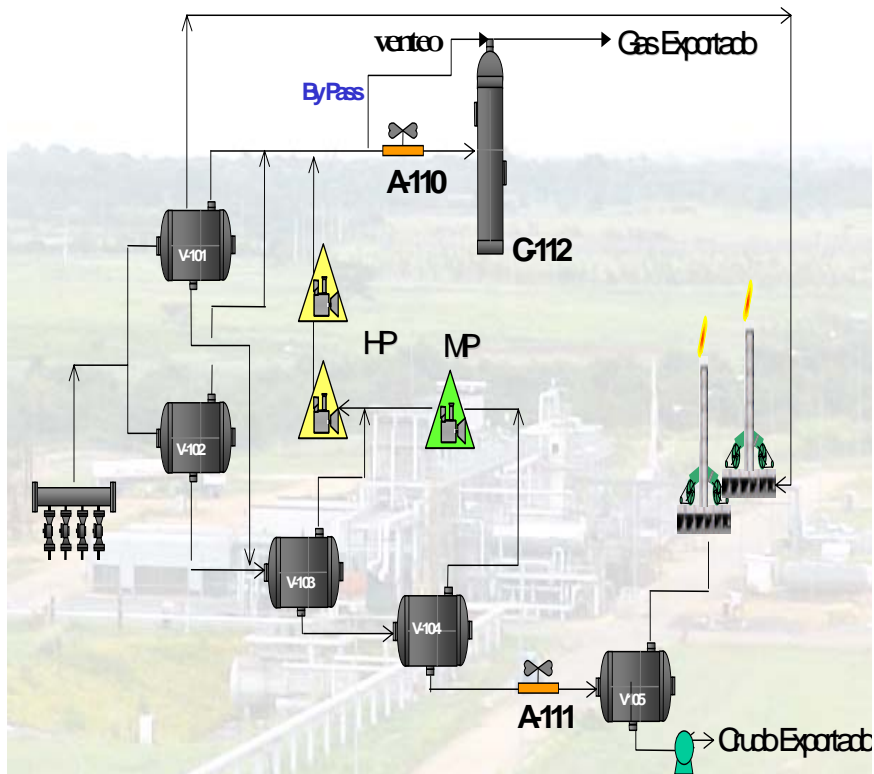


### 2.2.3 El Complejo Operativo Rusio Viejo (CORV)

El CORV conocido antiguamente como el campo Jusepín maneja tres niveles de presión:

- Baja presión: 65 psig.
- Media presión 270 psig y
- Alta presión 1.300 psig.

El campo Jusepín consta de 5 separadores de crudo/gas, dos de alta presión, uno de media presión y dos de baja presión. En la figura 2.4 se esquematiza el manejo de gas del Campo Jusepín.



**Figura 2.4. Esquema de proceso del Complejo Operativo Rusio Viejo.**

El complejo posee dos patines de medición fiscal de inyección de gas a 7.500 psig. El tren A maneja 90 MMSCF/D y el tren B 120 MMSCF/D. También consta de un patín de medición fiscal de inyección de agua a 4.100 MBLS/D.

En lo referente a los pozos, el campo Jusepín cuenta con:

- 9 pozos productores de crudo de los cuales solo 6 están activos. Producen unos 24,5 MBND.

- 3 pozos inyectoros de gas.

- 4 pozos inyectoros de agua.[5]

#### **2.2.3.1 CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS**

- Separador principal de producción V-101:**

Crudo: 30 MBLS/D.

Gas: 90 MMSCF/D.

Presión de trabajo: 1.300 PSIG.

Presión Máxima de trabajo: 1.550 PSIG.

Temperatura: 240 °F.[5]

- Separador de prueba V-102:**

Crudo: 25 MBLS/D.

Gas: 90 MMSCF/D.

Presión de trabajo: 1.300 PSIG.

Presión Máxima de trabajo: 1.550 PSIG.

Temperatura: 240 °F.[5]

**•Separador de media V-103:**

Crudo: 40 MBLS/D.

Gas: 25 MMSCF/D.

Presión de trabajo: 270 PSIG.

Presión Máxima de trabajo: 465 PSIG.

Temperatura: 230 °F.[5]

**•Separador de baja V-104:**

Crudo: 40 MBLS/D.

Gas: 8 MMSCF/D.

Presión de trabajo: 65 PSIG.

Presión Máxima de trabajo: 200 PSIG.

Temperatura: 215 °F.[5]

**•Separador de baja V-105:**

Crudo: 45 MBLS/D.

Gas: 3 MMSCF/D.

Presión de trabajo: 65 PSIG.

Presión Máxima de trabajo: 200 psig Temperatura: 125 °F.[5]

**•Bombas de exportación de crudo:**

P-113A: 1.560 BLS/H @ 100 psig.

P-113B: 2.400 BLS/H @ 150 psig.[5]

#### 2.2.4 Complejo Jusepín

El Complejo Jusepín procesa 430 MBPD de crudos livianos y medianos provenientes de los campos del Furrial. El crudo presente en los yacimientos explotados viene asociado con una cantidad de gas, que es separado del crudo en la Estación Principal Jusepín 2, formada por 9 módulos de producción y un módulo de prueba llamado JOM (Jusepín-Orocual-Manresa). El manejo de gas en el Complejo Jusepín se esquematiza en la figura 2.5.

Los módulos de producción separan el gas del crudo según los siguientes niveles de presión:

- De baja presión (35 a 50 psig) los módulos I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX y JOM (Jusepín Orocual Manresa).

- De media presión (120 a 130 psig) los módulos I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX y JOM.

- De alta presión (500 a 600 psig) los módulos IV y V.

- Una vez separado el gas, se segrega de acuerdo a la presión que posee a las distintas plantas compresoras:[5]

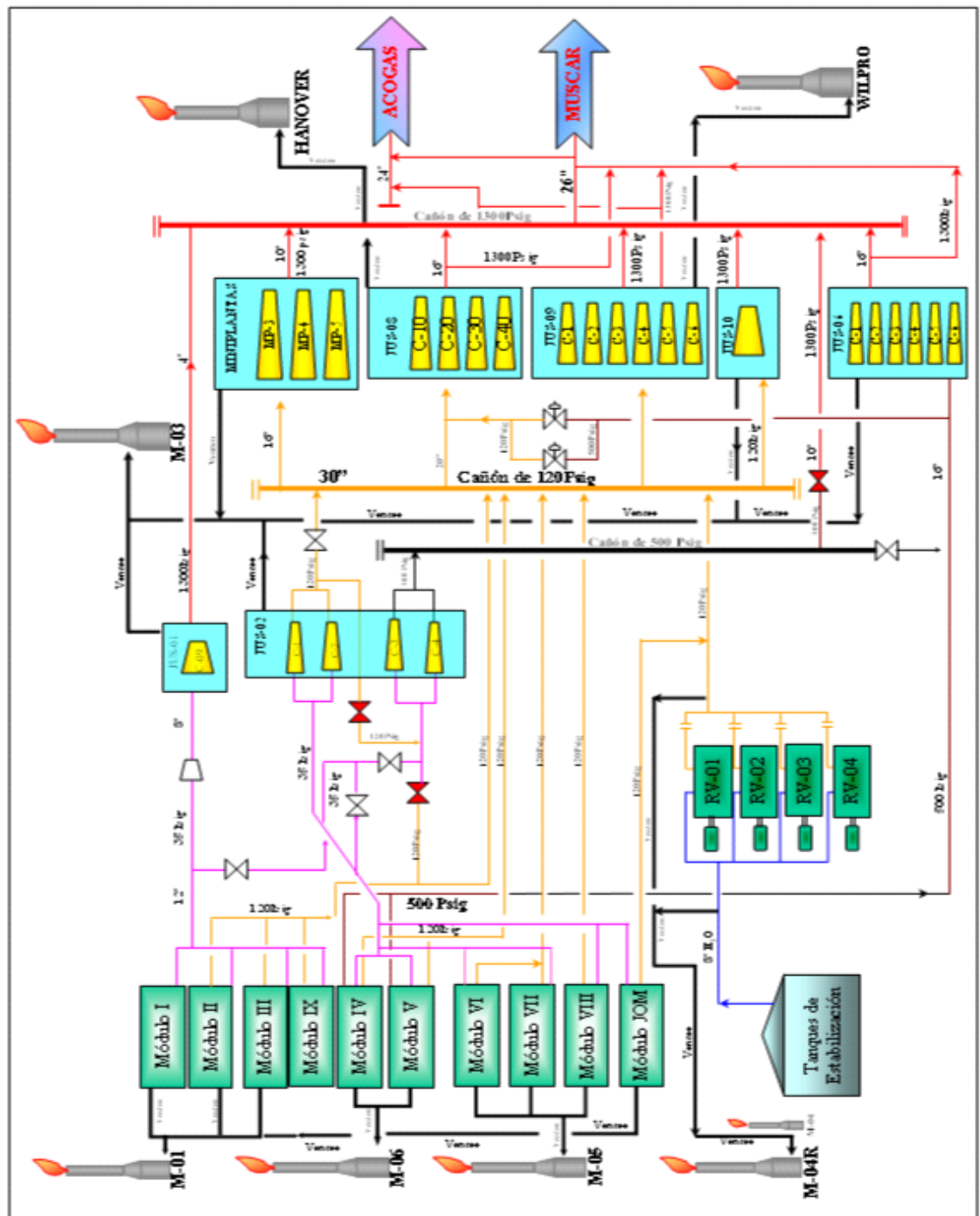


Figura 2.5. Diagrama del Complejo Jusepín.

### •Planta Compresora Jusepín 2

El gas de baja presión es succionado por la PCJ-2, formada por cuatro compresores reciprocantes: C1, C2, C3 y C4. Las primeras dos unidades C1 y C2 pueden comprimir has 10 MMPCND cada una, gas de baja presión. Las unidades C1 y C2 comprimen en dos etapas hasta 120 psig. Las unidades C3 y C4 actualmente comprimen en tres etapas hasta 1300 psig, estas manejan un flujo máximo de 10 MMPCND cada una.

El gas de media presión es succionado del cañón de media presión por las PCJ-8, 9, 10 y las MPC-J-3, 4 y 5 que comprimen hasta 1.300 psig.[5]

### •Mini Plantas Compresoras Jusepín 3, 4 y 5

Las MPCJ-3, 4 y 5 son tres unidades de compresión idénticas que procesan el gas de media presión (120 psig). La mayor parte del gas que ésta succiona es el producido en las recuperadoras de vapor. El gas se distribuye equitativamente entre las tres Miniplantas, fue diseñado para manejar unos 50 MMPCND en cada una, sin embargo se recilindraron para poder manejar hasta unos 53 MMPCND. Cada Mini Planta consta de dos etapas de compresión, la primera comprime el gas desde 120 psig hasta 500 psig y la segunda eleva la presión hasta 1.300 psig.

### •Planta Compresora Jusepín 6

La planta compresora Jusepín 6 la componen seis unidades compresoras reciprocantes de una etapa, con una capacidad nominal

de 120 MMPCND. Ella succiona el gas de baja presión y lo lleva a 1.300 psig.

Los vapores que se desprenden en los tanques de estabilización de la Estación principal Jusepín 2 se envían a las REVAS. Existen 6 recuperadoras de vapor.[5]

#### **•Planta Compresora Jusepín 8**

La componen cuatro unidades compresoras reciprocantes C-100 al C-400. A ella pueden ingresar unos 60 MMPCND de gas de media presión. Dos compresores trabajan con tres etapas, los otros dos compresores trabajan en dos etapas, descargando el gas a 1.300 psig de presión. Ésta planta no pertenece a PDVSA, es alquilada a la empresa HANOVER.[5]

#### **•Planta Compresora Jusepín 9**

Es otra de las plantas alquiladas, la empresa responsable es WILPRO. Está compuesta por cuatro unidades compresoras reciprocantes C-1 al C-6, cada una posee tres etapas de compresión. Maneja un flujo máximo de 180 MMPCND. A ésta Planta entra el gas de media presión, donde es comprimido hasta 1.300 psig.[5]

#### **•Planta Compresora Jusepín 10**

Al igual que la planta compresora 8, ésta planta es alquilada a la empresa HANOVER. Posee una unidad compresora que trabaja en 3 etapas. Comprime el gas de media presión hasta 1.300 psig y su capacidad nominal es de 27 MMPCND.

El gas de media presión que sale de los módulos de producción es comprimido por la planta compresora Jusepín 6.[5]

#### •Planta Compresora Jusepín 14

La Planta Compresora Jusepín 14 (PCJ-14) aumenta la capacidad de manejo de gas a nivel de 500 psig, ya que está conformada por dos motocompresores recíprocos de combustión interna, las cuales succionan desde 500 psig hasta 1.300 psig. En conjunto los trenes de compresión tienen una capacidad de 43 MMPCND. El primer compresor 1.001 (K-3) tiene una capacidad de 18 MMPCND y el segundo compresor (K-5) es de 25 MMPCND.

**Tabla 2.1. Características de los compresores de la PCJ-14:[5]**

Unidad	Modelo Motor	Modelo Compresor	Presión de Succión (psig)	Presión de Descarga (psig)	Potencia (HP)	Volumen Manejado (MMPCND)
1.001 (k-3)	Caterpillar 3.516	Ariel JGE-4	500	1.300	1.000	18
1.002 (k-5)	Caterpillar 3.606	Ariel JGK-4	500	1.300	1.700	25

El sistema de compresión cuenta con un depurador general de succión al cual entra la corriente de gas proveniente de los Módulos de Producción de Alta Presión IV y V del Complejo Jusepín, posteriormente entra a los trenes de compresión, donde se eleva la



presión desde 500 psig hasta 1.300 psig con una temperatura de 120 °F. Este sistema está conectado al múltiple de transferencia de gas hacia Muscar, en el cual convergen las descargas de todas las plantas compresoras del Complejo Jusepín (PCJ-2, PCJ-6, PCJ-8, PCJ-10, PCJ-9 y las Miniplantas), de allí el gas puede ser transferido al Complejo Muscar como a la succión de la Planta Extracción Jusepín, las características de succión y descarga de la PCJ-14 se muestran en las tablas 2.1.[5]

#### **•Planta Compresora Jusepín 120**

Esta planta estará provista por 4 compresores reciprocantes de 30 MMPCND de capacidad cada uno a mediados de Julio del 2.010. A ésta Planta entrara el gas a 500 psig y será comprimido hasta 1.300 psig, la composición que ingresará a esta será la misma de la PCJ-9.[5]

#### **•Recuperadoras de vapor**

Estas unidades succionan el vapor que posee una presión de 6 a 8 pulgadas de agua y lo comprimen hasta 120 psig, luego el gas es enviado al cañón de media presión.

Una vez comprimido el gas a 1.300 psig es enviado a los múltiples donde se envía a la planta de extracción de líquidos Jusepín (Conocida hoy en día como ACOGAS), para enviarlo a la planta de inyección de gas Furrial (IGF) y hacia el complejo Muscar.[5]

### **2.2.5 Planta de Inyección de Agua para Recuperación Secundaria de Oriente (RESOR)**

En septiembre de 1993, se inicia la inyección de 400 MBAD con el fin de recuperar adicionalmente 1350 millones de barriles de petróleo, a una tasa de producción de 170 mil barriles diarios (MBD) por un periodo de 20 años, que de otra forma permanecerían en el yacimiento después de alcanzar su presión natural. Por otra parte el agua que se procesa proviene del acuífero Las Piedras, adyacente al pueblo Jusepín y en el cual existe un sistema de producción de agua formado por cinco pozos cada uno. Cada pozo, está equipado con una bomba electrosumergible y equipos de superficie que permite controlar el flujo de producción por pozo, y las tuberías del sistema de recolección que dirigen el agua hasta la entrada de la planta. Así mismo, el agua que se inyecta en El Furrial proviene de los pozos perforados en yacimientos acuíferos de la formación de Las Piedras, en los alrededores de Jusepín.

La planta de inyección de agua para Recuperación Secundaria de Oriente, RESOR, pertenece al complejo de plantas Jusepín, al noroeste de Maturín. El acuífero Las Piedras de donde proviene el agua está conformado por un total de 28 pozos productores, además el agua procesada por el Sistema de Aguas Efluentes Norte, SAEN, para la inyección de 550.000 barriles de agua diarios (BAD) a una presión en rangos desde 3.900 a 4.300 psig a los yacimientos de Naricual y Cretáceo, de los campos El Furrial, Musipan y Jusepín. Con el propósito de suministrar la energía necesaria para mover los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

RESOR es alimentado por un sistema de gas combustible proveniente del MGS, este se recibe a temperatura ambiente en un rango de 1.000 a 1.300 psig. En la alimentación principal se cuenta con arreglo de válvulas de control que permiten suministrar gas de purga a las tuberías del sistema de venteo en forma continua, aunque funcione el sistema de paro de emergencia y se interrumpa la alimentación de gas al paquete de gas combustible.

El gas se expande desde la presión de entrada hasta una presión aproximada de 500 psig, para alimentar el depurador del paquete. En el depurador se retiran los condensados producidos por la disminución de presión y temperatura. Los condensados retirados en el depurador se envían a través de la línea de condensados de Planta extracción Jusepín hacia el complejo Jusepín.

El gas depurado se pasa a una etapa de filtración para alimentar los calentadores del gas del sistema.

El gas filtrado se calienta para evitar la formación de líquidos durante la segunda expansión del gas hasta la presión de succión de las turbinas (alrededor de 200 psig), completándose el acondicionamiento del gas combustible.

El sistema de gas combustible se diseño para cubrir los requerimientos de las Turbo-Bomba (4 Turbo-Bombas), trabajando a máxima carga, más el consumo de manta.

➤ Flujo (MMPCND):

- Máximo: 12,5.
- Por Turbo-Bomba: 2,9.

➤ Presión requerida por las Turbo-Bombas (psig):

- Mínima: 130.
- Normal: 189.
- Máxima: 220.

➤ Temperatura del gas (°F):

- Sobre el punto de rocío: 50.

El paquete de Gas Combustible tiene como función controlar la presión de suministro y el punto de rocío de gas de alimentación a las Turbo-Bombas.[5]

### **2.2.6 Inyección de Gas Furrial (IGF)**

El Sistema de Compresión e Inyección de Gas a Alta Presión, comprende los siguientes componentes:

- la Planta de Compresión de Gas a Alta Presión.
- los gasoductos de 24” y 30” de diámetro, para transporte del gas a media presión desde las Plantas de Acogas y Accro respectivamente, hasta la Planta de Alta Presión.
- y la red de tuberías de Inyección de Gas, con la cual se transfiere el gas comprimido a alta presión, desde la Planta hasta los Pozos Inyectores en el Campo El Furrial.

El gas suministrado desde la Planta Acogas llega al Patín de Medición de Gas ubicado en Jusepín, a través de un empalme de tuberías. El gas es medido y luego fluye al múltiple (límite de batería) de entrada a la Planta de Alta Presión, por un gasoducto de acero al carbono de 24"  $\Phi$  y 3.490 m. de longitud; diseñado bajo las especificaciones de ingeniería ANSI B31.8. En toda su trayectoria el gasoducto se encuentra enterrado a un mínimo de 90 cm. de profundidad.

La Planta de Compresión de Gas a Alta Presión (IGF), se encuentra ubicada en la Jurisdicción del Municipio Autónomo de Maturín, en la Parroquia El Furrial, del Estado Monagas. La Planta se encuentra en un área de aproximadamente 10 ha. al sureste del Múltiple MF-5, de la empresa PDVSA.

La Planta de Compresión de Gas a Alta Presión – El Furrial, recibe gas seco de dos fuentes: de la Planta Acogas, ubicada en Jusepín, Planta Accro y en ocasiones de QE-2, ubicada en Santa Bárbara; ambas Plantas pertenecen a PDVSA.

La Planta esta acondicionada para recibir 330 MMscfd (Millones de pie cúbico estándar por día) desde Acogas a una presión de 1100 psig y 120° F, actualmente se recibe un promedio de 312 MMscfd a una presión de 1191 psig y 103° F. Desde la planta Accro se contempló recibir 320 MMscfd a una presión de 1140 psig y 120 °F, y actualmente se recibe un promedio de 135 MMscfd a 1143 psig y 109° F de QE-2. El diseño de la planta permite comprimir este volumen de gas (650 MMscfd) hasta 7500 psig, para luego distribuirlo hacia pozos inyectoros.

El gas comprimido hasta 7500 psig, es enviado, a través de una tubería de 14” de diámetro hacia ocho (8) pozos inyectores de gas, pertenecientes a la empresa PDVSA, y hacia pozos de la empresa TOGV (Total Oil & Gas Venezuela).[5]

### **2.2.7 Acogas**

Acogas conocida hoy en día como Planta Extracción Jusepín (PEJ), esta planta se encarga de retirar los líquidos del gas rico del Complejo Jusepín, opera con un GPM mínimo de 3,1 a nivel de succión y tiene una capacidad de 350 MMPCND. Esta planta es alimentada por las PCJ 2, 6, 8, 9, 10 y próximamente por la PCJ-120. También es alimentada por las MPCJ 3, 4 y 5. Las únicas plantas que no alimentan en un 100% a Acogas actualmente son PCJ 6 y 8.

A continuación se muestra las condiciones originales establecidas de alimentación:

- Presión de Entrada del Gas (psig):

- Mínima: 1.050.
- Normal: 1.100.
- Promedio: 1.300.

- Temperatura de Entrada del Gas (°F):

- Mínima: 90.
- Normal: 120.
- Promedio: 130.[5]

### **2.2.8 El Complejo Operativo Muscar (COM)**

El COM, cuya función principal es la recolección y acopio del gas producido en el Distrito Punta de Mata y el remanente del Distrito Furrial, para posteriormente segregarlo dependiendo de su riqueza y contenido de H<sub>2</sub>S y finalmente enviarlo a las plantas de extracción de LGN y mercado interno (Empresas Básicas).[5]

### **2.3 El gas natural**

Al igual que el petróleo, el gas natural se encuentra acumulado en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas. Dentro de éstas, los hidrocarburos están contenidos en una roca porosa (o con espacios porosos) que se llama roca yacimiento.

Aunque generalmente se encuentra asociado al petróleo, existen yacimientos donde el principal producto es el gas y a los cuales se les denomina yacimientos gasíferos.

Si el gas en los yacimientos contiene propano, butano y fracciones más pesadas en cantidad suficiente, se le denomina gas húmedo, y si es mayormente gas metano, se le denomina gas seco.

El gas natural tiene diversas aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial y el transporte de pasajeros. Ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia. Adicionalmente, el gas natural es utilizado como materia prima en diversos procesos químicos e industriales. De manera relativamente fácil y económica

puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol; los materiales básicos para diversos tipos de plásticos y fertilizantes.[6]

### 2.3.1 Propiedades del gas natural.

#### 2.3.1.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS, $\gamma_G$

La gravedad específica del gas se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Como la gravedad del gas se mide generalmente a condiciones normales (14,7 Psia y 60 F), tanto el gas como el aire se comportan como gases ideales y puede escribirse:[6]

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a} = \frac{Pmg}{28.9} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

$\rho_g$  = densidad del gas.

$\rho_a$  = densidad del aire.

Pmg = peso molecular del gas.

#### 2.3.1.2 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, $Z$ .

Para interpretar el comportamiento real de los gases a altas temperaturas y presiones, se hace necesario considerar el factor de compresibilidad, factor de desviación o factor  $Z$  del gas, en la ecuación general de los gases ideales. Este factor adimensional es afectado por temperatura, presión y composición del gas.[6]

$$P.V = n.Z.R.T \quad \text{ó} \quad P.V=(m/M).Z.R.T \quad (\text{Ec. 2.2})$$



El valor  $Z$  puede variar, siendo 1 el comportamiento ideal,  $Z$  para diferentes gases se ha determinado en base al teorema de los estados correspondientes, el cual dice que: a las mismas condiciones de presión y temperatura pseudo-reducidas, todos los gases tienen el mismo factor de compresibilidad,  $Z$ . La presión y temperaturas pseudo-reducidas, están definidas por:[6]

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{scM}}$$

(Ec. 2.2)

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{scM}}$$

(Ec. 2.3)

Donde  $P$  y  $T$  son la presión y temperatura absolutas a la cual se debe determinar  $Z$ ,  $P_{scM}$  y  $T_{scM}$  son la presión y temperatura pseudocríticas.

A continuación se presenta una de las correlaciones para determinar el factor de compresibilidad del gas en la figura 2.6.[6]

### 2.3.1.3 CORRELACIÓN DE STANDING, M.B. Y KATZ, D.L.

Basados en el teorema de los estados correspondientes, Standing y Katz desarrollaron la correlación gráfica mostrada en la figura 2.6, la cual se puede utilizar para determinar el factor de compresibilidad de un gas natural a partir de la presión y temperatura pseudo-reducidas.[6]

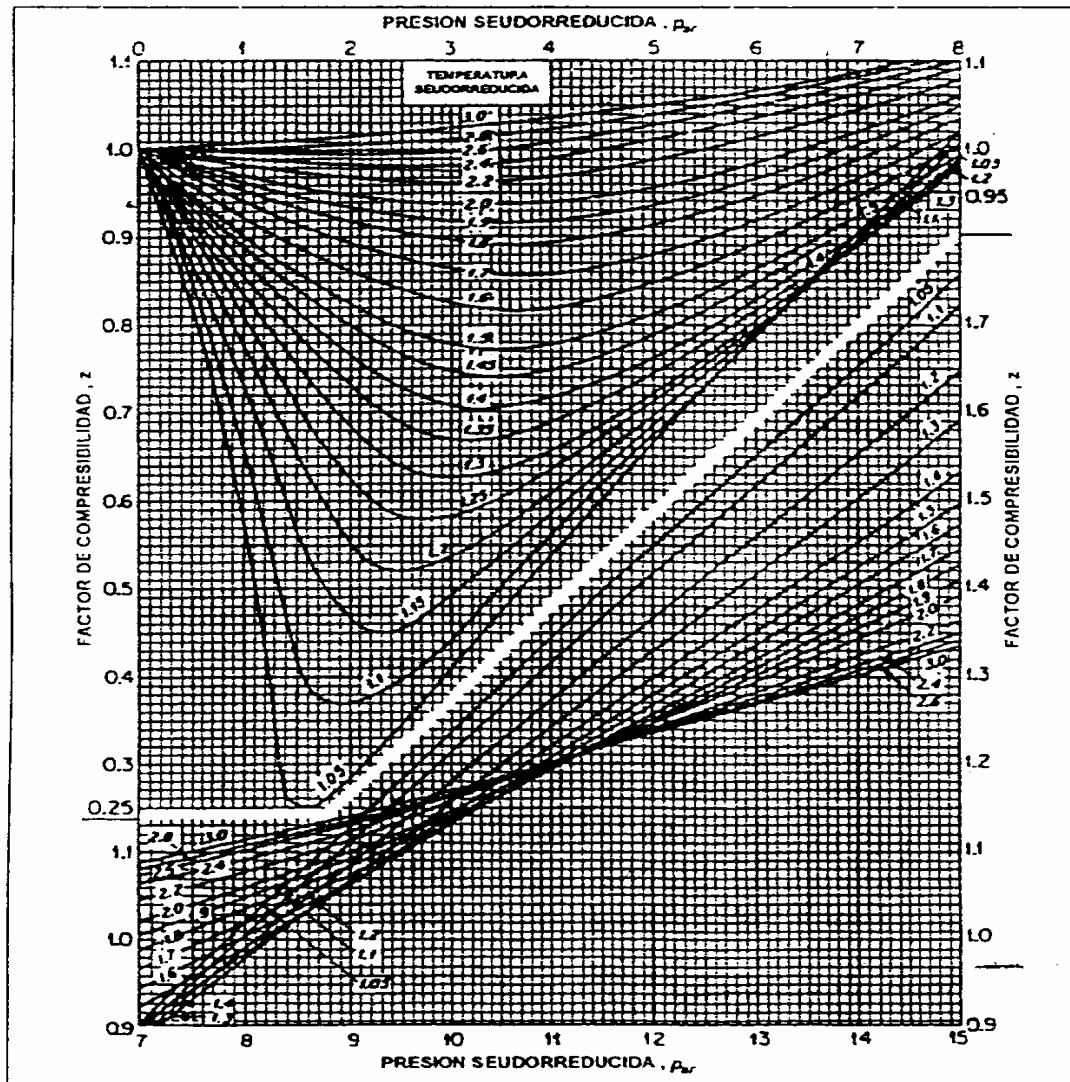


Figura 2.6. Factores de compresibilidad para gases naturales.

#### 2.3.1.4 VISCOSIDAD DEL GAS, $M_G$

Los gases tienen un comportamiento Newtoniano. Como sus moléculas están muy separadas, su viscosidad es considerablemente menor que la de un líquido. El comportamiento de la viscosidad de los gases con presión, temperatura y composición es el siguiente:

A bajas presiones (<1.000 – 1.500 Psia); a medida que se eleva la temperatura aumenta la viscosidad del gas, debido al incremento de la energía cinética de las moléculas que producen gran cantidad de choques intermoleculares.

A elevadas presiones (>1.000 – 1.500 Psia), a medida que se eleva la temperatura disminuye la viscosidad del gas, debido a la expansión térmica de las moléculas. A altas presiones las distancias intermoleculares de los gases es pequeña y un gas tiende a comportarse como líquido.

A cualquier temperatura, la viscosidad de un gas incrementa con el aumento de presión debido a la disminución de las distancias intermoleculares. A medida que un gas es más pesado, sus moléculas serán más grandes y por lo tanto su viscosidad será mayor.[6]

#### 2.3.1.5 Densidad del gas, $\rho_g$

La densidad del gas libre, puede determinarse aplicando la ecuación general de los gases reales. La siguiente ecuación permite calcular la densidad del gas:[6]

$$\rho_g = 2.7 \cdot \frac{P \cdot \gamma_g}{ZT}$$

(Ec. 2.4)

Donde:

P: Presión del sistema, Psia.

T: Temperatura del sistema, °R.

Z: Factor de compresibilidad del gas libre, Adimensional.

$\gamma_g$  : Gravedad específica del gas libre, (aire=1).

$$2.7 = \frac{PM_{\text{aire}}}{R_{\text{Ctte universal del gas}}} = \frac{28.8}{10.73}$$

Debe recordarse que si el gas contiene componentes no hidrocarburos, tales como: N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc.; estos deben ser considerados en el cálculo de Z.

#### **2.4 Comportamiento del gas**

El gas cuando fluye por la sección transversal de una tubería presenta pérdidas en su velocidad y en la caída de presión, estas es efectos debido a la fricción, elevación y a la aceleración.[7]

#### **2.5 Contenido de agua en el gas natural**

El contenido de agua en el gas es una de las características que debe conocer el ingeniero con mayor seguridad. De ello depende la garantía de que los procesos se realicen sin mayores problemas. Los depósitos de agua en la tubería, la formación de hidratos, la corrosión del tubo y demás instalaciones se minimizan cuando se deshidrata el gas hasta los niveles necesarios para evitar los problemas.

La cantidad de agua en los hidrocarburos se determina utilizando figuras como las del Dr. J. Mc Ketta o la del Dr. J. Campbell. La primera de las cuales agrega la predicción del punto probable de formación de hidratos. Otro método para este tipo de cálculos es aplicando la teoría de R. Bukacek, con la cual se hacen los mismos

cálculos para gases dulces y en forma numérica. Las tres alternativas correlacionan bien.

En ocasiones, el contenido de gases ácidos introduce errores que porcentualmente pudieran ser apreciables. Esa desviación puede ser significativa cuando se trabaja en el diseño de plantas de deshidratación o endulzamiento.

Bukacek desarrollo la siguiente correlación para determinar el contenido de agua en una composición base seca:[7]

$$W = \frac{A}{P(\text{lpsa})} + B \quad \left[ \frac{\text{lbs}}{\text{Mpcn}} \right]$$

(Ec. 2.6)

Donde:

W: contenido de agua (lbs/Mpcn).

A y B: constantes de R Bucacek en función de la temperatura. En la figura 2.7 se muestran las constantes A y B de Bucacek.

P: Presión (psia).

A partir de la siguiente transformación se calcula la composición del agua en base húmeda con el contenido de agua (W):[7]

$$X_{i_{H_2O}} = W * PM * V_m * FC \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

$X_{i_{H_2O}}$  = fracción molar del agua.

W: contenido de agua (lbs/Mpcn).

PM: peso molecular del agua (18 lbmol/lb).

$V_m$ : Volumen molar (379,4836 ft<sup>3</sup>/lbmol).

FC: factor de conversión (1 MMft<sup>3</sup>/10<sup>6</sup> ft<sup>3</sup>).

F: Factor.

$$F = 100\% - [\%X_{H_2O} + \%X_{H_2S}] \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Correlación de R. Bukacek para calcular el contenido de agua (W) en el gas								
Temperatura (°F)	A	B	Temperatura (°F)	A	B	Temperatura (°F)	A	B
-40	131	0.22	68	16 100	7.10	176	326 000	69.50
-38	147	0.24	70	17 200	7.17	178	344 000	72.00
-36	165	0.26	72	18 500	7.85	180	357 000	74.80
-34	184	0.28	74	19 700	8.25	182	372 000	77.20
-32	206	0.30	76	21 100	8.67	184	390 000	79.90
-30	230	0.33	78	22 500	9.11	186	407 000	82.70
-28	256	0.36	80	24 100	9.57	188	425 000	85.80
-26	285	0.39	82	25 700	10.00	190	443 000	88.40
-24	317	0.42	84	27 400	10.50	192	463 000	91.40
-22	352	0.45	86	29 200	11.10	194	483 000	94.80
-20	390	0.48	88	31 100	11.50	196	504 000	97.70
-18	434	0.52	90	33 200	12.20	198	525 000	101.00
-16	479	0.56	92	35 300	12.70	200	547 000	104.00
-14	530	0.60	94	37 500	13.30	202	570 000	108.00
-12	586	0.64	96	39 900	14.00	204	594 000	111.00
-10	648	0.69	98	42 400	14.60	206	619 000	115.00
-8	714	0.74	100	45 100	15.30	208	644 000	119.00
-6	786	0.79	102	47 900	16.00	210	671 000	122.00
-4	866	0.83	104	50 800	16.70	212	698 000	126.00
-2	950	0.91	106	53 900	17.50	214	725 000	130.00
0	1 050	0.97	108	57 100	18.30	216	754 000	134.00
2	1 150	1.04	110	60 500	19.10	218	785 000	139.00
4	1 260	1.11	112	64 100	20.00	220	816 000	143.00
6	1 380	1.19	114	67 900	20.90	222	848 000	148.00
8	1 510	1.27	116	71 800	21.80	224	881 000	152.00
10	1 650	1.35	118	76 000	22.70	226	915 000	157.00
12	1 810	1.44	120	80 400	23.70	228	950 000	162.00
14	1 970	1.54	122	84 900	24.70	230	987 000	166.00
16	2 150	1.64	124	89 700	25.80	232	1 020 000	171.00
18	2 350	1.74	126	94 700	28.90	234	1 060 000	177.00
20	2 560	1.85	128	100 000	28.00	236	1 100 000	182.00
22	2 780	1.97	130	106 000	29.10	238	1 140 000	187.00
24	3 030	2.09	132	111 000	30.30	240	1 190 000	192.00
26	3 290	2.22	134	117 000	31.60	242	1 230 000	198.00
28	3 570	2.36	136	124 000	32.90	244	1 270 000	204.00
30	3 880	2.50	138	130 000	34.20	246	1 320 000	210.00
32	4 210	2.65	140	137 000	35.60	248	1 370 000	216.00
34	4 560	2.81	142	144 000	37.00	250	1 420 000	222.00
36	4 940	2.98	144	152 000	38.50	252	1 470 000	229.00
38	5 350	3.16	146	160 000	40.00	254	1 520 000	235.00
40	5 780	3.34	148	168 000	41.60	256	1 570 000	242.00
42	6 240	3.54	150	177 000	43.20	258	1 630 000	248.00
44	6 740	3.74	152	186 000	44.90	260	1 680 000	255.00
46	7 280	3.96	154	195 000	46.60	262	2 340 000	333.00
48	7 850	4.18	156	205 000	48.40	300	3 180 000	430.00
50	8 460	4.42	158	215 000	50.20	320	4 260 000	548.00
52	9 110	4.66	160	225 000	52.10	340	5 610 000	692.00
54	9 800	4.92	162	236 000	54.10	360	7 270 000	888.00
56	10 500	5.19	164	248 000	56.10	380	9 300 000	1 090.00
58	11 300	5.48	166	259 000	58.20	400	11 700 000	1 360.00
60	12 200	5.77	168	272 000	60.30	420	14 700 000	1 700.00
62	13 100	6.08	170	285 000	62.50	440	18 100 000	2 130.00
64	14 000	6.41	172	298 000	64.80	460	22 200 000	2 550.00
66	15 000	6.74	174	312 000	67.10			

Figura 2.7. Constantes A y B de Bukacek.

Para calcular la composición de base seca a base húmeda se aplica la siguiente ecuación:[7]

$$\%Ci \text{ (base húmeda)} = \%Ci \text{ (base seca)} * (F/100) \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

%Ci: composición porcentual del componente i.

$$\%X_{H_2S} = (\text{Contenido de } H_2S \text{ (ppm)}/100.000) * 100 \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde:

%X<sub>H<sub>2</sub>S</sub>: porcentaje de la molar del H<sub>2</sub>S.

## 2.6 Caída de presión

El gradiente total de presión en cualquier punto en una tubería está compuesto por los efectos de:

Fricción.

Elevación.

Aceleración.

La ecuación que representa el gradiente de presión es:[8]

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Fricción} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Elevación} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Aceleración} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

### 2.6.1 Efectos de la fricción

La fricción entre el fluido con las paredes de la tubería produce una pérdida de energía, la cual se transforma en una caída de presión

en la dirección del flujo. La ecuación de Darcy que representa la caída de presión por efectos de la fricción, para cualquier fluido o régimen de flujo, se define como:[8]

$$(\Delta P)_{Fricción} = \frac{fLv^2}{2gD} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

$\Delta P$ : caída de presión debida a la fricción por metro de fluido y se expresa en unidades de  $\text{Nw/m}^2$ .

$f$ : factor de fricción de Darcy, (adimensional).

$L$ : longitud de la tubería, (m).

$D$ : diámetro interno de la tubería, (m).

$g$ : aceleración de la gravedad, ( $\text{m/s}^2$ ).

$v$ : velocidad del fluido, (m/s).

La caída de presión se puede expresar en unidades de psig mediante:[8]

$$(\Delta P)_{Fricción} = \frac{\rho fLv^2}{2gD144} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

$\rho$ : densidad del fluido, ( $\text{lb/ft}^3$ ).

Las demás variables en unidades del Sistema Internacional.

### 2.6.2 Efectos de la elevación

Cuando la tubería presenta un ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal, la gravedad produce una pérdida de presión del fluido. La ecuación que determina esta caída de presión es:[8]



$$\left( \frac{dP}{dL} \right)_{Elevación} = \frac{g}{gc} \rho \text{ sen } \theta \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Donde:

$\theta$ : es el ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal.

$g$ : es la aceleración de gravedad (ft/s<sup>2</sup>).

$gc$ : es la aceleración de gravedad estándar (32,2 lb.ft/lbf.s<sup>2</sup>).

Cuando la densidad es constante, se obtiene:[8]

$$(\Delta P)_{Elevación} = Ce \rho Li \text{ sen } \theta \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

$Li$ : longitud de la sección inclinada de la tubería, (m).

$\rho$ : densidad del líquido constante o un valor promedio para fluidos compresibles, (kg/m<sup>3</sup>).

$Ce$ : factor de conversión.

### 2.6.3 Efectos de la aceleración

La aceleración del fluido produce una pérdida de la energía cinética, la cual a su vez reduce la presión. Este efecto se puede ver mediante la ecuación:[8]

$$\left( \frac{dP}{dL} \right)_{Aceleración} = g \left( \frac{dv}{dL} \right) = \left( \rho v \frac{dv}{dL} \right) \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Se debe tomar en consideración que:

- El producto  $\rho v$  es constante si el flujo a través de tuberías es en estado estacionario de sección transversal constante. La variación de la densidad por los efectos de la temperatura se compensa por ajustes en la velocidad.

- La velocidad es casi constante para líquidos, despreciando así la aceleración.

- La aceleración se toma en cuenta para fluidos compresibles, ya que el cambio de la densidad ocasiona variaciones en la velocidad.

## **2.7 Flujo de fluido por tuberías**

El diámetro de la tubería y la presión del fluido que circula a través de ella son las variables dependientes del volumen del fluido. A su vez, la presión del mismo va a depender de la densidad y viscosidad del fluido.

## **2.8 Flujo bifásico en tuberías (gas-líquido)**

El flujo bifásico en tuberías es definido como el movimiento concurrente en el interior de ella, de gas libre y líquidos (hidrocarburos + agua). El gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o pueden coexistir formando un oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido, es decir, sobre la interface gas-líquido. Puede darse el caso en el cual el gas y el líquido se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la superficie de la interface líquido-gas.

Los parámetros asociados al flujo bifásico en tuberías son:

- **Retención de líquido en una tubería (*liquid holdup*)**

Se define como la razón del área ocupada por el líquido en un segmento de tubería entre el área total del segmento:[8]

$$H_l = \frac{\text{área de líquido en un segmento de tubería}}{\text{área del segmento}} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

$H_l$  tiene valores desde cero para todo el flujo de gas hasta uno para todo el flujo de líquido.

- **Densidad del fluido bifásico,  $\rho_m$  [8]**

$$\rho_m = \rho_l H_l + \rho_g H_g \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Donde:

$\rho_l$ : densidad del líquido, (lb/ft<sup>3</sup>).

$H_l$ : holdup del líquido.

$\rho_g$ : densidad del gas, (lb/ft<sup>3</sup>).

$H_g$ : holdup del gas.

En términos del flujo de gas y líquido:[8]

$$\rho_m = \left( \frac{\rho_l Q_l + \rho_g Q_g}{Q_l + Q_g} \right) \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Donde:

$Q_l$ : flujo de líquido, (ft<sup>3</sup>/seg).

$Q_g$ : flujo de gas, (ft<sup>3</sup>/seg).

- **Velocidad superficial**

Se define como la velocidad con que la fase del fluido puede presentarse si fluye de un lado a otro en la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas es calculada por:[8]

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

La velocidad actual del gas es calculada por:[8]

$$V_g = \frac{q_g}{AH_g} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Donde:

$V_{sg}$ : velocidad superficial del gas, (m/día).

$V_g$ : velocidad del gas, (m/día).

$q_g$ : tasa de flujo de gas, (m<sup>3</sup>/día).

$A$ : área transversal de la tubería, (m<sup>2</sup>).

$H_g$ : holdup del gas.

Para el líquido se utilizan las siguientes ecuaciones:[8]

$$V_{sl} = \frac{q_l}{A} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

$$V_l = \frac{q_l}{AH_l} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Donde:

$V_{Sl}$ : velocidad superficial del líquido, (m/día).

$V_l$ : velocidad del líquido, (m/día).

$q_l$ : tasa de flujo de líquido, (barriles/día).

$H_l$ : holdup del líquido.

Para flujo bifásico:[8]

$$V_m = V_{Sl} + V_{Sg} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

- **Velocidad erosional (*velocidad límite*)**

Las líneas de flujo, múltiples de producción, procesos de cabezales de pozos y otras líneas que transportan gas y líquido en flujo bifásico deben diseñarse primeramente con base en la velocidad erosional del fluido. La experiencia ha demostrado que la pérdida de espesor de la pared ocurre por un proceso de erosión/corrosión. Este proceso es catalizado por las altas velocidades del fluido, presencia de arena, contaminantes corrosivos tales como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y de accesorios que perturban la trayectoria de la corriente como los codos.

## 2.9 Ecuación de Bernoulli

Esta ecuación es válida para un fluido perfecto ( $\mu = 0$ ;  $\tau_{xy} = 0$ ) e isotérmico, sólo son significativas las formas de energía mecánica, es decir:

1. La energía de flujo PV que lleva el fluido como resultado de su introducción al sistema.

2. La energía cinética debido al movimiento del fluido ( $= v^2/2gc$ ).

3. La energía potencial debido a la posición con respecto a un plano de referencia ( $= g*\Delta Z)/gc$ .

La caída de presión representa una conversión de la energía de flujo en cualquier otra forma de energía, mientras que la pérdida por fricción representa la pérdida neta de la energía de trabajo total disponible que caracteriza al fluido.

Los dos términos se relacionan entre sí por medio de la ecuación de energía mecánica del teorema de Bernoulli, el cual se representa a través de la siguiente ecuación:[9]

$$\frac{z_1 g}{g_c} + \frac{v_1^2}{2 g_c} - \int_1^2 V dp - F + w_e = \frac{z_2 g}{g_c} + \frac{v_2^2}{2 g_c} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

Donde:

$z$ : altura por arriba de cualquier plano de referencia horizontal arbitraria, (pie).

$F$ : pérdida por fricción, (lbf ft/lb).

$w_e$ : trabajo proporcionado por una fuente externa, (lbf pie/lb).

$p$ : presión en un punto del sistema, (lbf/ft<sup>2</sup>).

$V$ : volumen específico del sistema, (ft<sup>3</sup>/lb).

$g$ : aceleración de la gravedad, (ft/seg<sup>2</sup>).

$g_c$ : constante dimensional, (lb·ft/lbf·seg<sup>2</sup>).

$v$ : velocidad lineal, (pie/s).

Para líquidos, la integral  $\int_1^2 v dp$ , se reduce a  $(p_2 - p_1)v$ , donde  $v$  es prácticamente constante. [9]

La velocidad erosional o límite puede ser estimada por la siguiente ecuación empírica: [10]

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}}$$

(Ec. 2.26)

Donde:

$V_e$ : velocidad erosional del fluido, (ft/seg).

$C$ : constante empírica.

$\rho_m$ : densidad de la mezcla, (lb/ft<sup>3</sup>), calculada por la Ec. 2.19.

La experiencia en la industria indica que valores de  $C = 100$  para procesos continuos y  $C=125$  para procesos intermitentes, son conservativos. Cuando la limitación de ruido sea una consideración importante, se recomiendan velocidades comprendidas entre 50 y 80% de la velocidad de erosión. [10]

El Instituto Americano de Petróleo indica que para fluidos libres de sólidos donde la corrosión es controlada por inhibidores se pueden usar valores de  $C$  desde 150 hasta 200 para procesos continuos, y un valor de  $C$  de 250 para procesos discontinuos. [13]

## 2.10 Simulación de Procesos

La simulación de procesos se refiere a la actividad de obtener modelos matemáticos para procesos químicos y de refinería, mediante el modelado de ecuaciones, habitualmente por ordenador. La distinción debe hacerse entre modelos para estado estacionario y modelos para estados transitorios. En un proceso químico, por supuesto, el proceso se encuentra siempre en estado transitorio, con un cierto nivel de precisión, pero cuando las fluctuaciones dependientes del tiempo permanecen por debajo de cierto valor, puede formularse un modelo considerando estado estacionario.

Los módulos de proceso, suelen ser habitual como paso previo a la simulación de procesos, llevar a cabo los balances de materia y energía del proceso elegido. El primer aspecto más importante de la simulación es que los datos termodinámicos de las especies químicas estén correctamente modelados. Los datos calculados para el equilibrio líquido-vapor, por ejemplo, deben comprobarse con los datos experimentales, para asegurarse de su validez.[6]

## 2.11 Ecuación de estado de Soave/Redlich/Kwong (SRK)

La ecuación de estado de Soave/Redlich/Kwong al igual que la de Peng Robinson, fueron diseñadas para cálculos de de equilibrios líquido-vapor, ya que son modelos muy precisos para el cálculo de presiones de vapor de fluidos puros y de volúmenes molares. Par la especie i pura la ecuación de SRK toma la forma de:[6]

$$P = \frac{RT}{V_i - b_i} + \frac{a_i(T)}{(V_i - \epsilon b_i)(V_i - \sigma b_i)}$$



(Ec. 2.27)

Con

$$a_i(T) = \frac{\Omega_a \alpha(T_{ri}, \omega_i) R^2 T_{ci}^2}{P_{ci}} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

$$b_i = \frac{\Omega_b R T_{ci}}{P_{ci}} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

Siendo  $\varepsilon$ ,  $\sigma$ ,  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$  constantes específicas de la ecuación de Soave/Redlich/Kwong.

## 2.12 Media Aritmética

La media aritmética es el valor obtenido al sumar todos los datos y dividir el resultado entre el número total de datos y se obtiene a través de la siguiente correlación:[6]

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n Xi}{N} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

Donde:

X: es el símbolo de la media aritmética.

$\sum Xi$ : es la sumatoria de la cantidad de datos de una muestra.

N: es la cantidad de datos de una muestra.

### **2.13 Beggs & Brill**

Corrieron pruebas de laboratorio usando mezclas de aire y agua fluyendo en tuberías acrílicas de 90 ft de longitud y de 1 a 1.5 pulgadas de diámetro interior. Para un total de 27 pruebas en flujo vertical, se obtuvo un error porcentual promedio de 1.43 % y una desviación estándar de 6.45 %, desarrollando un esquema similar al de flujo multifasico horizontal.

Es una de las ecuaciones más utilizadas y cubre varios rangos de tasa y diámetros internos de la tubería. Desarrollaron un esquema para caídas de presión en tuberías inclinadas y horizontales para flujo multifasico. Establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del factor de entrapamiento de líquido y definieron el factor de fricción bifásico independiente de los regímenes de flujo.

En la misma se mejoraron los siguientes métodos que no se usaron en la correlación original, (1) un régimen de flujo adicional, el flujo burbuja, considerando que no asume error en el (holdup), (2) el factor de fricción del modelo de tubería lisa normal fue cambiado, utilizando un factor de fricción en fase simple basado en el rango de la velocidad del fluido.[11]

### **2.14 Pipephase**

Es un poderoso y útil simulador de flujo de fluidos multifásicos para predecir presiones, temperaturas y “holdup” de líquidos en

pozos, líneas de flujo, sistemas de distribución y almacenaje. Es usado para diseñar nuevos sistemas de tuberías, sistemas de corrientes monitoreadas y prevenir o solucionar problemas determinados.

#### **2.14.1 Netopt**

Pipephase incluye un optimizador llamado netopt que permite definir objetivos operacionales específicos definidos por el usuario.

Por ejemplo se puede usar pipephase con netopt para:

- Maximizar la producción de crudo desde un sistema de pozos operando bajo una inyección limitada de gaslift.
- Minimizar los costos para un nuevo sistema de tuberías.

#### **2.14.2 Tacite**

Tacite es una herramienta adicional, con la cual se realizan los modelos composicionales, flujo de fluidos transitorios dentro del ambiente de Pipephase.

#### **2.14.3 Tipos de simulaciones**

- Si se selecciona Gas Lift como tipo de simulación, Pipephase colocará un pozo y un link para el gas lift link en el diagrama de flujo de proceso (PFD) principal. Esta opción es sólo para fluidos del tipo blackoil.
- Si el tipo de simulación seleccionada es Network, en el PFD se tendrá que añadir las fuentes sumideros y respectivas juntas para

ensamblar el sistema que se requiere simular. Permite simular sistemas de almacenaje, distribución, lazos y tuberías convencionales.

- Seleccionando la opción de generación de tablas PVT, Pipephase genera archivos de datos PVT para usarse en corridas subsecuentes.

#### **2.14.4 Tipos de fluidos**

Aquí están siete tipos de fluidos que se pueden simular en Pipephase:

- Composicional
- Blackoil Composicional
- No composicional:
  - a) Blackoil
  - b) Condensado
  - c) Gas
  - d) Líquido
  - e) Vapor de agua

#### **• Fluidos composicionales**

Los fluidos composicionales son definidos como mezclas de componentes químicos con una composición conocida.

#### **• Blackoil composicional**

El tipo de fluido controla como el programa obtendrá las propiedades físicas necesarias para los cálculos de caída de presión y

transferencia de calor, empleando determinadas correlaciones empíricas.

- **Fluidos no composicionales**

Los gases y líquidos no composicionales son considerados fase simple. El vapor de agua es un solo componente y puede ser un fluido de dos fases y Pipephase usa las tablas de vapor de la GPSA para calcular las propiedades físicas. El gas condensado es modelado en un sistema de dos fases. Se pueden combinar fluidos composicionales y blackoil a través de PVT Data.[12]

## **CAPITULO III**

### **DESARROLLO DEL PROYECTO**

A continuación se describe la metodología utilizada para cumplir con los objetivos propuestos en ésta investigación.

#### **3.1 Desarrollo de la red de gasoductos con el simulador Pipephase 9.1**

Para el desarrollo del modelo hidráulico en el simulador Pipephase se llevaron a cabo las siguientes actividades:

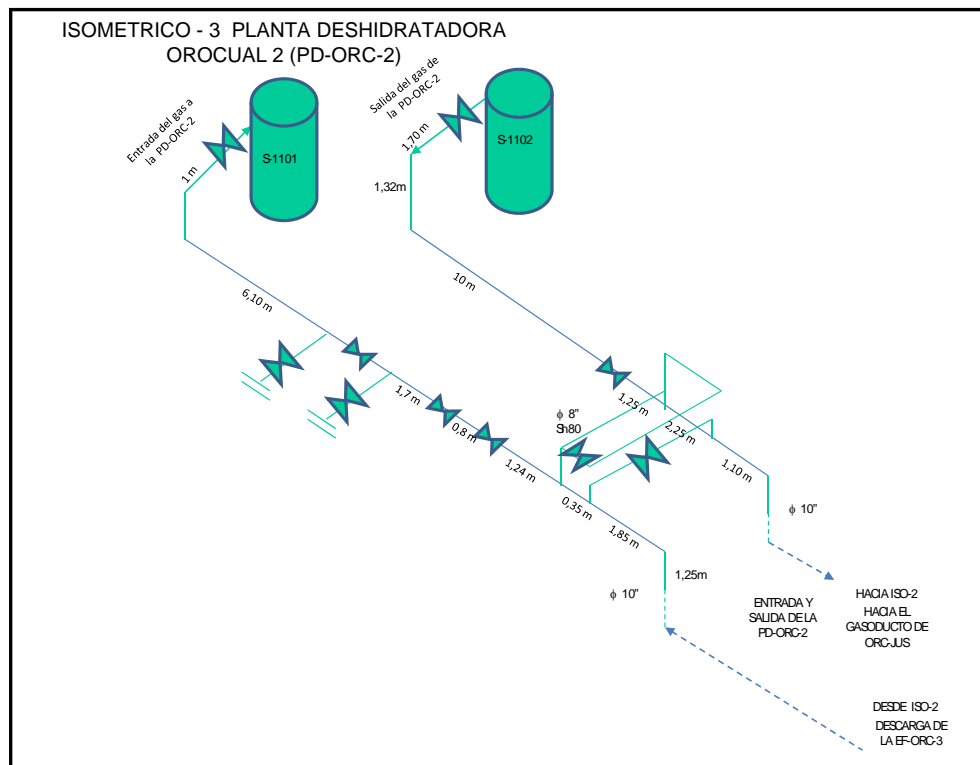
##### **3.1.1 Reuniones, entrevistas y visitas guiadas**

Estas actividades se realizaron con la finalidad de detallar toda la red de tuberías a nivel de 1200 psig. Se contó con la participación del personal de los gasoductos, los custodios de las plantas y los ingenieros de la gerencia de Planta de Gas y Agua. Las reuniones se realizaron para conocer la necesidad existente. Las entrevistas se hicieron de forma directa y las visitas se efectuaron para conocer el sistema de operación. Esto permitió obtener información técnica no documentada acerca del manejo de gas y de la necesidad existente.

##### **3.1.2 Levantamientos en campo**

Una vez recopilados los planos e isométricos disponibles en el departamento de Sala Cad de PDVSA, se realizó el levantamiento de información en campo para recopilación de dimensiones de tuberías,

tales como diámetros, espesores, longitudes y accesorios, en los tramos aéreos a la descarga de las plantas compresoras, estaciones de flujos y plantas de tratamiento involucradas. Esta actividad se realizó debido a la falta de información documentada. Además, se asumieron algunas longitudes de las conexiones no aéreas (subterráneas). En la figura 3.1 se muestra un isométrico de los levantamientos realizados en campo. Los otros isométricos se muestran en el anexo A. También se obtuvieron los perfiles topográficos de los gasoductos de transferencia.



**Figura 3.1. Isométrico 3, succión y descarga del gas que ingresa a la planta deshidratadora Orocuál 2 (PD-ORC-2).**

### **3.1.3 Descripción de la red de gasoductos**

En Maturín, estado Monagas PDVSA está dividida en los distritos Furrial y Punta de Mata. En el distrito Furrial se estudió la red de distribución a nivel de 1200 psig para conocer sus restricciones con respecto a la volumetría manejada.

Para efectos de esta investigación solo se evaluaron las alternativas de distribución de gas en la red de tuberías de recolección y transferencia a alta presión del sistema (Quiriquire 2, Campo Orocual, Campo Jusepín, IGF, Complejo Jusepín y Muscar). En la figura 2.1 se mostró la distribución del gas que representa la red evaluada, del cual solo se consideraron las líneas de color rojo y se excluyó la descarga de las PC-ORC 3 y 7.

### **3.1.4 Recopilación de datos operacionales**

#### **3.1.4.1 Análisis cromatográficos**

Se recopilaron los análisis cromatográficos más recientes realizados por PDVSA, Intevep y el Laboratorio de Control de Contaminantes. Se obtuvieron las composiciones en porcentaje molar de cada descarga de gas de los campos Orocual, Quiriquire, Boqueron, Jusepín (CORV) y del Complejo Jusepín. Se utilizó una hoja de cálculo de Excel, basada en la correlación de R. Bukacek[2], para normalizar las cromatografías y calcular el contenido de agua presente en ellas. En el anexo B se muestra la hoja de cálculo, en la cual se desprecian las cantidades de H<sub>2</sub>S debido a que en muchas cromatografías no se presentaba este valor y para efectos de este estudio no constituyen un gran impacto hidráulico.



La composición en base seca y húmeda del gas del Campo Jusepín se presenta en la tabla 3.1. El resto de las composiciones se muestra en el anexo C. Esta transformación (de base seca a húmeda) se realizó, ya que para efectos de la evaluación se trabajan con composiciones en base húmeda por el impacto que tiene el agua en la formación de líquidos o hidratos en las líneas de distribución.

**Tabla 3.1. Composición del gas de exportación del Campo Jusepín.**

	<b>Base seca</b>	<b>Base húmeda</b>
<b>Fecha</b>	<b>27/01/2006</b>	<b>04/01/2008</b>
<b>Fuente</b>	<b>CORV</b>	<b>CORV</b>
<b>Componentes</b>	<b>%Molar</b>	<b>%Molar</b>
H <sub>2</sub> O	0,00	0,01
N <sub>2</sub>	0,18	0,18
C1	80,24	80,23
CO <sub>2</sub>	4,27	4,27
C2	9,30	9,30
C3	3,31	3,30
IC4	0,58	0,58
NC4	0,92	0,92
IC5	0,36	0,36
NC5	0,24	0,24
C6	0,17	0,17
C7	0,10	0,10
C8	0,20	0,20
C9	0,09	0,09
C10	0,03	0,03
C11	0,00	0,00
GPM	1,90	1,90
P (PSI)	1260,00	1260,00
T (°F)	104,00	104,00

**Tabla 3.1. Composición del gas de exportación del Campo Jusepín (Continuación).**

	<b>Base seca</b>	<b>Base húmeda</b>
<b>Fecha</b>	27/01/2006	04/01/2008
<b>Fuente</b>	<b>CORV</b>	<b>CORV</b>
<b>Componentes</b>	<b>%Molar</b>	<b>%Molar</b>
V (MMPCND)	*	*
PM	21,01	21,01
Cp(BTU/PCS)	1167,00	1167,00
H <sub>2</sub> S ppm v/v	16,00	16,00

Los asteriscos representan la información no reportada.

### 3.1.4.2 Reportes de producción

Se obtuvieron los promedios de los reportes diarios de gas de cada planta, incluyendo los volúmenes, presiones y temperaturas del gas desde las estaciones o módulos de producción, pasando por cada planta compresora y deshidratadora, su transferencia hacia los múltiples de distribución hasta llegar a los clientes (Resor, Acogas, IGF y Muscar). Estos datos se muestran en las tablas 3.2 y 3.3.

**Tabla 3.2. Promedios de los reportes diarios de las fuentes de la red de gasoductos de la condición actual de operación.**

<b>Fuente</b>	<b>Temperatura (°F)</b>	<b>Caudal (MMPCND)</b>	<b>Presión (psig)</b>
Descarga de la PC-ORC-2	120,00	30,00	1.300,00
Descarga de la PC-ORC-4	120,00	20,00	1.300,00
Descarga de la PD-ORC-1	120,00	49,30	1.295,00

**Tabla 3.2. Promedios de los reportes diarios de las fuentes de la red de gasoductos de la condición actual de operación (continuación)**

<b>Fuente</b>	<b>Temperatura (°F)</b>	<b>Caudal (MMPCND)</b>	<b>Presión (psig)</b>
Descarga de la PD-ORC-2	116,00	30,00	1.300,00
Descarga de la EF-ORC-3	118,00	30,70	1.309,00
Descarga de QE-2	176,00	310,00	1.470,00
Descarga de Boqueron	116,00	12,00	1.320,00
Descarga del CORV	102,00	89,00	1.329,00
Descarga de Acogas	110,00	321,00	1.209,00
Descarga de la PCJ-2	115,00	16,00	1.280,00
Descarga de las MPCJ-3, 4 y 5	120,00	151,00	1.269,00
Descarga de la PCJ-6	123,00	90,00	1.300,00
Descarga de la PCJ-8	120,00	16,00	1.300,00
Descarga de la PCJ-9	120,00	168,00	1.300,00
Descarga de la PCJ-10	120,00	27,00	1.300,00
Descarga de la PCJ-14	115,00	40,00	1.235,00

En la condición actual de operación no se encontraba operativa la nueva PCJ-120, pero para la corrida del escenario 3, los datos operativos para esta fuente fueron iguales a los de la fuente de la PCJ-9, a excepción del volumen de compresión, ya que para esta nueva planta la máxima capacidad de compresión será de 120 MMPCND.

**Tabla 3.3. Promedios de los reportes diarios de los sumideros de la red de gasoductos de la condición actual de operación.**

<b>Sumidero</b>	<b>Caudal (MMPCND)</b>	<b>Presión (psig)</b>
Succión de la PC-ORC-3	41,00	1.297,00
Succión de la PD-ORC-1	50,00	1.300,00
Succión de la PC-ORC-3	41,00	1.297,00
Succión de la PD-ORC-1	50,00	1.300,00
Succión de Gas Lift	3,52	1184,00
Succión de la PD-ORC-2	30,70	1.305,00
Succión de la Zimca	6,00	295,00
Succión de Acogas	350,00	1.234,00
Succión de IGF	306,00	1.180,00
Succión de Resor	15,00	1.200,00
Succión de Muscar	597,40	1.220,00

Para la corrida del escenario 3 se incorporan los sumideros de la PC-ORC-7 y de la descarga del nuevo gasoducto Jusepí-Muscar, y para el escenario 2 solo se incorpora el sumidero de la PC-ORC-7. Este presenta una data similar a la de la PC-ORC-3 y el sumidero del nuevo gasoducto Jusepín-Muscar, presenta una data idéntica a la succión actual de Muscar.

### **3.1.5 Construcción de la red de 1.200 psig en el simulador Pipephase**

Se utilizó el simulador Pipephase, versión 9.1, para simular hidráulicamente la red de gasoductos del distrito Furrial bajo condiciones de operación normal y futuras.

Para la elaboración de la simulación se llevaron a cabo los siguientes pasos:

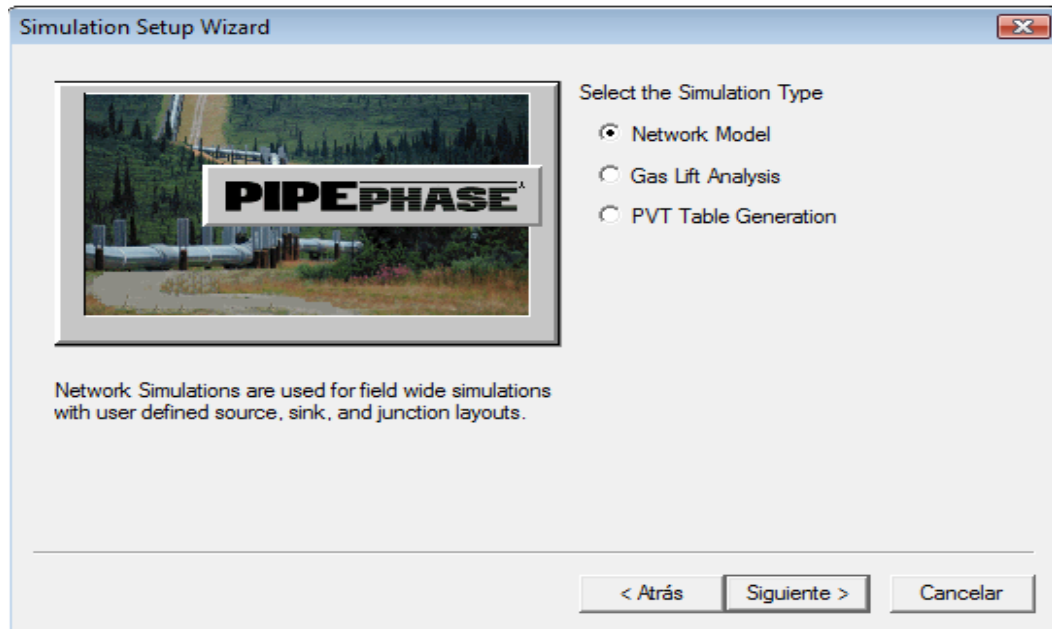
### **3.1.5.1 Definición de la simulación**

Al iniciar el programa, este exige el tipo de simulación con el que se trabajara y el tipo de fluido que manejara.

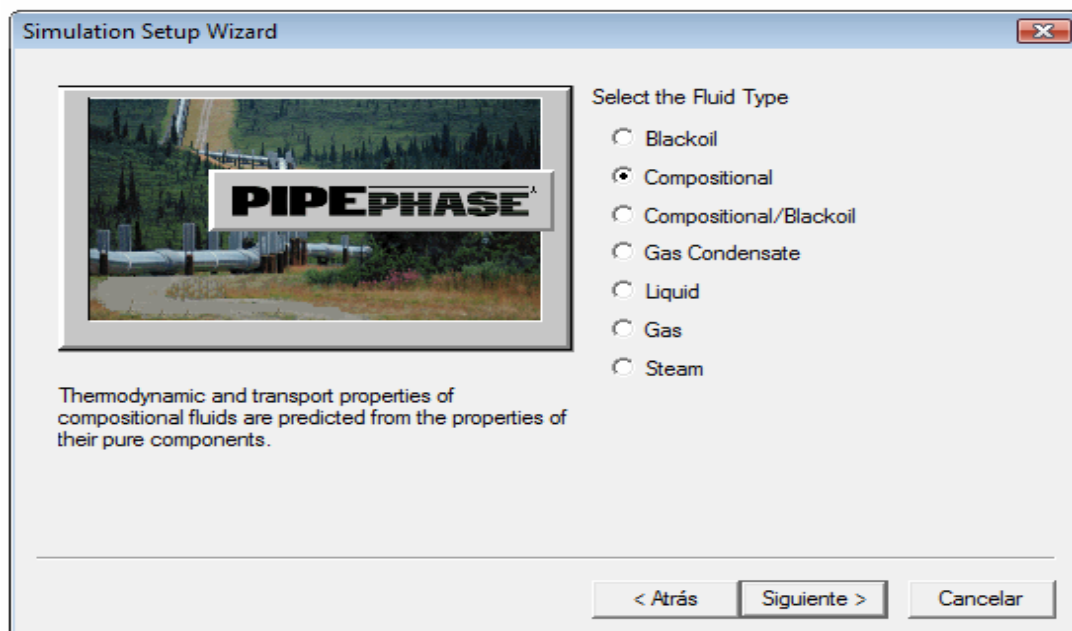
Se definió el tipo de simulación seleccionando el modelo de red (*network model*), debido a la complejidad e interconexiones que existen en las líneas, ya que la red de gasoductos del distrito Furrial está conformada por diferentes diámetros de grandes distancias. Se definió como composicional (*compositional*) por ser el fluido de estudio una mezcla de varios compuestos orgánicos e inorgánicos (metano, etano, propano, nitrógeno y otros).

La fase fue designada como multifásica (*rigorous multi-phase*), ya que la red posee componentes condensables. Por último se seleccionaron las unidades del sistema de petróleo (*petroleum*), para hacer uso de los datos suministrados por la empresa con mayor facilidad.

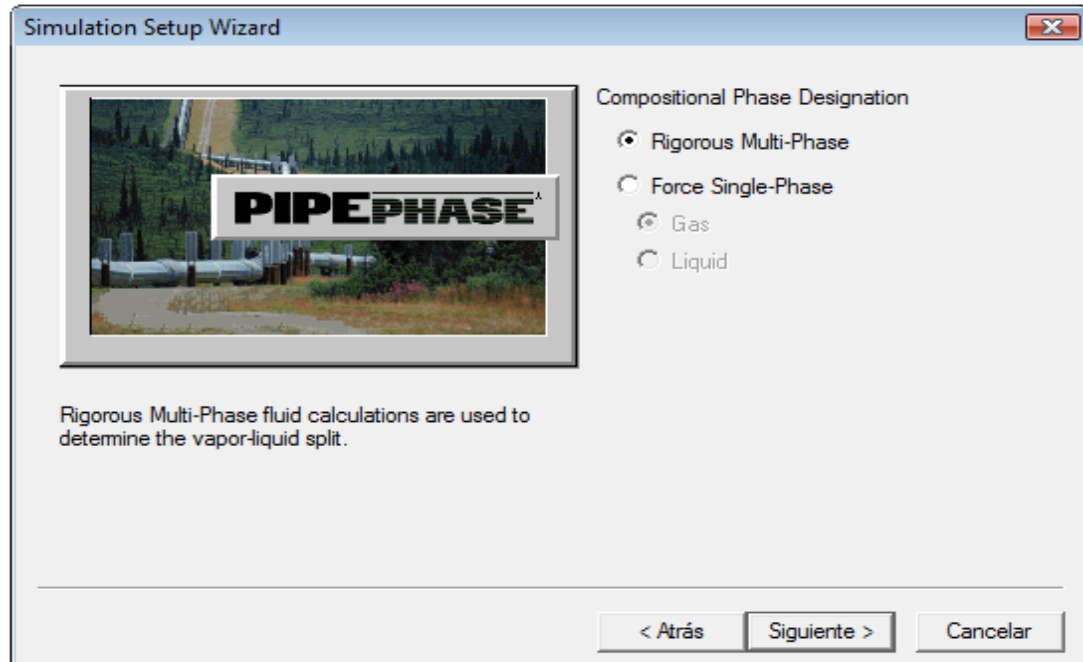
En las figuras 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5, se muestran las ventanas que presenta el simulador Pipephase 9.1 para definir el tipo de simulación.



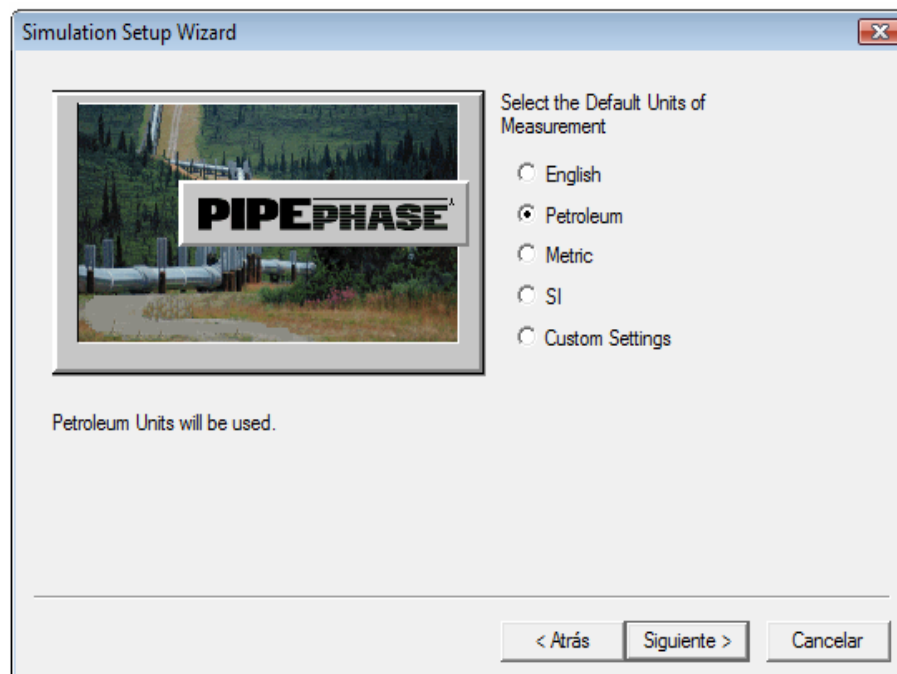
**Figura 3.2.** Ventana para la selección del modelo de red.



**Figura 3.3.** Ventana para la selección del tipo de fluido.



**Figura 3.4. Ventana para la selección de la fase de la mezcla.**



**Figura 3.5. Ventana para la selección de las unidades de trabajo.**

### **3.1.5.2 Ingreso de los componentes presentes en el fluido de trabajo en base húmeda**

Luego de definir el tipo de simulación, el programa abre una ventana en la que se deben agregar los componentes que conforman el fluido de trabajo. Para ello se utilizaron los componentes de las cromatografías recopiladas para cada caso.

Las ventanas y pasos a seguir para ingresar los compuestos fueron los siguientes:

Paso 1: se entró a la librería de compuestos, para añadir (*Add*) en a pestaña de librería de componentes (*Library Components*), como se muestra en la figura 3.6.

Paso 2: se seleccionaron de la librería de componentes los compuestos con los que cuenta el fluido bajo estudio, como se muestra en la pestaña de componentes específicos (*Specific Components Available for Selection*) de la figura 3.7.

Paso 3: comprobación de los compuestos en la pestaña correspondiente (*Add these Library Components to the Component List*), tal como se observa en la figura 3.8.



**Component Data**

Component

No.	Type	Name	Alias	MW	Density	NBP

Library Components: Add Edit

Petroleum Fractions: Add Edit

Cut and Paste: Cut/Delete Paste After

Assay Data TBP Cuts

Petroleum Method: CAVETT

OK Cancel Help

**Figura 3.6. Ventana para el ingreso del listado de componentes.**

**Library Component Data**

Component Family List:

- Standard Production Set
- Most Commonly Used
- Acids
- Alcohols
- Aldehydes
- Amides
- Amines

Search Key:  Carbon Number  Library Name  Formula

Search Location:  Search all Families  Search Current Family

Library ID :   Search

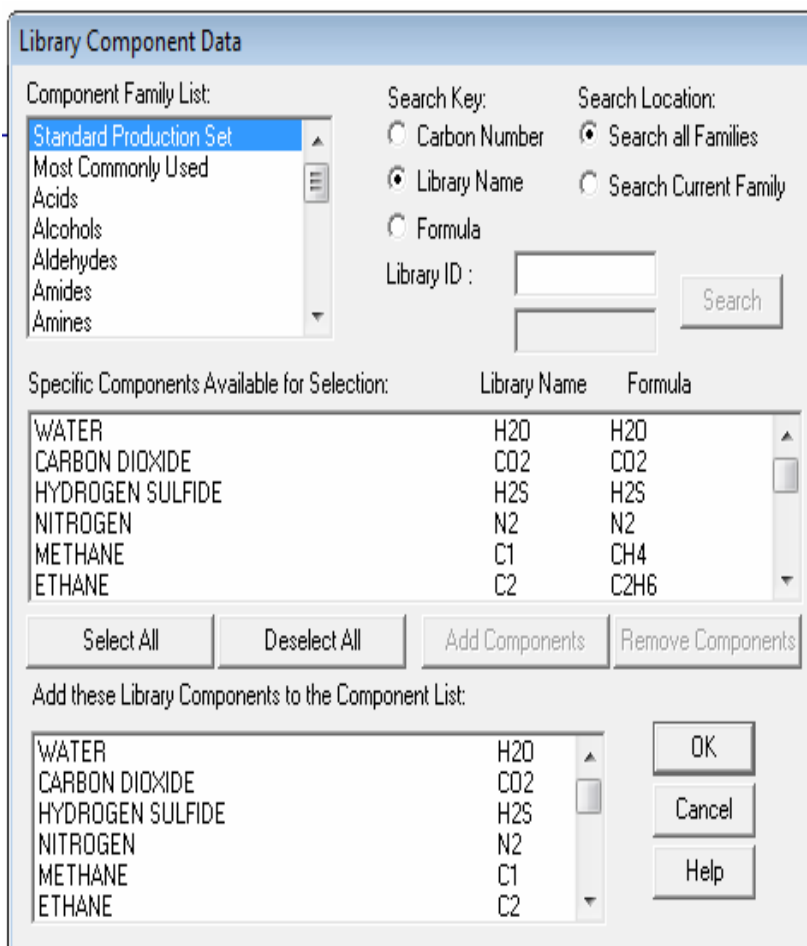
Specific Components Available for Selection:	Library Name	Formula
WATER	H2O	H2O
CARBON DIOXIDE	CO2	CO2
HYDROGEN SULFIDE	H2S	H2S
NITROGEN	N2	N2
METHANE	C1	CH4
ETHANE	C2	C2H6

Select All Deselect All Add Components Remove Components

Add these Library Components to the Component List:

OK Cancel Help

**Figura 3.7. Ventana para selección de los componentes que conforman al fluido en estudio.**

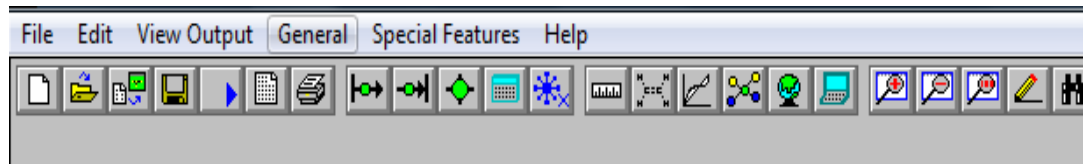


**Figura 3.8. Listado de componentes seleccionados.**

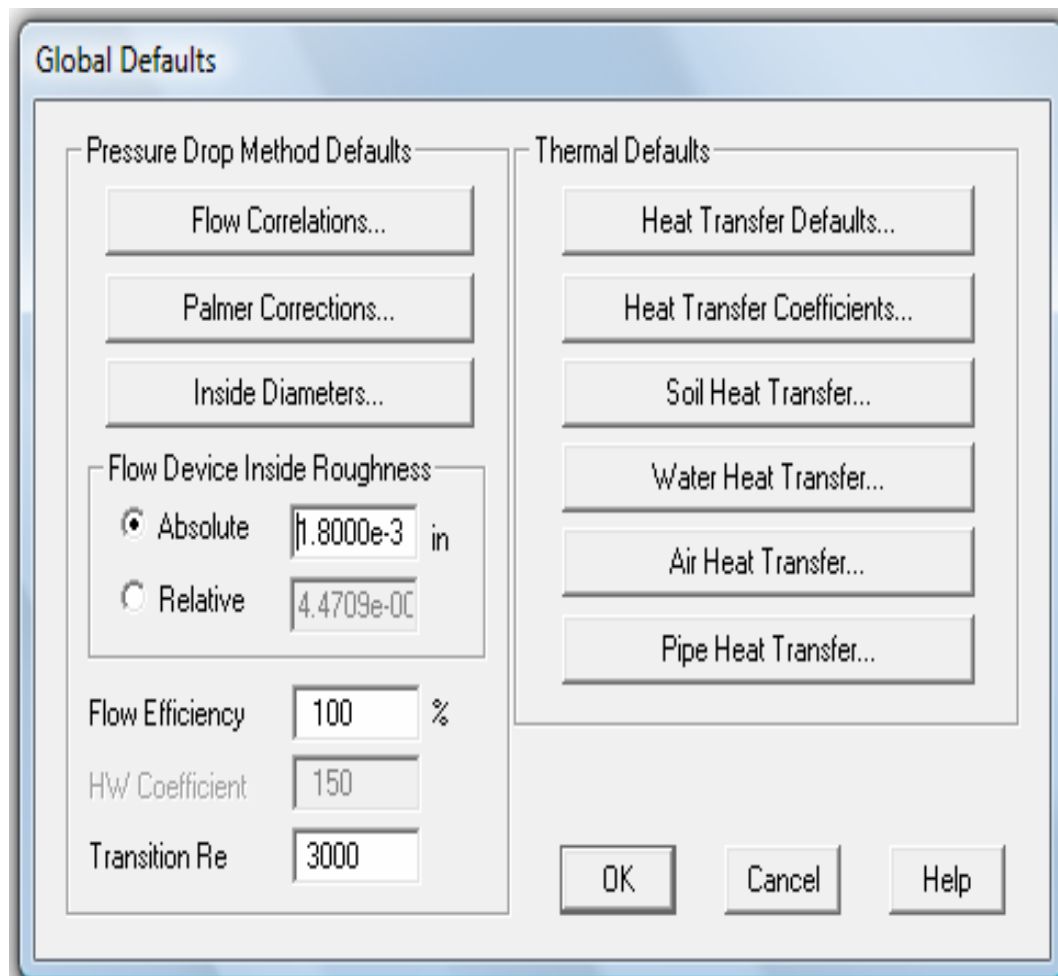
### 3.1.5.3 SELECCIÓN DE LAS CORRELACIONES O ECUACIONES PARA EL ESTUDIO DEL SISTEMA

En el ambiente de Pipephase se ingresa al icono General, luego a la pestaña de asignación general (*Global Defaults*) y finalmente a correlaciones de flujo (*Flow Correlations*), donde se seleccionó la correlación de Beggs & Brill-Moody para cálculos de caídas de presión, ya que es la que tiene mayor aplicación para el estudio de tramos horizontales e inclinados, según estudios realizados por Cabrera [4]. La rugosidad absoluta de trabajo fue de 1.8E-3.

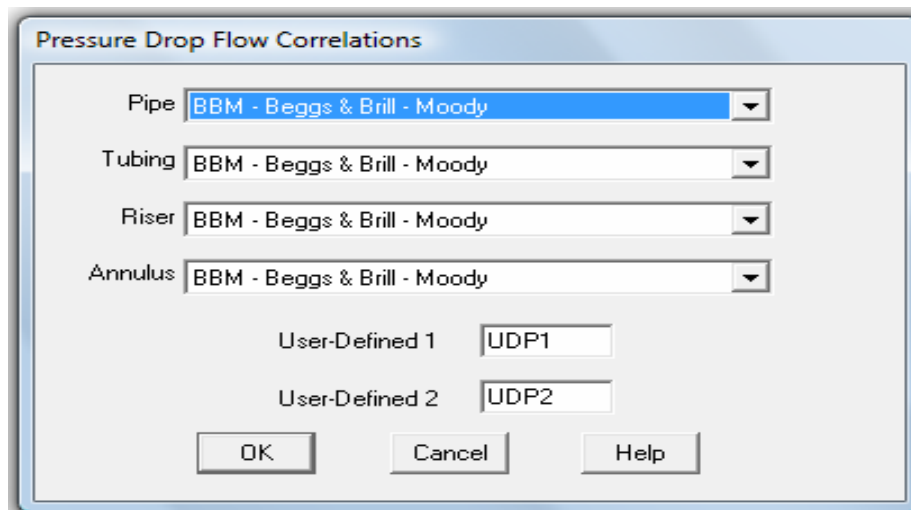
En las figuras 3.9, 3.10 y 3.11, se muestran las ventanas que presenta el simulador para seleccionar las correlaciones de trabajo.



**Figura 3.9. Paleta de componentes del simulador.**

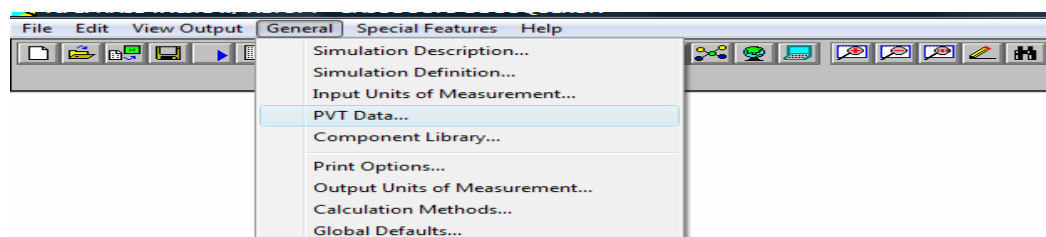


**Figura 3.10. Ventana de selección de correlaciones de caídas de presión y termodinámicas.**

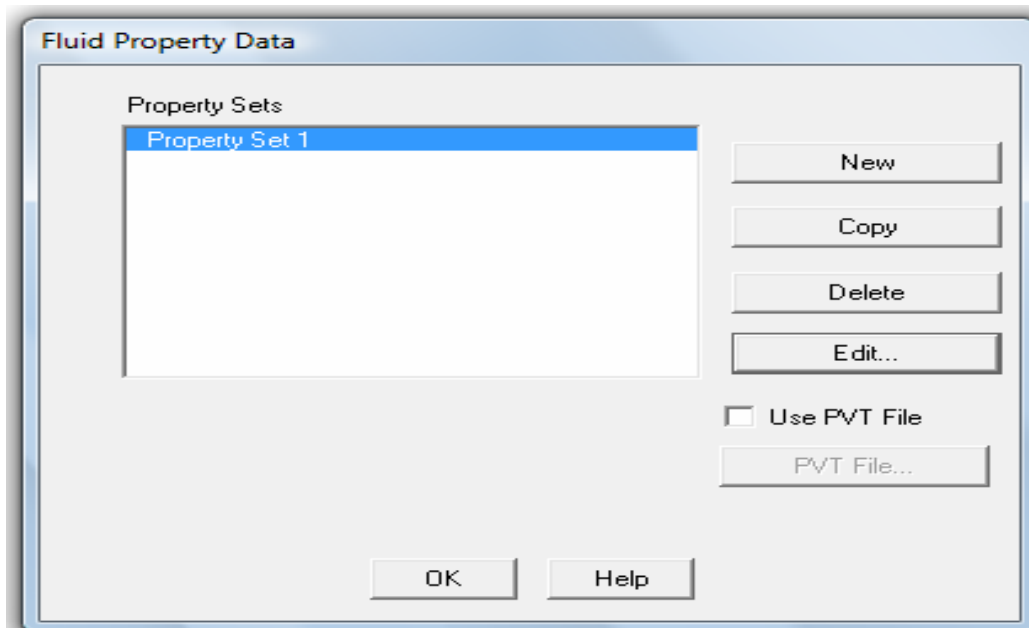


**Figura 3.11. Ventana de selección de correlaciones de caídas de presión.**

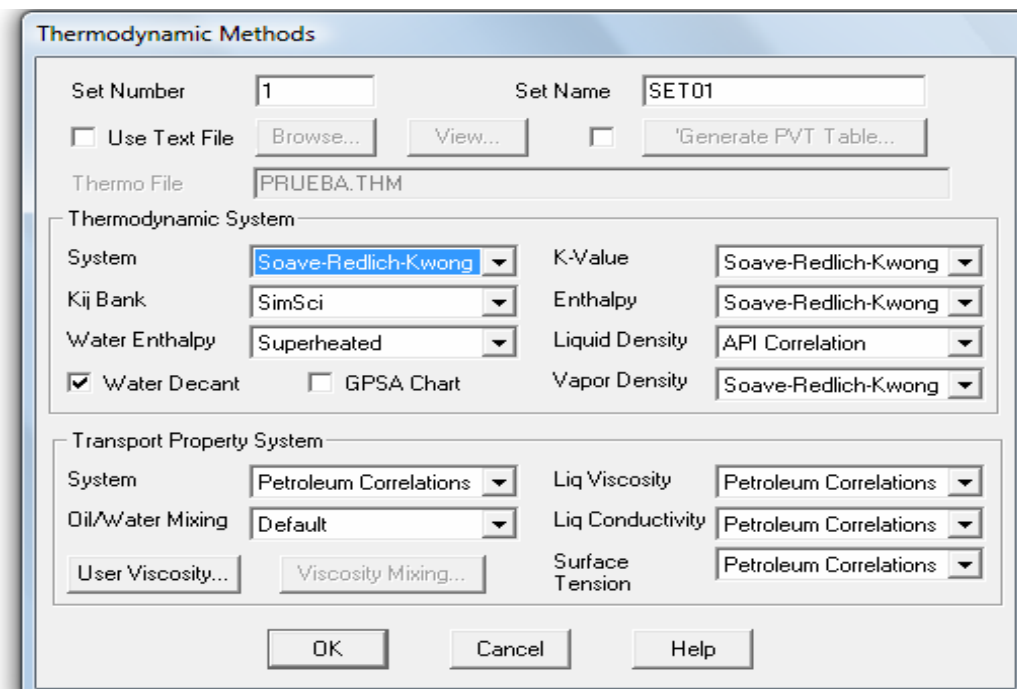
Se trabajó con la ecuación de estado de Soave–Redlich–Kwong para el cálculo de propiedades del fluido (presión y volumen), ya que presenta pocas desviaciones para la obtención de propiedades de fluidos bifásicos (líquido-vapor). Para seleccionar esta ecuación en el simulador se ingresa en el icono General, seguidamente a opción de data PVT (presión, volumen y temperatura), luego en la pestaña editar (*Edit*) y finalmente se selecciona la correlación de trabajo termodinámica del sistema (*Thermodynamic System*). En las figuras 3.12, 3.13 y 3.14 se muestran los pasos seguidos.



**Figura 3.12. Venta para la selección de opciones descriptivas y de cálculos en el simulador.**



**Figura 3.13. Ventana de ingreso para la selección de correlaciones.**



**Figura 3.14. Ventana de selección de ecuaciones termodinámicas y de transporte.**

Existen muchas otras correlaciones de cálculo disponibles en este programa, las cuales no se consideraron en el menú de selección para el estudio del sistema.

#### **3.1.5.4 ELABORACIÓN DE LA RED EN EL SIMULADOR**

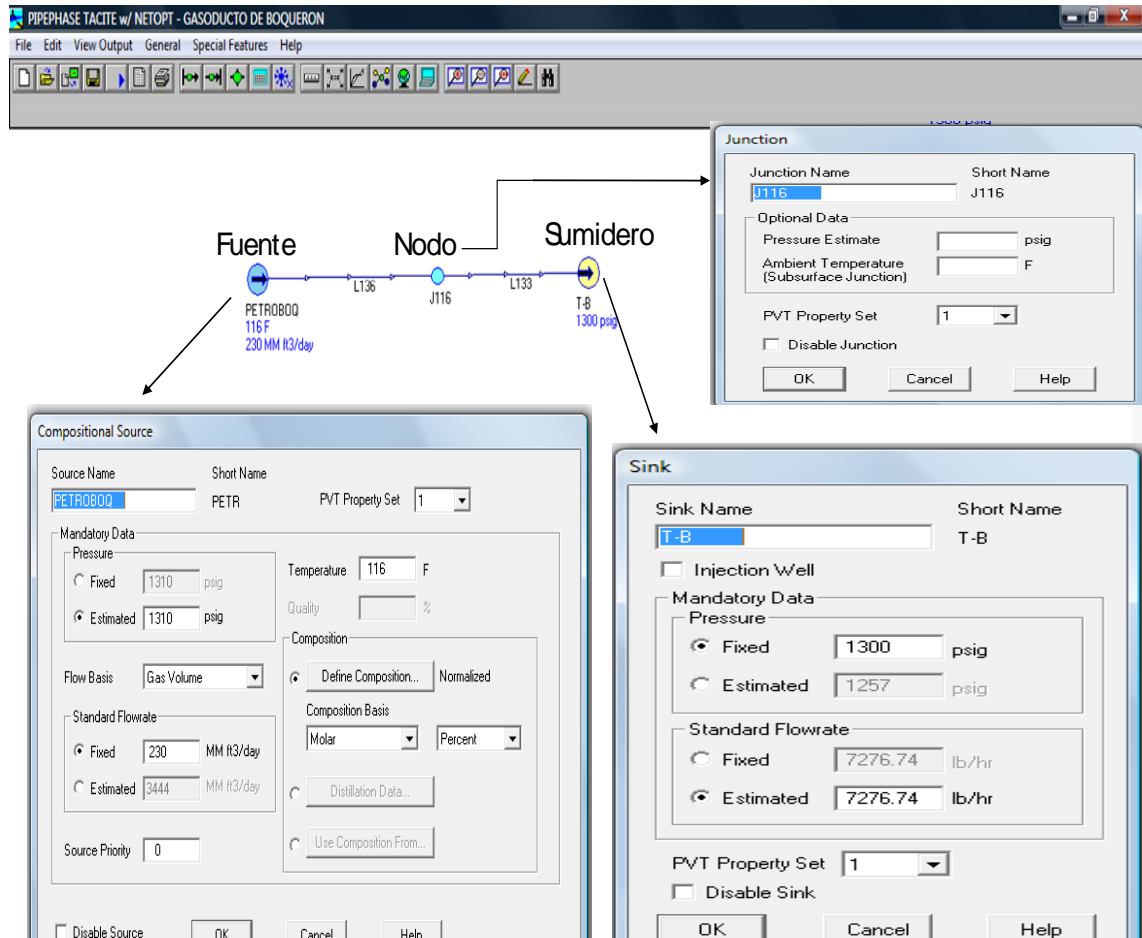
Una vez seleccionada la composición del fluido se procedió al montaje del esquema de trabajo de simulación, tomando en cuenta el ingreso de la información recabada de la red de gasoductos del distrito Furrial a alta presión y de todos sus elementos (fuentes, sumideros, enlaces y nodos).

Las fuentes (*Source*) del sistema estarán representando las descargas de las plantas compresoras, estaciones de flujo y plantas de acondicionamiento del gas. Mientras que los sumideros (*Sink*) representan las alimentaciones de las plantas de acondicionamiento y succión de las plantas compresoras de inyección.

A cada fuente y sumidero se les agregó las presiones y volumetría del fluido en condiciones normales de operación como se muestra en la figura 3.15. En las tablas 4.1 y 4.2 se presentan las condiciones operativas usadas. En las fuentes también se ingresaron las composiciones en base húmeda presentadas en la tabla C.2 y las temperaturas del fluido.

Los nodos (*Junction*) especifican los puntos de conexión y múltiples en la red de gasoductos. En la figura 3.15 se muestra un nodo. Tanto para los nodos, fuentes y sumideros, se verificó que en

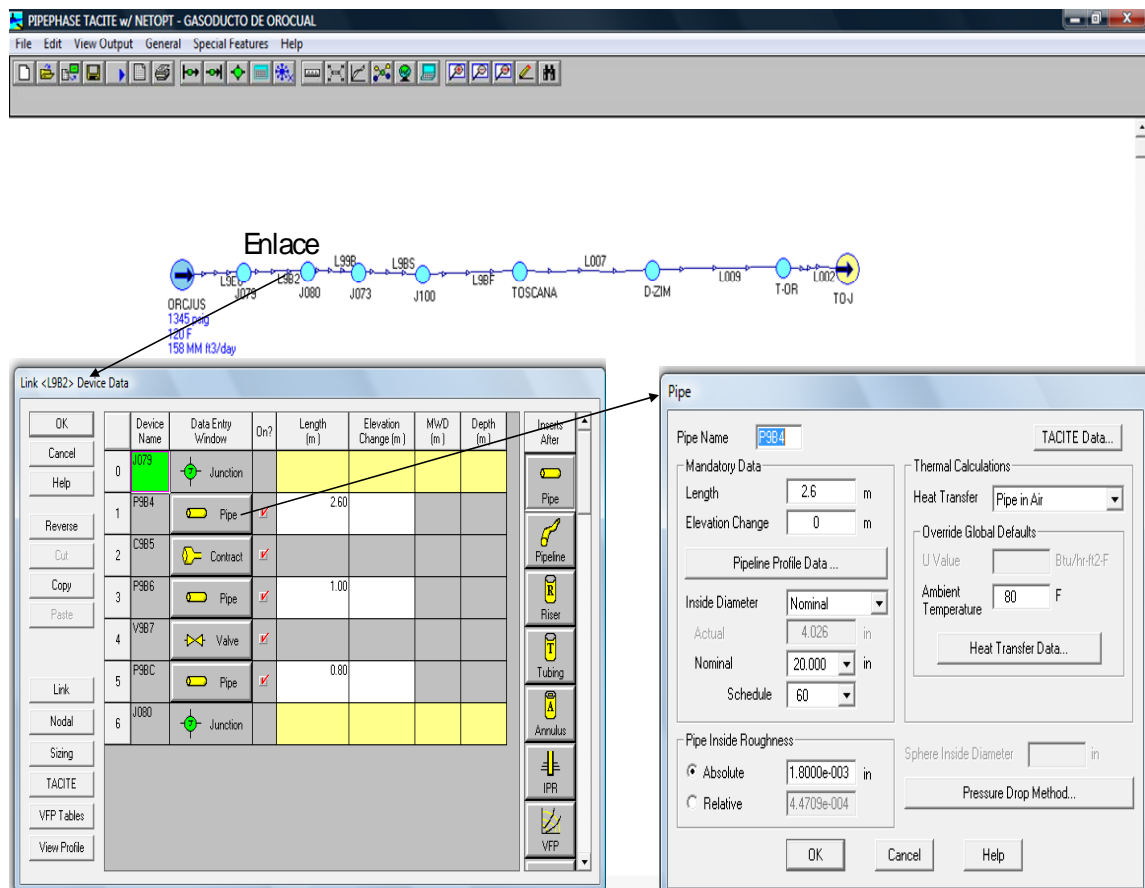
la pestaña de propiedades PVT (*PVT Property Set*) que apareciera el número 1, lo cual indica que se está trabajando con la data ingresada al simulador y las ecuaciones seleccionadas para el estudio del sistema.



**Figura 3.15. Montaje de la red de gasoductos.**

Los enlaces (*Link*) representan los gasoductos de transferencia y conexiones de tuberías de la red de gasoductos del sistema en estudio. En estos se ingresan todos los equipos y accesorios en las líneas de flujo. Para efecto de esta red solo se anexaron longitudes, espesores

(*Schedule*), diámetros nominales, temperatura ambiente y accesorios (codos, válvulas, contracciones y expansiones). En los anexos A y D se presenta la información ingresada en los enlaces. En la Figura 3.16 se muestran los datos ingresados en un enlace.

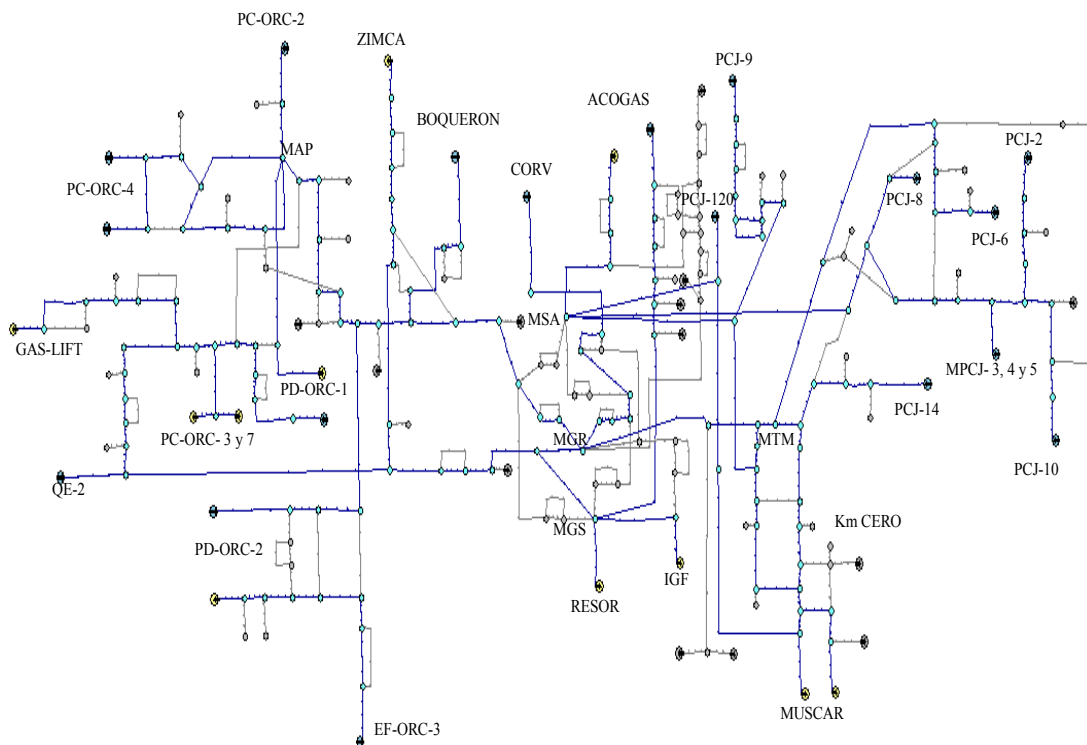


**Figura 3.16. Datos ingresados en un enlace del gasoducto de transferencia de Orocuál.**

Una vez incorporado los datos en cada fuente, enlace y sumidero se verificaron los grados de libertad en la red diseñada, para que el simulador pueda hacer las corridas con la información suministrada. La red diseñada se muestra en la figura 3.17, en la cual se representan



las descargas de las plantas compresoras (PC-ORC-2 y 4; PCJ-2, 6, 8, 9, 10, 14 y 120; y las MPCJ-3, 4 y 5), succión de las plantas compresoras de inyección de gas (PC-ORC-3 y 7, y de IGF), descarga de las estaciones de flujo (EF-ORC-3, Boqueron, CORV y QE-2), alimentaciones de los clientes del distrito Furrial (Acogas, IGF, Muscar, Resor y Zimca), descarga de Acogas, múltiples (MAP, MSA, MGR, MGS y MTM) y la succión y descarga de las plantas deshidratadoras (PC-ORC-1 y 2).



**Figura 3.17. Modelo hidráulico de la red de gasoductos del distrito Furrial.**

### **3.1.5.5 Validación del modelo de red**

En ésta etapa se realizó el estudio de la condición normal de operación simulada, para comparar las variaciones de caudal y presión en la red de gasoductos. A continuación se describe el escenario en condición normal de operación.

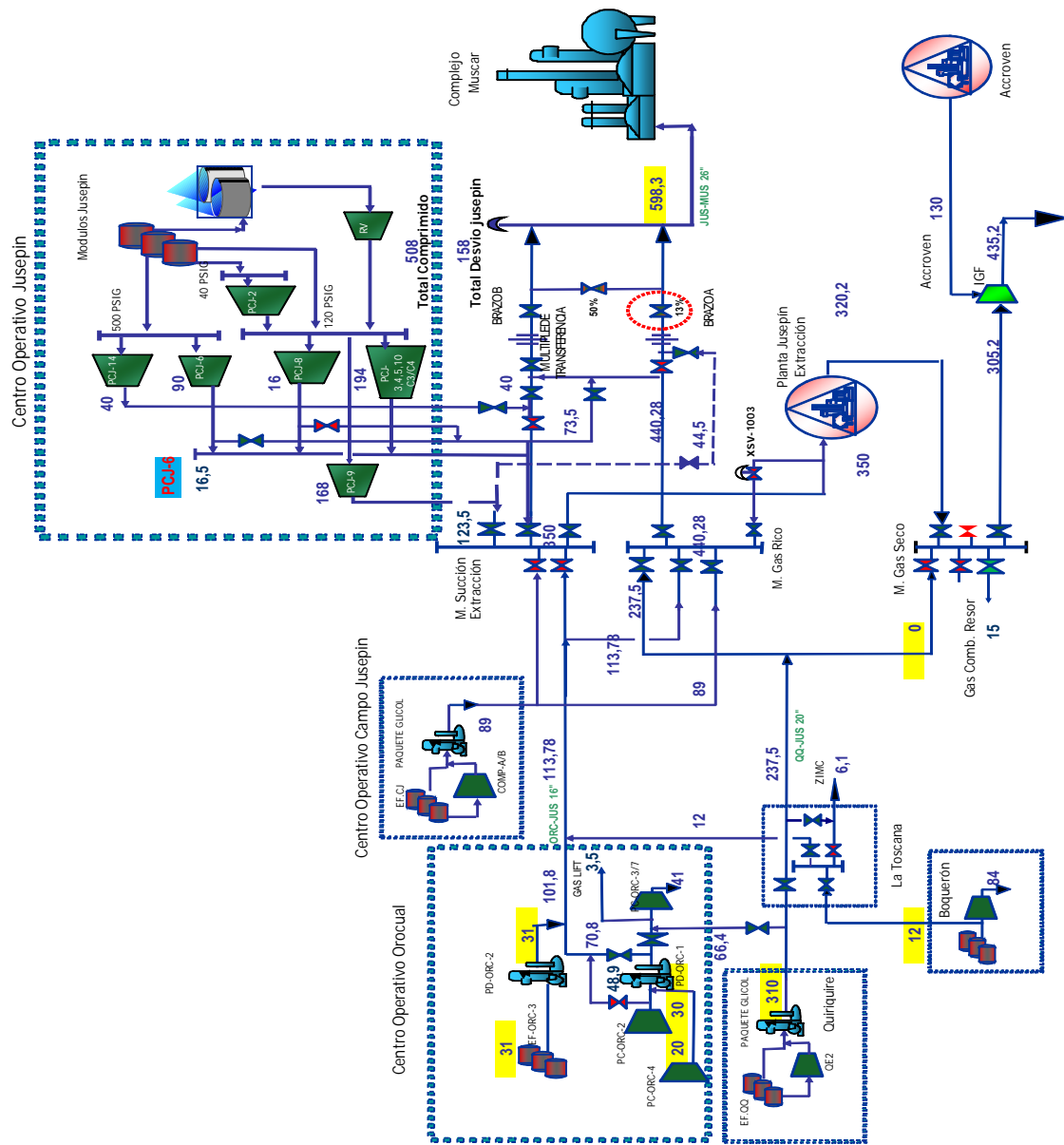
#### **3.1.5.5.1 Simulación**

##### **3.1.5.5.1.1 Escenario 1**

En este escenario se simuló la condición normal de operación. En este caso QE-2 alimenta a Orocuál, Zimca y Muscar. Los campos Boqueron, Jusepín (CORV), Orocuál, y las PCJ- 6, 9 y 14 alimentan a Muscar. Las PCJ- 2, 6, 8, 9 y 10, y las MPCJ-3, 4 y 5, alimentan a Acogas y esta alimenta a IGF y a Resor. En la figura 3.18 se presentan los flujos (MMPCND) ingresados al simulador en condiciones normales.

El ajuste se llevó a cabo comprobando los flujos y presiones de operación en condiciones actuales, con los calculados por el simulador en las fuentes y sumideros, realizando varias corridas hasta que se obtuvieron resultados satisfactorios en comparación con los reportes recopilados. Los resultados de las desviaciones en las condiciones actuales respecto a las calculadas por el simulador fueron menor al 10% en la mayoría del sistema, lo cual garantiza la confiabilidad del modelo hidráulico desarrollado a excepción de la

succión del gas transferido hacia ZIMCA y a Gas-Lift. Los resultados de las desviaciones se muestran en la tabla 4.1.



**Figura 3.18. Flujos (MMPCND) ingresados al simulador en el escenario 1.**

### **3.2 Estudio del manejo de gas para su incremento hacia mercado interno**

Se realizaron estudios de sensibilidad con el simulador en la red de gasoductos, aumentando el flujo de gas (MMPCND), para la obtener el incremento de 300 MMPCND en condiciones futuras de operación en el sistema. A continuación se describen los escenarios simulados:

#### **3.2.1 Escenario 2**

ORC-3, 4 y 7 y Boqueron en la red. Por hidráulica QE-2 disminuyó su caudal de transferencia a 305 MMPCND. La distribución del gas en este escenario se lleva a cabo de la siguiente manera: QE-2 alimenta a Orocuál, Zimca y Muscar. Los campos Boqueron, Jusepín (CORV), Orocuál, y las PCJ-9 y 14 alimentan a Muscar. Las PCJ- 2, 6, 8, 9 y 10, y las MPCJ-3, 4 y 5, alimentan a Acogas, y este se mezcla con un porcentaje del gas proveniente de QE-2 alimentando las plantas de IGF y Resor. En la figura 3.19 se muestran los flujos (MMPCND) ingresados al simulador para este escenario.

El incremento de gas en este escenario es de 83 MMPCND con respecto a la condición normal de operación y se realizó aumentando 63 MMPND en la PC-ORC-2, 7 MMPCND en la PC-ORC-4, 18 MMPCND desde Boqueron y QE-2 disminuyó 5 MMPCND.

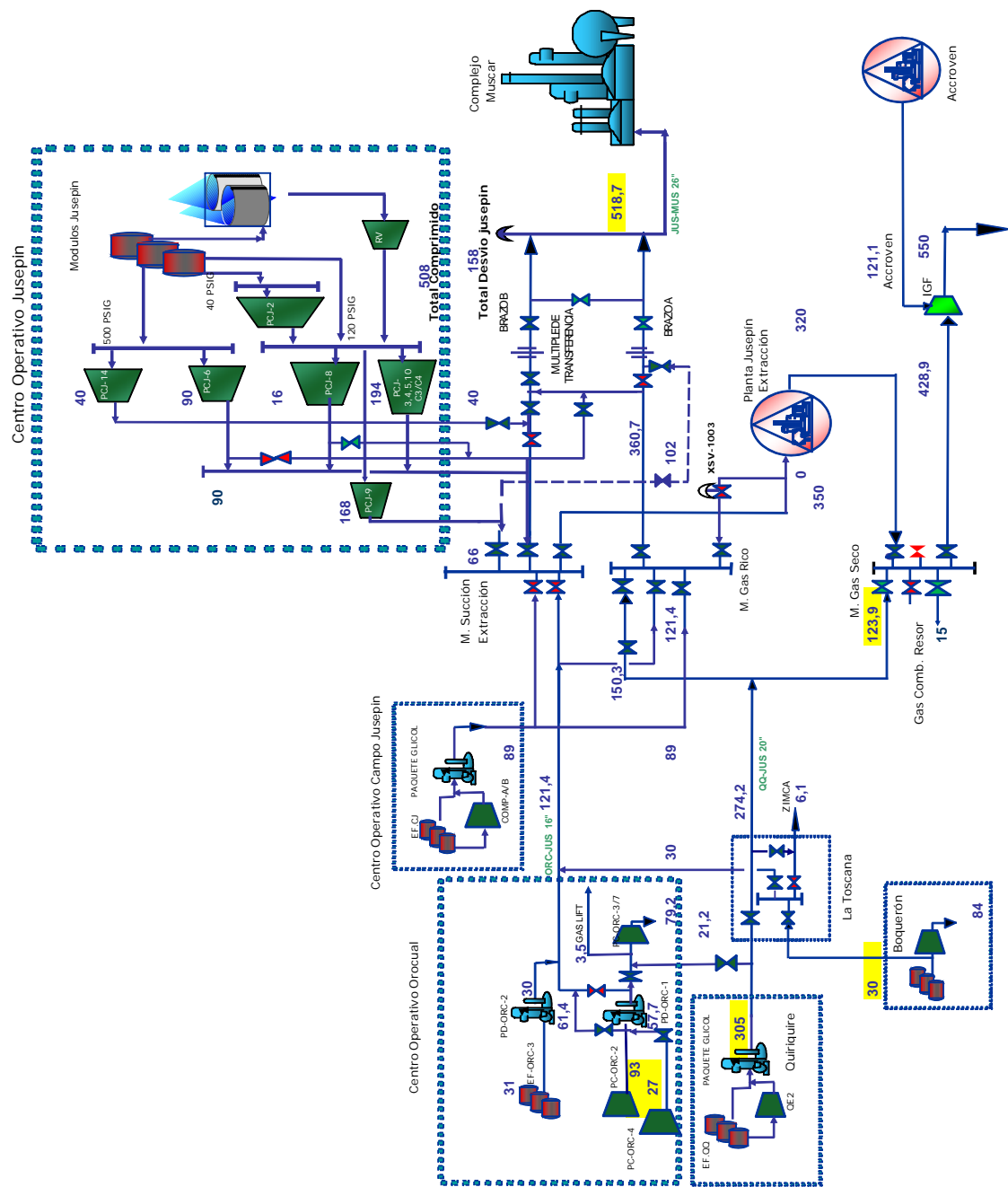
Las premisas consideradas para ajustar los resultados generados por el simulador en este escenario fueron las de mantener la volumetría de acuerdo a las capacidades de las plantas y que los resultados de las presiones no se acercaran a los valores puntuales de parada de las plantas. Los resultados de este escenario no cumplen con el incremento propuesto y se presentan en la tabla 4.3.

### **3.2.2 Escenario 3**

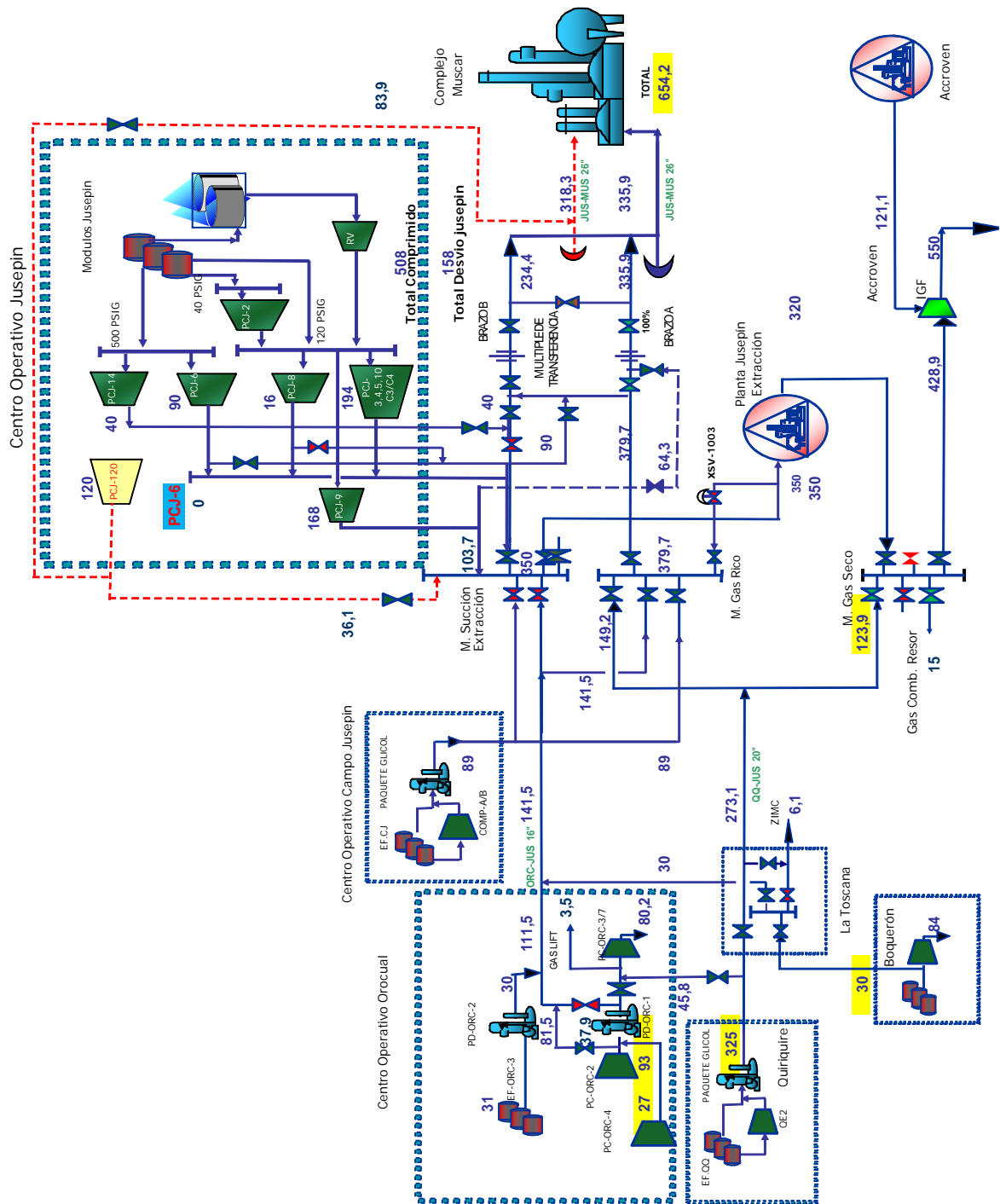
En este escenario se simuló la condición de máximo incremento de las PC-ORC-4, 3 y 7 y Boqueron al igual que en el escenario 2. Además se incorporaron 15 MMPND desde la QE-2 con respecto a la condición normal de operación y 120 MMPCND desde la nueva PCJ-120. Aquí se evaluó también la incorporación del nuevo gasoducto Jusepín-Muscar en la red. La distribución del gas en este escenario se lleva a cabo de la siguiente manera: la QE-2 alimenta a Orocual, Zimca y Muscar. Los campos Boqueron, Jusepín (CORV), Orocual, y las PCJ-9, 14 y 120 alimentan a Muscar. Las PCJ- 2, 6, 8, 9, 10 y 120, y las MPCJ-3, 4 y 5, alimentan a Acogas, y la descarga de esta se mezcla con un porcentaje del gas proveniente de la QE-2, para alimentar a las plantas de IGF y Resor. En la figura 3.20 se presentan los flujos (MMPCND) ingresados al simulador para este escenario.

El incremento de gas en este escenario es de 223 MMPCND con respecto a la condición normal de operación. Se mantuvieron las premisas de la volumetría de acuerdo a las capacidades de las plantas y que los resultados de las presiones no se acercaran a los valores puntuales de parada de las mismas, al igual que en el escenario 2 (para ajustar los resultados arrojados por el simulador). Los

resultados de este escenario no cumplen con el incremento propuesto y se muestran en la tabla 4.4.



**Figura 3.19. Flujos (MMPCND) ingresados al simulador en el escenario 2.**



**Figura 3.20. Flujos (MMPCND) ingresados al simulador en el escenario 3.**

### **3.3 Proposición del escenario más favorable para el incremento de gas hacia mercado interno**

Una vez simulados los tres escenarios, se estudiaron los balances de presiones y flujos generados por el simulador. Centrado este estudio en el incremento de gas a la red de distribución se selecciono el escenario 3, ya que este aporta el mayor caudal de gas al sistema (223 MMPCND) y disminuye las presiones de descarga de las plantas compresoras, lo cual es favorable para el óptimo funcionamiento del mismo.

### **3.4 Determinación de la funcionalidad del sistema con el incremento propuesto y las capacidades de los gasoductos de transferencia**

Para la determinación de la funcionalidad del sistema con el incremento propuesto (escenario 3), se estudiaron los parámetros hidráulicos (velocidades, caídas de presiones y formaciones de líquido) del escenario 1 (condición normal de operación) y del escenario 2 (escenario futuro), para comparar los resultados generados por el simulador.

#### **3.4.1 Evaluación de los escenarios**

Los resultados generados por el simulador se presentan en el anexo E. De allí se seleccionaron para evaluar cada escenario las altas velocidades y caídas de presión del reporte de velocidades (*Velocity Summary*), las densidades de los reportes de los nodos en



cada fuente o sumidero (*node QE-2* “para la fuente de QE-2”) y las presiones y caudales del reporte de los nodos (*Node Summary*).

#### **3.4.1.1 Análisis de las velocidades y cálculo de las velocidades erosivas**

A partir de las densidades del fluido calculadas por el simulador, se utilizó la ecuación 2.26 para calcular la velocidad erosional en cada tramo de la red de gasoducto, que presento una velocidad de mezcla elevada (se evaluaron todas la líneas con velocidades de mezcla iguales o mayores a 23 pie/seg). La constante empírica  $C$  utilizada fue de 100 por ser un proceso continuo y se tomó como valor final de la velocidad erosional el 80% de la calculada para que el ruido no presente problemas. Según la norma de PDVSA N° 90616.1.024[10] especifica que debe usarse el  $60\%*V_e$ , pero como el fluido en estudio se considera limpio y la corrosión es controlada por inhibidores, según información afirmada por el equipo de gasoductos a través de su experiencia en las corridas instrumentadas, se trabajo con el  $80\%*V_e$ .

Para la red en condiciones normales de operación (escenario 1), en el enlace L055 la densidad del gas que descarga la PCJ-9 es de  $6,09 \text{ lb/ft}^3$  en los nodos J041 y J042, que son los que separan el enlace L055 tal como se muestra en el anexo E en el reporte del enlace (*Link Summary*). Al utilizar la ecuación 2.26 para el cálculo de la velocidad erosiva, con el factor  $C = 100$ , el 80% de la velocidad erosional en esa línea es:

$$V_e = \frac{100}{\sqrt{(6,09)}} \times 0,8 = 32,41 \text{ pie/seg}$$

En ese enlace el fluido posee una velocidad de 25,99 pie/seg, por lo tanto no supera el 80% de la velocidad erosional, según las normas de diseño consultadas. En las tablas 4.5, 4.7 y 4.9 se encuentran las velocidades erosionales que sobrepasan las normativas consultadas para los tres escenarios simulados. El resto de los resultados se ilustra en el anexo D.

#### **3.4.1.2 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POR CADA 100 PIE DE TUBERÍA**

Se calcularon sucesivamente las caídas de presión en los tramos con altas velocidades, considerando que la  $\Delta P$  (psig)/ 100 (pie) debe ser  $< 1$  psig/100 pie, para la descarga de plantas compresoras.

Por ejemplo, para la descarga de la PCJ-9 de la red en las condiciones normales de operación, el link L055 posee una caída de presión de 0,0092 psig/pie, obtenida del anexo E. Calculando la caída de presión por cada 100 pie:

$$\Delta P = 100 \times 0,0092 \text{ psig/pie} = 0,92 \text{ psig/100 pie}$$

El L055 no supera el 1 psig/100 pie establecidos en la norma PDVSA N° 90616.1.024 [10], para la líneas de descarga de la PCJ-9.

En las tablas 4.5, 4.7 y 4.9 se muestran las caídas de presiones que sobrepasan las normativas consultadas, para la condición normal

de operación y las calculadas a futuro. El resto de los resultados se presenta en el anexo D.

#### **3.4.1.3 ANÁLISIS DE LA FORMACIÓN DE LÍQUIDO**

Se realizó a partir de la formación de líquido (*holdup*) calculadas por el simulador a las condiciones de operación normal y futura del gas, y presentadas en el reporte de los enlaces en el anexo E (*Link Summary*).

No existe una norma que especifique un valor de formación de líquido (*holdup*), pero para efectos de esta evaluación se considero un valor apreciable a partir de 100 ABBL. Por ejemplo para el enlace L055 en condiciones normales de operación, el *holdup* es de 0,10 ABBL, lo cual no representa gran formación de líquido en la línea.

En las tablas 4.6, 4.8 y 4.10 se muestran los tramos que presentan formación de líquido elevadas en condiciones de operación actual y futura. El resto de los resultados se presenta en el anexo D. También se estudiaron las envolventes de fase en los tramos donde se generaron formaciones de líquido elevadas, las cuales se muestran en las figuras 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12.

#### **3.4.2 Cálculo de las capacidades de los gasoductos de transferencia**

A través de los datos de presiones, temperaturas y flujos presentados, se realizaron estudios de sensibilidad en el simulador para obtener la capacidad de los gasoductos de Boqueron, IGF,

Orocual, Muscar, Quiriquire, Resor, Rusio Viejo y Zimca, ya que se dispone del perfil topográfico de éstos (se asumieron tramos lineales para los gasoductos de Boqueron, Resor y Zimca). En la tabla 3.4 se presenta el perfil topográfico del gasoducto de Rusio Viejo. El resto de los perfiles se ilustran en el anexo D.

**Tabla 3.4. Perfil del gasoducto de transferencia del Campo Jusepín hacia el múltiple de Jusepín.[1]**

CAMPO JUSEPÍN-MÚLTIPLE	
DIFERENCIAL DE LONGITUD (m)	DIFERENCIAL DE NIVEL (m)
1820,00	-1,92
1933,50	-0,10
2832,38	2,30

Para el cálculo de las capacidades, se trabajo con presiones cercanas a las presiones de parada de planta a la descarga de las plantas compresoras o estaciones de flujo en las fuentes, y la mínima presión permisible para mantener la continuidad del sistema en los sumideros.

Por ejemplo, para el gasoducto de Quiriquire, la presión de parada de planta es de 1.500 psig, se obtuvo una presión en la fuente de 1.495 psig y en el sumidero de 1.193 psig, manejando un flujo máximo de 318 MMPCND.

Una vez obtenidos esos valores se estudiaron los resultados arrojados por el simulador en términos de velocidades, formaciones

de líquido (*holdup*) y caídas de presión, realizando cálculos análogos a los explicados anteriormente para el estudio de los escenarios. Los resultados se presentan en la tabla 4.11.

## **CAPÍTULO IV**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **4.1 Análisis y discusión de resultados**

##### **4.1.1 Desarrollo la red de gasoductos con el simulador Pipephase 9.1**

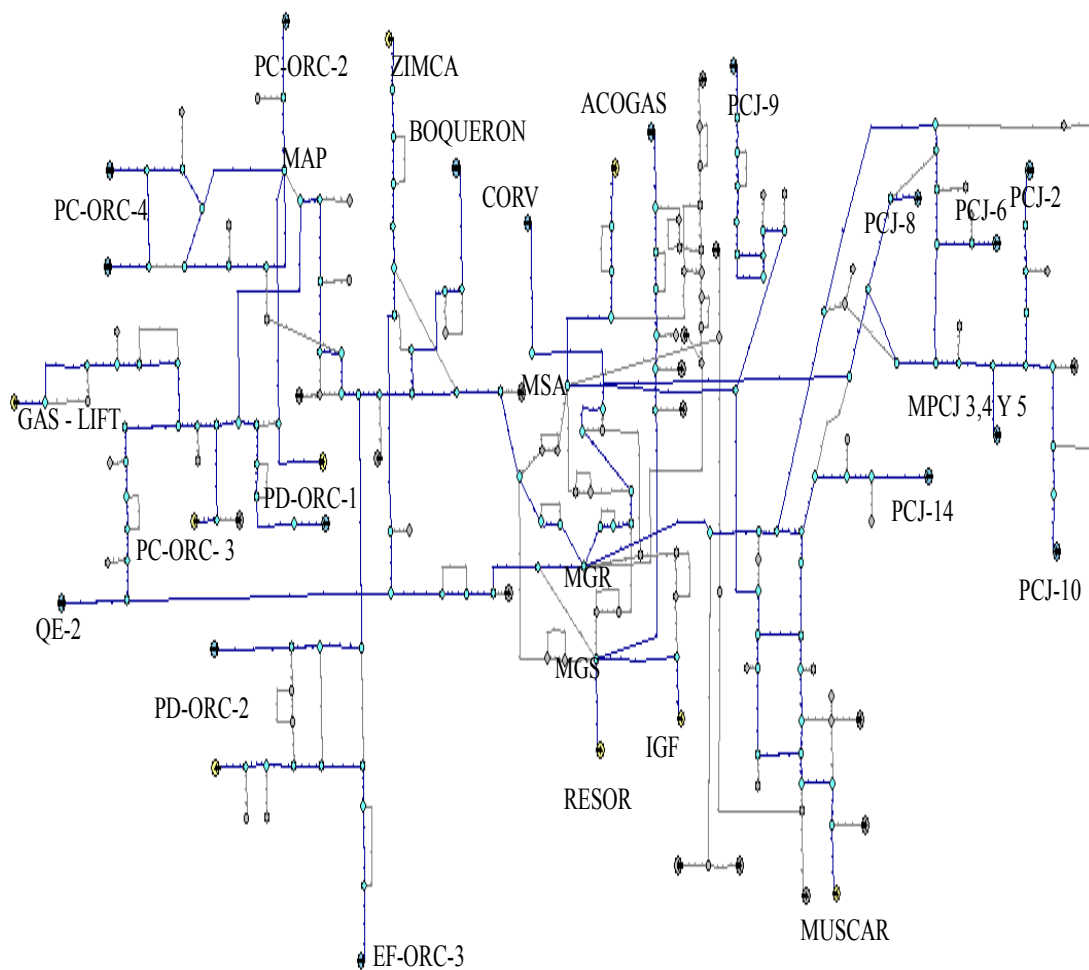
Para el desarrollo de la red de gasoductos a nivel de 1.200 psig se llevó a cabo la recopilación de perfiles topográficos, planos y los datos operacionales de las plantas compresoras, estaciones de flujo y plantas de acondicionamiento de gas en el distrito Furrrial, posteriormente se ingreso toda la data al simulador y se realizó la corrida de la condición actual de operación.

##### **4.1.1.1 Simulación del escenario 1**

El modelo hidráulico desarrollado cuenta con un total de 18 fuentes y 19 sumideros, para el escenario 1 se manejan 999 MMPCND en la red. Se simuló la condición normal de operación con 16 fuentes y 9 sumideros tal como se muestra en la figura 4.1, los otros sumideros en la red representan líneas de gas combustible, venteo y despresurización del sistema.

Una vez incorporada la geometría de la red, incluyendo estaciones de flujo, plantas de acondicionamiento y plantas compresoras, y

obtenidos los resultados del simulador Pipephase. Con los datos recopilados en campo en condiciones normal de operación, se procedió a calcular el porcentaje de desviación, para validar la confiabilidad del modelo hidráulico y realizar corridas con escenarios futuros.



**Figura 4.1. Modelo hidráulico del escenario 1 simulado.**

Según los resultados calculados en toda la red en términos de presiones la mayoría de las desviaciones son menores al 10% y en términos de caudal al 2%, lo cual hace confiable al modelo hidráulico desarrollado para la realización de corridas en escenarios futuros de operación en la red de gasoductos. Aunque las desviaciones a nivel de las succiones del flujo que va hacia Gas Lift y a Zimca en términos de presiones, mostraron una elevación marginal, debido a que normalmente esos sumideros tienen unas válvulas que regulan las presiones y por la complejidad del modelo hidráulico desarrollado fue difícil la aproximación de esos valores. En la tabla 4.1 se muestran las desviaciones por cada fuente y sumidero

**Tabla 4.1. Resultados del modelo hidráulico y comparación con los datos en campo del escenario 1.**

Ubicación	Datos de Campo		Resultados de Pipephase		Desviación Estándar (%)	
	Caudal (MMPCND)	Presión (psig)	Caudal (MMPCND)	Presión (psig)	Q	P
Descarga de la PC-ORC-2	30,00	1.300,00	29,90	1.301,00	0,33	0,08
Descarga de la PC-ORC-4	20,00	1.300,00	19,90	1.314,00	0,50	1,08
Succión de la PC-ORC-3	41,00	1.297,00	41,00	1.299,70	0,00	0,21
Succión de la PD-ORC-1	50,00	1.300,00	49,90	1.301,00	0,20	0,08
Descarga de la PD-ORC-1	49,30	1.295,00	48,90	1.300,30	0,81	0,41
Succión de Gas Lift	3,52	1184,00	3,50	1300	0,57	9,80
Succión de la PD-ORC-2	30,70	1.305,00	30,90	1.305,00	0,65	0,00



**Tabla 4.1. Resultados del modelo hidráulico y comparación con los datos en campo del escenario 1 (continuación)**

Ubicación	Datos de Campo		Resultados de Pipephase		Desviación Estándar (%)	
	Caudal (MMPCND)	Presión (psig)	Caudal (MMPCND)	Presión (psig)	Q	P
Succión de la PD-ORC-2	30,70	1.305,00	30,90	1.305,00	0,65	0,00
Descarga de la PD-ORC-2	30,00	1.300,00	29,90	1.300,10	0,33	0,01
Descarga de la EF-ORC-3	30,70	1.309,00	30,90	1.306,20	0,65	0,21
Descarga de QE-2	310,00	1.470,00	309,10	1.481,60	0,29	0,79
Descarga de Boqueron	12,00	1.320,00	12,00	1.290,40	0,00	2,24
Succión de la Zimca	6,00	295,00	6,10	369,50	1,67	25,25
Descarga del CORV	89,00	1.329,00	88,70	1.321,50	0,34	0,56
Succión de Acogas	350,00	1.234,00	350,20	1.233,40	0,06	0,05
Descarga de Acogas	321,00	1.209,00	320,10	1.206,70	0,28	0,19
Succión de IGF	306,00	1.180,00	305,10	1.180,00	0,29	0,00
Descarga de la PCJ-2	16,00	1.280,00	16,00	1.247,30	0,00	2,55
Descarga de las MPCJ-3, 4 y 5	151,00	1.269,00	150,30	1.253,20	0,46	1,25
Descarga de la PCJ-6	90,00	1.300,00	89,70	1.245,90	0,33	4,16

**Tabla 4.1. Resultados del modelo hidráulico y comparación con los datos en campo del escenario 1 (continuación)**

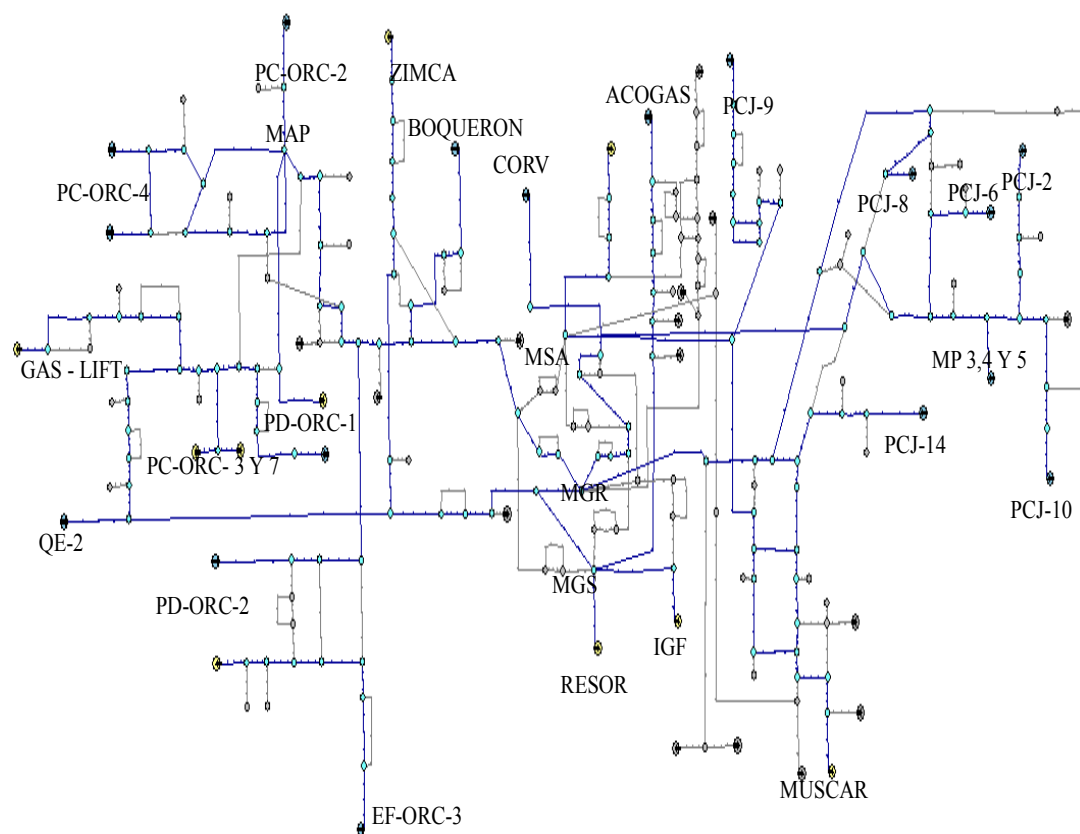
Ubicación	Datos de Campo		Resultados de Pipephase		Desviación Estándar (%)	
	Caudal (MMPCND)	Presión (psig)	Caudal (MMPCND)	Presión (psig)	Q	P
Descarga de la PCJ-8	16,00	1.300,00	15,90	1.242,50	0,62	4,42
Descarga de la PCJ-9	168,00	1.300,00	167,20	1.260,00	0,48	3,08
Descarga de la PCJ-10	27,00	1.300,00	26,90	1.247,20	0,37	4,06
Descarga de la PCJ-14	40,00	1.235,00	39,90	1.236,60	0,25	0,13
Succión de Muscar	597,40	1.220,00	593,70	1.140,00	0,62	6,56
<b>Total</b>					<b>0,17</b>	<b>2,82</b>

#### 4.1.2 Estudio del manejo de gas para su incremento hacia mercado interno

##### 4.1.2.1 Escenario 2

En el escenario 2, se usó el modelo hidráulico desarrollado, solo que en este escenario se incorporaron 83 MMPCND al sistema desde Boqueron, PC-ORC-2 y 4, manejando un total de 1.082 MMPCND en el sistema con respecto a la condición normal de operación. Se simuló esta condición de máximo incremento de las plantas compresoras 3, 4 y 7 de Orocuál y de Boqueron, con 16 fuentes y 10 sumideros. Para este escenario se disminuyó el volumen de gas enviado desde la fuente de la QE-2 de 310 a 305 MMPCND y de éste

se enviaron 124 MMPCND hacia el MGS. Este múltiple también recibe gas de Acogas y posteriormente se transfiere hacia las plantas de IGF y Resor. En la figura 4.2 se muestra el escenario 2 modelado.



**Figura 4.2. Modelo hidráulico del escenario 2 simulado.**

A través del modelo hidráulico presentado en la figura 4.2, se hicieron varias corridas, hasta obtener resultados de presiones que no sobrepasaran las presiones de parada de las plantas compresoras (*set point*) en toda la red, en la tabla 4.2 se presentan las presiones de parada de las plantas.

**Tabla 4.2. Presiones de parada de las plantas a nivel de 1.200 psig del distrito Furrial en las fuentes del modelo hidráulico.**

<b>Fuente</b>	<b>Presión (psig)</b>
QE-2	1.500
PC-ORC-2	1.350
PC-ORC-4	1.350
EF-ORC-3	1.350
CORV	1.400
Boqueron	3.100
PCJ-2	1.350
MPCJ- 3, 4 y 5	1.350
PCJ-6	1.350
PCJ-8	1.350
PCJ-9	1.350
PCJ-10	1.350
PCJ-14	1.350

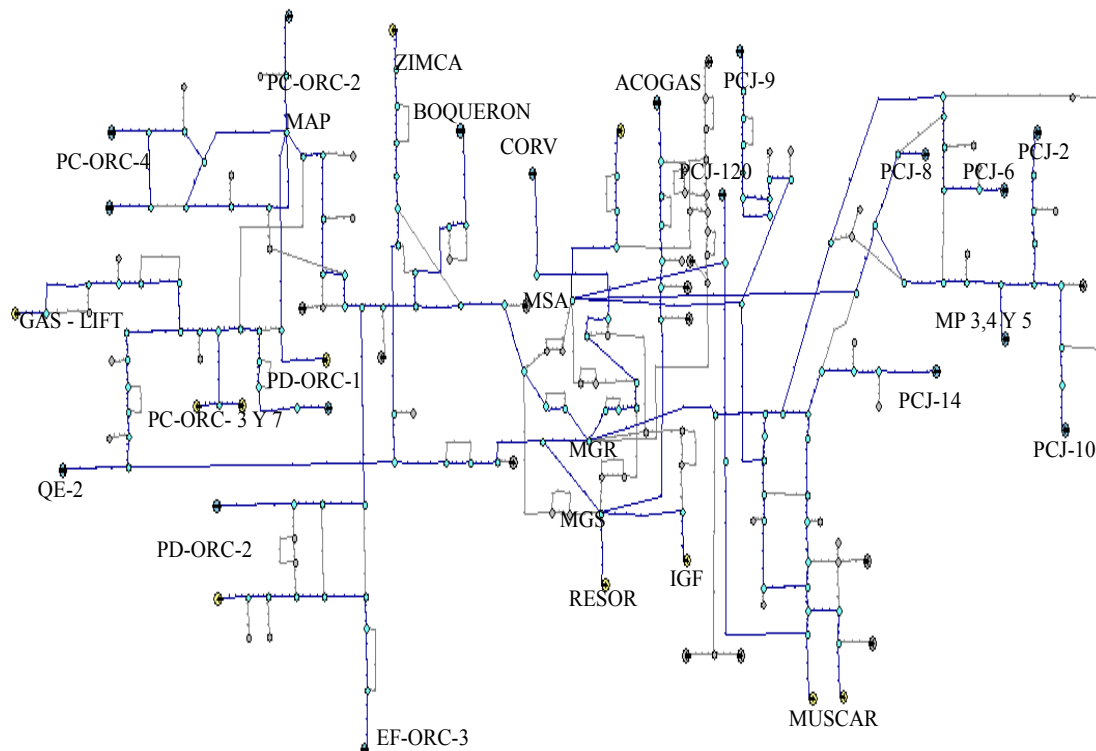
Los resultados de flujos (MMPCND) y de presiones arrojados por el simulador se presentan en la tabla 4.3. Según estos se pudo deducir que este escenario es aplicable, ya que en ninguna de las plantas se excede de la presión de parada de emergencia y todas manejan caudales de gas cercanos o iguales a sus capacidades nominales, la presión que más se acerca a la presión de parada de planta es la QE-2 con 1492 psig, pero en éste escenario no se cumple con el incremento propuesto. También hay que destacar que las presiones en el Campo Jusepín aumentaron, debido al incremento de gas en el sistema y en el Complejo Jusepín, disminuyeron, ya que QE-2 envía menos caudal de gas hacia Muscar, lo cual alivia el sistema de compresión de las plantas.

**Tabla 4.3. Presiones y flujos generados por el simulador en el escenario 2.**

Ubicación	Presión (psig)	Flujo (MMPCND)
Descarga de la PC-ORC-4	1.330,00	26,90
Descarga de la PC-ORC-2	1.306,00	92,70
Succión de la PC-ORC-3	1.299,00	39,60
Succión de la PC-ORC-7	1.298,00	39,60
Transferencia hacia Gas-Lift	1.300,00	3,50
Succión de la PD-ORC-1	1.305,00	62,10
Succión de la PD-ORC-2	1.309,00	30,90
Descarga de la PD-ORC-2	1.306,00	29,90
Descarga de la EF-ORC-3	1.311,00	30,90
Transferencia hacia la ZIMCA	370,00	6,10
Descarga de Boqueron	1.301,00	29,90
Descarga del CORV	1.308,00	88,70
Transferencia hacia Resor	1.198,00	15,00
Transferencia hacia IGF	1.171,00	428,90
Descarga de ACOGAS	1.207,00	320,00
Succión de ACOGAS	1.235,00	350,40
Descarga de la PCJ-2	1.252,00	16,00
Descarga de las MPCJ-3, 4 y 5	1.258,00	150,40
Descarga de la PCJ-6	1.253,00	89,90
Descarga de la PCJ-8	1.222,00	15,90
Descarga de la PCJ-9	1.260,00	167,20
Descarga de la PCJ-10	1.252,00	26,90
Descarga de la PCJ-14	1.222,00	39,90
Transferencia hacia Muscar	1.140,00	515,00
Descarga de la QE-2	1.492,00	304,10

### 4.1.2.2 Escenario 3

En el escenario 3, se usó el modelo hidráulico desarrollado, solo que en este escenario se incorporaron 223 MMPCND al sistema desde la QE-2, planta de Boqueron, PCJ-120, PC-ORC-2 y 4, manejando un total de 1.222 MMPCND en el sistema con respecto a la condición normal de operación. Se simuló esta condición incorporando el nuevo gasoducto Jusepín-Muscar y la PCJ-120, con 17 fuentes y 11 sumideros, en la figura 4.3 se presenta el modelo hidráulico del escenario 3.



**Figura 4.3. Modelo hidráulico del escenario 3 simulado.**

Para este escenario no se logró el incremento de los 300 MMPCND, pero se aumentó el volumen de gas enviado desde las fuentes de la QE-2 en 15 MMPCND, PC-ORC-2 en 63 MMPCND, PC-ORC-4 en 7 MMPCND, Boqueron en 18 MMPCND y 120 MMPCND a la descarga de la nueva planta compresora Jusepín 120.

Las presiones para este escenario disminuyeron considerablemente en todo el sistema con respecto al escenario 2 y 1, por la incorporación del nuevo gasoducto Jusepín-Muscar y el desvío de gas de Quiriquire hacia el múltiple de gas seco, en la tabla 4.4 se muestran los resultados de flujos (MMPCND) y presiones arrojados por Pipephase. De acuerdo a estos resultados se pudo deducir que este escenario es aplicable, ya que en ninguna de las plantas se excede de la presión de parada de emergencia y todas manejan caudales de gas cercano o igual a sus capacidades nominales, pero no se logró alcanzar el objetivo propuesto.

**Tabla 4.4. Presiones y flujos generados por el simulador en el escenario 3.**

Ubicación	Presión (psig)	Flujo (MMPCND)
Descarga de la PC-ORC-4	1.331,00	26,90
Descarga de la PC-ORC-2	1.307,00	92,70
Succión de la PC-ORC-3	1.299,00	40,10
Succión de la PC-ORC-7	1.298,00	40,10
Transferencia hacia Gas-Lift	1.300,00	3,50
Succión de la PD-ORC-1	1.307,00	38,60
Descarga de la PD-ORC-1	1.300,00	37,90

**Tabla 4.4. Presiones y flujos generados por el simulador en el escenario 3 (continuación)**

<b>Ubicación</b>	<b>Presión (psig)</b>	<b>Flujo (MMPCND)</b>
Succión de la PD-ORC-2	1.309,00	30,90
Descarga de la PD-ORC-2	1.304,00	29,90
Descarga de la EF-ORC-3	1.312,00	30,90
Transferencia hacia la ZIMCA	370,00	6,10
Descarga de Boqueron	1.293,00	29,90
Descarga del CORV	1.275,00	88,70
Transferencia hacia Resor	1.166,00	15,00
Transferencia hacia IGF	1.139,00	428,90
Descarga de ACOGAS	1.175,00	320,00
Succión de ACOGAS	1.184,00	350,00
Descarga de la PCJ-2	1.198,00	16,00
Descarga de las MPCJ-3, 4 y 5	1.204,00	150,40
Descarga de la PCJ-6	1.196,00	89,70
Descarga de la PCJ-8	1.193,00	15,90
Descarga de la PCJ-9	1.211,00	167,20
Descarga de la PCJ-10	1.198,00	26,90
Descarga de la PCJ-14	1.185,00	39,90
Descarga de la PCJ-120	1.199,00	119,40
Transferencia hacia Muscar por el gasoducto viejo	1.140,00	335,90
Transferencia hacia Muscar por el gasoducto nuevo	1.140,00	317,70
Descarga de la QE-2	1.477,00	324,10



### **4.1.3 Propuesta del escenario más favorable de envío de gas hacia mercado interno**

Una vez simulados los tres escenarios se estudiaron las presiones de descarga en todo el sistema y los caudales de gas incorporados. Resultando más favorable el escenario 3 para el incremento de gas hacia mercado interno, ya que éste incorpora el mayor caudal de gas a la red de gasoductos aportando 223 MMPCND y manejando un total de 1.222 MMPCND en todo el sistema en función del PDO. Además se logró que las presiones de descarga en las estaciones de flujo y plantas compresoras disminuyeran notablemente con respecto a los escenarios 2 y 1, lo cual garantiza la flexibilidad operacional de las plantas compresoras.

### **4.1.4 Determinación de la funcionalidad del sistema con el incremento propuesto y la capacidad de los gasoductos de transferencia**

Para verificar el comportamiento de la red de gasoductos se determinaron las caídas de presión, acumulaciones de líquidos y velocidades de la mezcla, a través del simulador Pipephase 9.1 a los tres escenarios modelados y estos resultados fueron evaluados considerando que las velocidades de la mezcla no deben exceder el 80% de la velocidad erosiva según el uso de las normas de PDVSA y API correspondientes. Se trabajó con el 80% de la velocidad erosiva calculada ( $80\% \cdot V_e$ ), ya que la norma API 14-E, hace referencia al uso de valores de C más elevados para el cálculo de la velocidad erosiva en sistemas como el estudiado, donde se controla la corrosión a través de inhibidores y el fluido ésta libre de sólidos. Se comparó

la velocidad del fluido calculada por el simulador con el 80% de la velocidad erosional, ésta última debe ser la mayor.

Otra de las consideraciones establecidas por la norma de PDVSA es que las caídas de presión no deben exceder los 2 psig/100 pie en líneas de transferencia, 1 psig/100 pie a la descarga de compresores y 0,5 psig/100 pie a la succión de compresores a los niveles de presión en estudio. La formación de líquidos en las líneas se considero significativa para valores de *Holdup* mayores o iguales a 100 ABBL.

#### **4.1.4.1 Evaluación de los parámetros hidráulicos del escenario 1**

Del escenario 1 se presentan los resultados de caídas de presión y velocidades erosivas en la tabla 4.5, los cuales indican que existen altas velocidades en el MTM, gasoducto de Orocuál llegando al MGR, gasoducto de Rusio Viejo llegando al MGR, succión y descarga de Acogas, esto es debido a las reducciones presentes en esas líneas, lo cual no garantiza la integridad del sistema en esos tramos, ya que esas altas velocidades causan la erosión de las tuberías.

Además existen caídas de presión elevadas en el gasoducto de Orocuál llegando al MGR, descarga de la PCJ-6, gasoducto de Rusio Viejo llegando al MGR, succión y descarga de Acogas, éstas son causadas normalmente por la formación de líquido en las líneas y por las altas velocidades en estos tramos.

Los valores donde las velocidades y las caídas de presión son elevadas se presentan en negritas.

**Tabla 4.5. Resultados de velocidades y caídas de presión obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 1.**

Ubicación	Nombre del Link	Velocidad de la Mezcla (pie/seg)	$\Delta P$ (psi/ft)	80% de la Velocidad Erosional (pie/seg)	$\Delta P$ (psi/100pie)
Descarga de Acogas	L106	<b>42,35</b>	-0,01	37,96	0,97
Descarga de Acogas	L9AI	<b>38,02</b>	-0,04	37,92	<b>4,00</b>
Descarga de Acogas	L9AK	<b>38,02</b>	-0,01	37,92	0,73
Descarga de Acogas	L9AL	<b>38,02</b>	-0,01	37,92	0,73
Descarga de Acogas	L9AT	<b>37,99</b>	-0,04	37,92	4,00
Descarga de la PCJ-6	L039	25,18	-0,01	34,83	<b>1,00</b>
Descarga de la PCJ-6	L210	25,18	-0,01	34,85	<b>1,00</b>
Descarga de la PCJ-6	L301	32,64	-0,03	34,85	<b>3,00</b>
Descarga de la PCJ-6 al desvío de las PCJ 6 y 8	L416	<b>55,78</b>	-0,12	34,87	<b>12,00</b>
Descarga de la PCJ-9	L401	25,98	0,04	32,39	<b>4,00</b>
Descarga de la PCJ-9	L432	26,32	0,04	32,55	<b>4,00</b>
Múltiple de transferencia a Muscar	L012	<b>45,78</b>	-0,01	36,21	1,00
Descarga de la PC-ORC-4	L952	29,72	-0,05	34,60	<b>5,00</b>
Descarga de las MP 3, 4 y 5	L411	24,79	-0,05	32,21	<b>5,00</b>
Descarga de las PC-ORC-4	L449	25,99	-0,01	34,59	0,92
Desde el MGR al MTM	L069	<b>45,78</b>	-0,01	36,31	1,00
Desde el MGR al MTM	L236	29,22	-0,02	36,21	<b>2,00</b>
Desde la trampa de recibo de QE-2	L017	25,67	0,03	37,69	<b>3,00</b>
Desde trampa de recibo del gasoducto de Orocuál	L171	46,75	-0,03	35,08	<b>3,00</b>
Desde trampa de recibo del gasoducto de Orocuál	L324	29,41	-0,04	35,08	<b>4,00</b>
Desvío de las PCJ 6 y 8 al MTM	L423	32,70	-0,03	34,88	<b>3,00</b>
Gasoducto de Rusio Viejo	L180	<b>36,19</b>	-0,07	34,15	<b>7,00</b>
Kilometro cero hacia Muscar	L095	<b>42,91</b>	-0,01	35,45	1,00

**Tabla 4.5. Resultados de velocidades y caídas de presión obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 1 (continuación)**

Ubicación	Nombre del Link	Velocidad de la Mezcla	$\Delta P$	80% de la Velocidad Erosional	$\Delta P$
		(pie/seg)	(psi/pie)	(pie/seg)	(psi/100pie)
Kilometro cero hacia Muscar	L302	<b>42,91</b>	-0,01	35,56	1,00
Kilometro cero hacia Muscar	L322	<b>65,39</b>	-0,02	35,67	<b>2,00</b>
Kilometro cero hacia Muscar	L968	<b>65,38</b>	-0,02	35,67	<b>2,00</b>
Línea de descarga de las PCJ al MTM	L024	<b>35,00</b>	-0,04	32,56	<b>4,00</b>
Línea de descarga de las PCJ al MTM	L089	<b>39,22</b>	-0,03	32,59	<b>3,00</b>
Línea de descarga de las PCJ al MTM	L406	<b>42,23</b>	-0,03	32,60	<b>3,00</b>
Múltiple de transferencia a Muscar	L335	<b>60,96</b>	-0,02	36,03	<b>2,00</b>
Múltiple de transferencia a Muscar	L351	<b>43,18</b>	-0,01	36,03	0,85
Múltiple de transferencia a Muscar	L794	<b>42,91</b>	-0,01	35,44	1,00
Succión de Acogas	L003	23,35	-0,07	32,39	<b>7,00</b>
Succión de Acogas	L225	<b>36,70</b>	-0,01	32,41	1,00
Succión de Acogas	L9D3	<b>36,70</b>	-0,01	32,41	1,00
Succión de Acogas	L9D4	<b>36,70</b>	-0,01	32,43	1,00

La formación de líquidos en el escenario 1 se presentan en la tabla 4.6 y éstas se deben a las disminuciones de presión y temperatura en el sistema, lo cual causa que el fluido descienda por debajo del punto

de rocío. En toda la red se generaron un total de 594,54 ABBL. Se presentan en negritas los valores elevados de *holdup*. En las figuras 4.4 y 4.5 se ilustran las evolventes de fase generadas por el simulador Pipephase en los tramos donde se generó elevadas formaciones de líquido.

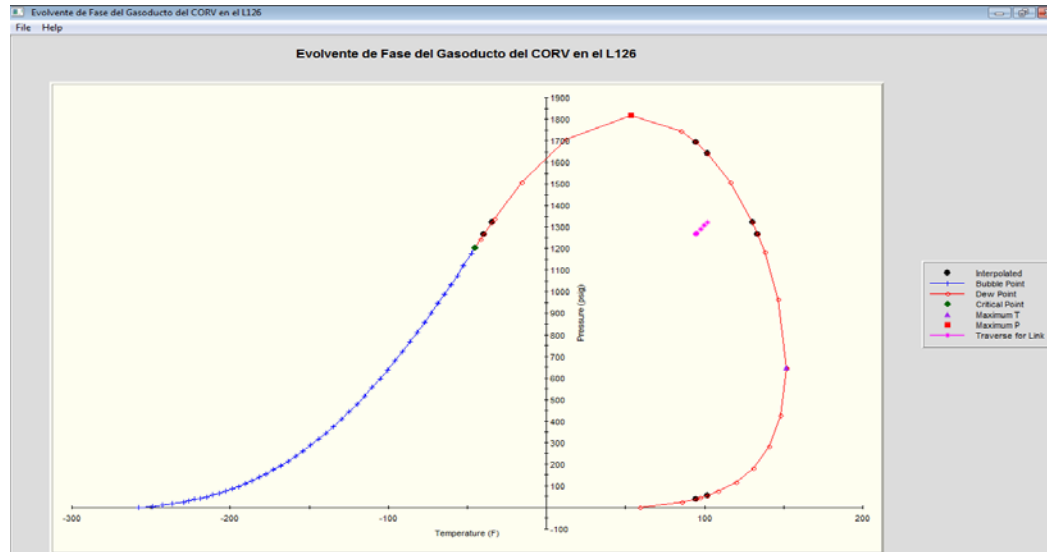
**Tabla 4.6. Resultados de formación de líquidos obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 1.**

Ubicación	Nombre del Link	HOLDUP (ABBL)
Descarga del gasoducto de Rusio Viejo	L126	<b>135,90</b>
Gasoducto de Muscar	L163	<b>282,80</b>
<b>Total</b>		<b>594,54</b>

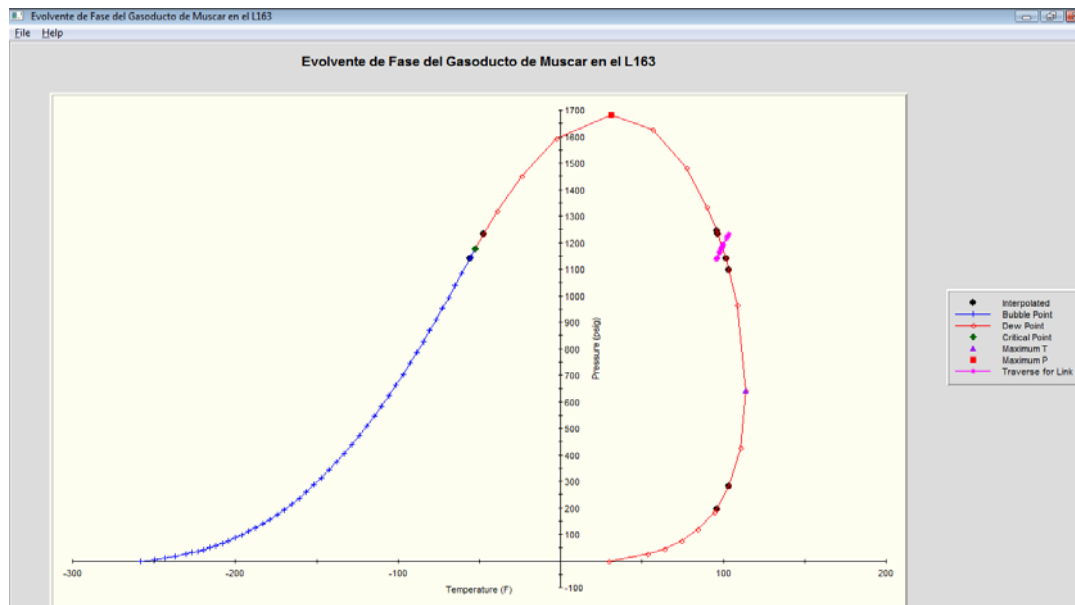
En el enlace L126 del gasoducto de Rusio Viejo del modelo hidráulico desarrollado, se genera una formación de líquido considerable debido a que las condiciones de presión y temperatura del fluido descienden por debajo del punto de rocío según la figura 4.4 estudiada.

En el enlace L163 del gasoducto de Muscar se genera mayor formación de líquido que el enlace L126 (gasoducto de Rusio Viejo), aún cuando las condiciones de presión y temperatura no descienden tanto como en el enlace L163 (gasoducto de Muscar), ésto se debe a que el GPM del gas que se transfiere hacia Muscar es mayor que el de Rusio Viejo, ya que al mezclarse varias corrientes de gas con GPM elevados teóricamente aumenta el GPM de la mezcla (en el anexo C

se muestran los GPM de las fuentes), en la figura 4.5 se presenta la envolvente de fase del enlace L163.



**Figura 4.4. Envlovente de fase del gasoducto de Rusio Viejo en el enlace L126 del escenario 1.**



**Figura 4.5. Envlovente de fase del gasoducto de Muscar en el enlace L163 del escenario 1.**

#### **4.1.4.2 Evaluación de los parámetros hidráulicos del escenario 2**

Se realizó el análisis hidráulico del escenario 2, evaluando los resultados arrojados por el simulador. Las velocidades elevadas según las normativas de diseño consultadas se presentaron en la descarga de la PC-ORC-4, Acogas, succión de Acogas, conexión desde el MGR hacia el MTM, conexión desde trampa de recibo del gasoducto de Orocuál, conexión del gasoducto Rusio Viejo-Jusepín, conexión del kilómetro cero hacia Muscar, línea de descarga de las PCJ y en el múltiple de transferencia a Muscar. En la tabla 4.7 se presentan los valores de velocidades elevados en negritas. En este escenario se mantienen las altas velocidades en los tramos estudiados en el escenario 1, a excepción de las velocidades presentadas en los enlaces de descarga de la PC-ORC-4 al aumentar su caudal de compresión de 20 a 27 MMPCND.

Las altas caídas de presión se generaron a la descarga de la PC-ORC-4, descarga de Acogas, succión de Acogas, succión de la PC-ORC-7, conexión desde el MGR hacia el MTM, conexión desde trampa de recibo del gasoducto de Orocuál, conexión del gasoducto Rusio Viejo-Jusepín, conexión proveniente de la trampa de recibo de QE-2, conexión del kilómetro cero hacia Muscar, línea de descarga de las PCJ, descarga de la PCJ-6, descarga de la PCJ-9 y en el múltiple de transferencia a Muscar, estas son ocasionadas por las altas velocidades presentadas en las líneas y las formaciones de líquido, en la tabla 4.7 se muestran los valores que sobrepasan las normas en negritas.

**Tabla 4.7. Resultados de velocidades y caídas de presión obtenidas en la red de gasoductos del distrito Furrrial del escenario 2.**

Ubicación	Nombre del Link	Velocidad de la Mezcla	$\Delta P$	80% de la Velocidad Erosional	$\Delta P$
		(pie/seg)	(psi/pie)	(pie/seg)	(psi/pie)
Succión de Acogas	L003	23,68	-0,05	32,79	<b>5,00</b>
Descarga de Acogas	L9AI	<b>38,00</b>	0,02	37,92	<b>2,00</b>
Descarga de Acogas	L9AK	<b>38,00</b>	-0,01	37,92	0,73
Descarga de Acogas	L9AL	<b>38,00</b>	-0,01	37,92	0,73
Descarga de Acogas	L9AT	37,97	-0,04	37,91	<b>4,00</b>
Descarga de la PCJ-6	L039	24,92	-0,01	34,65	<b>1,00</b>
Descarga de la PCJ-6	L210	24,92	-0,01	34,65	<b>1,00</b>
Descarga de la PCJ-6	L299	24,94	0,03	33,80	<b>3,00</b>
Descarga de la PCJ-9	L401	25,98	0,04	32,39	<b>4,00</b>
Descarga de la PCJ-9	L432	26,33	0,04	32,55	<b>4,00</b>
Descarga de la PC-ORC-4	L176	25,01	-0,07	34,43	<b>7,00</b>
Descarga de la PC-ORC-4	L449	<b>39,70</b>	-0,09	34,43	<b>9,00</b>
Descarga de la PC-ORC-4	L952	<b>39,78</b>	-0,11	34,44	<b>11,00</b>
Descarga de las MP 3, 4 y 5	L411	24,69	-0,04	32,17	<b>4,00</b>
Desde el MGR hacia el MTM	L069	<b>37,43</b>	-0,01	36,03	1,00
Desde el MGR hacia el MTM	L236	23,90	-0,03	35,96	<b>3,00</b>
Desde la trampa de recibo de QE-2	L017	30,55	-0,04	38,01	<b>4,00</b>
Desde trampa de recibo del gasoducto de Orocuál	L111	30,53	-0,02	35,32	<b>2,00</b>
Desde trampa de recibo del gasoducto de Orocuál	L171	<b>48,50</b>	-0,06	34,76	<b>6,00</b>



**Tabla 4.7. Resultados de velocidades y caídas de presión obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 2 (continuación)**

Ubicación	Nombre del Link	Velocidad de la Mezcla (pie/seg)	$\Delta P$ (psi/pie)	80% de la Velocidad Erosional (pie/seg)	$\Delta P$ (psi/pie)
Desde trampa de recibo del gasoducto de Orocuál	L324	30,51	-0,06	34,75	<b>6,00</b>
Gasoducto Rusio Viejo-Jusepín	L180	<b>36,68</b>	-0,07	34,37	<b>7,00</b>
Gasoducto Rusio Viejo-Jusepín	L323	23,10	0,03	35,12	<b>3,00</b>
Kilometro cero hacia Muscar	L322	<b>55,97</b>	-0,03	34,99	<b>3,00</b>
Kilometro cero hacia Muscar	L968	55,96	-0,03	34,99	<b>3,00</b>
Línea de descarga de las PCJ	L024	47,82	-0,04	33,05	<b>4,00</b>
Línea de descarga de las PCJ	L089	53,62	-0,05	33,09	<b>5,00</b>
Línea de descarga de las PCJ	L406	53,62	-0,05	33,11	<b>5,00</b>
Múltiple de transferencia a Muscar	L112	<b>37,44</b>	-0,01	35,96	1,00
Múltiple de transferencia a Muscar	L335	<b>45,66</b>	-0,02	35,81	<b>2,00</b>
Succión de Acogas	L225	<b>37,22</b>	-0,02	32,80	<b>2,00</b>
Succión de Acogas	L9D3	<b>37,22</b>	-0,02	32,80	<b>2,00</b>
Succión de Acogas	L9D4	<b>37,22</b>	-0,05	32,81	<b>5,00</b>
Succión de la PC-ORC-7	L832	27,36	0,02	36,71	<b>2,00</b>

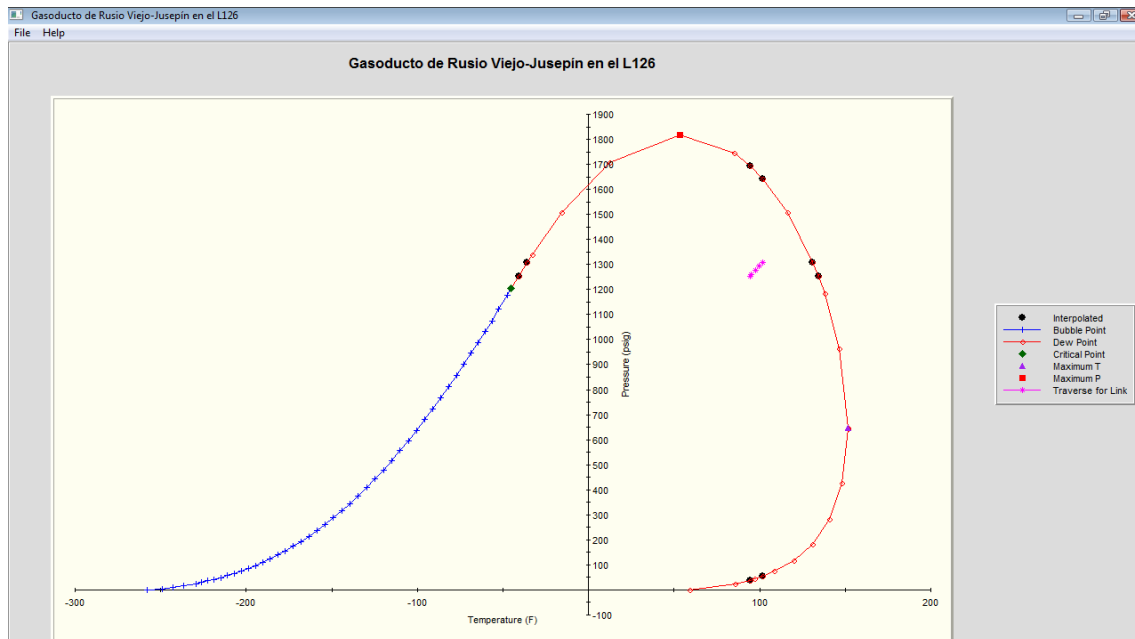
Se llevó a cabo el estudio de formación de líquido en este escenario, observando que esta aumentó en el sistema desde 594,54 a 1.600,67 ABBL con respecto al escenario 1. Este aumento de formación de líquido en el sistema se generó por el aumento de gas en

el Campo Orocuál y mayormente por la disminución de gas en el gasoducto de Jusepín- Muscar, ya que anteriormente manejaba 593,4 MMPCND y ahora maneja 515 MMPCND. En la tabla 4.8 se muestran en negritas los valores de formación de líquido elevados (*Holdup*)

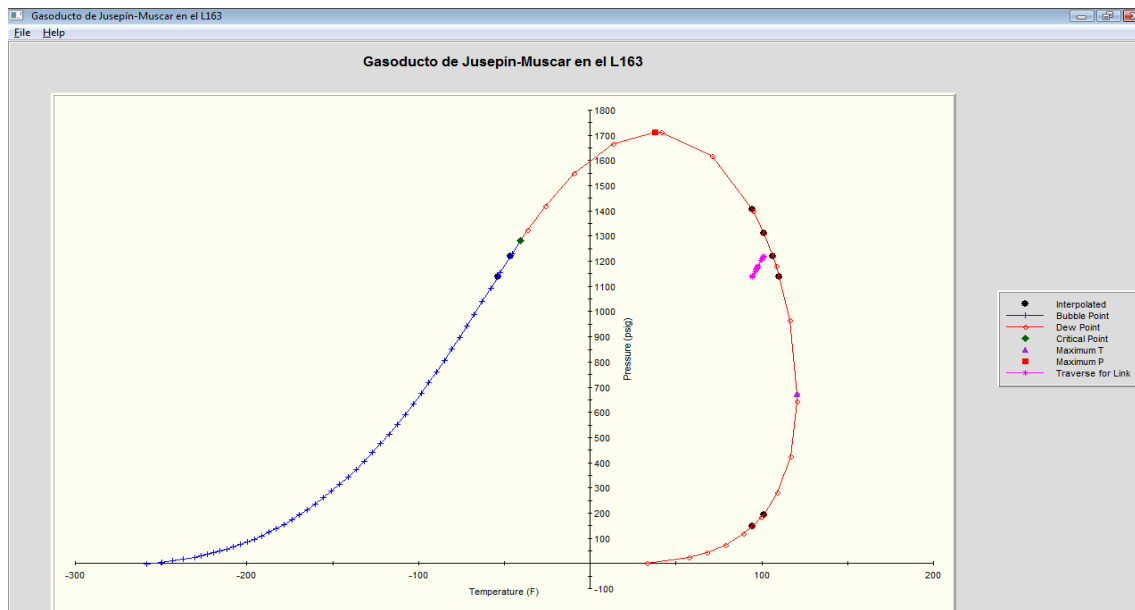
Las formaciones de líquido elevadas se generaron en los enlaces L126 (gasoducto de Jusepín-Rusio Viejo), L163 (gasoducto Jusepín-Muscar) y en el L009 (gasoducto Orocuál-Jusepín) de la red, estas fueron causadas por las disminuciones de presión y temperatura de los flujos por debajo del punto de rocío en las figuras 4.6, 4.7 y 4.8 se presenta el comportamiento del fluido.

**Tabla 4.8. Resultados de formación de líquidos obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 2.**

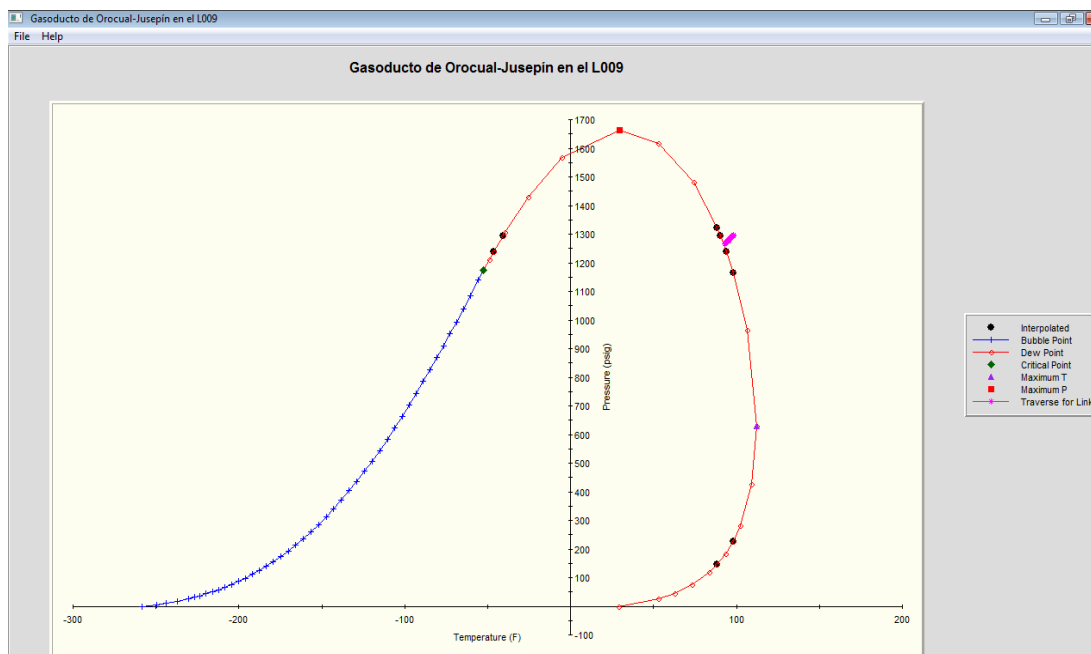
<b>Ubicación</b>	<b>Nombre del Link</b>	<b>HOLDUP (ABBL)</b>
Descarga del gasoducto de Rusio Viejo- Jusepín	L126	<b>136,10</b>
Gasoducto Jusepín-Muscar	L163	<b>1.106,30</b>
Gasoducto Orocuál-Jusepín	L009	<b>154,90</b>
<b>Total</b>		<b>1.600,67</b>



**Figura 4.6. Envoltente de fase del gasoducto de Rusio Viejo en el enlace L126 del escenario 2.**



**Figura 4.7. Envoltente de fase del gasoducto de Muscar en el enlace L163 del escenario 2.**



**Figura 4.8. Envoltura de fase del gasoducto de Orocuál en el enlace L009 del escenario 2.**

#### 4.1.4.3 Evaluación de los parámetros hidráulicos del escenario 3

Se analizaron los resultados generados por el simulador en este escenario. Las velocidades elevadas según las normativas de diseño se presentaron en la descarga de la PC-ORC-4, descarga de Acogas, succión de Acogas, conexión desde el MGR hacia el MTM, conexión desde la trampa de recibo del gasoducto de Orocuál, conexión del gasoducto Rusio Viejo-Jusepín, conexión del kilómetro cero hacia Muscar, línea de descarga de las PCJ y en el desvío de las PCJ-6 y 8. Las altas velocidades se muestran en negrita en la tabla 4.9. En este escenario se mantienen las altas velocidades en los tramos estudiados en el escenario 1 y 2, a excepción de las velocidades presentadas en los enlaces de la descarga de la PC-ORC-4 al aumentar su caudal de compresión de 20 a 27 MMPCND y el múltiple de transferencia hacia

Muscar deja de presentar restricciones en términos de velocidades y de presiones según las normativas de diseño, ya que maneja menor volumetría de gas.

Las altas caídas de presión se generaron a la descarga de la PC-ORC-4, descarga de Acogas, succión de Acogas, succión de la PC-ORC-7, conexión desde el MGR hacia el MTM, conexión desde la trampa de recibo del gasoducto de Oroqual, conexión del gasoducto de Rusio Viejo-Jusepín, conexión proveniente de la trampa de recibo de QE-2, conexión del kilometro cero hacia Muscar, línea de descarga de las PCJ, descarga de la PCJ-6, conexión del desvío de las PCJ-6 y 8, descarga de la PCJ-9, conexión del múltiple de transferencia a Muscar y en la descarga de las MPCJ-3, 4 y 5, estas son ocasionadas por las altas velocidades presentadas en las líneas y el incremento de la formación de líquido en la red, en la tabla 4.9 se muestran los valores de caídas de presiones que sobrepasan las normas consultadas en negritas.

**Tabla 4.9. Resultados de velocidades y caídas de presión obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 3.**

Ubicación	Nombre del Link	Velocidad de la Mezcla (pie/seg)	$\Delta P$ (psi/pie)	80% de la Velocidad Erosional (pie/seg)	$\Delta P$ (psi/pie)
Descarga de la PC-ORC-4	L176	24,98	-0,07	34,40	<b>7,00</b>
Descarga de la PC-ORC-4	L449	<b>39,65</b>	-0,09	34,40	<b>9,00</b>
Descarga de la PC-ORC-4	L952	<b>39,72</b>	-0,13	34,41	<b>13,00</b>

**Tabla 4.9. Resultados de velocidades y caídas de presión obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 3 (continuación)**

<b>Ubicación</b>	<b>Nombre del Link</b>	<b>Velocidad de la Mezcla</b>	<b><math>\Delta P</math></b>	<b>80% de la Velocidad Erosional</b>	<b><math>\Delta P</math></b>
		<b>(pie/seg)</b>	<b>(psi/pie)</b>	<b>(pie/seg)</b>	<b>(psi/pie)</b>
Desde el MGR al MTM	L069	<b>40,73</b>	-0,02	36,63	<b>2,00</b>
Desde el MGR al MTM	L236	26,00	-0,03	36,53	<b>3,00</b>
Descarga de Acogas	L9AI	<b>39,14</b>	0,02	38,49	2,00
Descarga de Acogas	L9AK	<b>39,15</b>	-0,01	38,49	0,75
Descarga de Acogas	L9AL	<b>39,15</b>	-0,01	38,49	0,75
Descarga de Acogas	L9AT	<b>39,11</b>	-0,04	38,47	<b>4,00</b>
Descarga de la PCJ-6	L039	26,19	-0,01	35,56	<b>1,00</b>
Descarga de la PCJ-6	L210	26,19	-0,01	35,53	<b>1,00</b>
Descarga de la PCJ-6	L301	<b>41,60</b>	-0,05	35,55	<b>5,00</b>
Descarga de la PCJ-6	L416	<b>71,26</b>	-0,19	35,59	<b>19,00</b>
Descarga de la PCJ-9	L401	27,93	-0,09	33,33	<b>9,00</b>
Descarga de la PCJ-9	L432	28,33	-0,09	33,51	<b>9,00</b>
Descarga de la PCJ-9	L577	28,33	-0,01	33,65	<b>1,00</b>
Descarga de la PCJ-9	L587	28,33	-0,01	33,65	<b>1,00</b>
Descarga de la PCJ-9	L679	28,33	-0,01	33,65	<b>1,00</b>
Descarga de las MP 3, 4 y 5	L411	26,03	-0,05	33,00	<b>5,00</b>
Desde trampa de recibo de QE-2	L017	31,02	-0,03	38,63	<b>3,00</b>
Desde trampa de recibo del gasoducto de Orocal	L111	<b>38,14</b>	-0,03	35,97	<b>3,00</b>
Desde trampa de recibo del gasoducto de Orocal	L171	<b>60,61</b>	-0,09	35,53	<b>9,00</b>
Desde trampa de recibo del gasoducto de Orocal	L324	<b>38,10</b>	-0,06	35,51	<b>6,00</b>
Desvío de las PCJ 6 y 8 al MTM	L175	26,35	0,02	35,92	<b>2,00</b>
Desvío de las PCJ 6 y 8 al MTM	L423	<b>41,79</b>	-0,05	35,61	<b>5,00</b>

**Tabla 4.9. Resultados de velocidades y caídas de presión obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 3 (continuación)**

Ubicación	Nombre del Link	Velocidad de la Mezcla	$\Delta P$	80% de la Velocidad Erosional	$\Delta P$
		(pie/seg)	(psi/pie)	(pie/seg)	(psi/pie)
Desvío de las PCJ 6 y 8 al MTM	L554	26,35	-0,05	35,64	<b>5,00</b>
Gasoducto Rusio Viejo-Jusepín	L180	<b>37,92</b>	-0,03	34,96	<b>3,00</b>
Gasoducto Rusio Viejo-Jusepín	L323	23,88	0,03	35,69	<b>3,00</b>
Kilometro cero hacia Muscar	L322	<b>37,54</b>	-0,01	35,99	1,00
Kilometro cero hacia Muscar	L968	<b>65,28</b>	-0,04	36,00	<b>4,00</b>
Línea de descarga de las PCJ	L024	<b>33,63</b>	-0,03	33,16	<b>3,00</b>
Línea de descarga de las PCJ	L089	<b>37,68</b>	-0,01	33,19	1,00
Línea de descarga de las PCJ	L406	<b>40,83</b>	-0,03	33,21	<b>3,00</b>
Succión de Acogas	L003	24,68	-0,08	33,25	<b>8,00</b>
Succión de Acogas	L225	<b>38,79</b>	-0,01	33,27	1,00
Succión de Acogas	L9D3	<b>38,79</b>	-0,01	33,28	1,00
Succión de Acogas	L9D4	<b>38,79</b>	-0,07	33,28	<b>7,00</b>
Succión de la PC-ORC-7	L832	28,30	-0,04	37,35	<b>4,00</b>

De la tabla 4.10 se observó que la formación de líquidos en el sistema aumentó desde 594,54 a 3.127,99 ABL con respecto al escenario 1, y de 1.600,67 a 3.127,67 ABL con respecto al escenario 2. Este aumento de formación de líquidos en el sistema se generó por

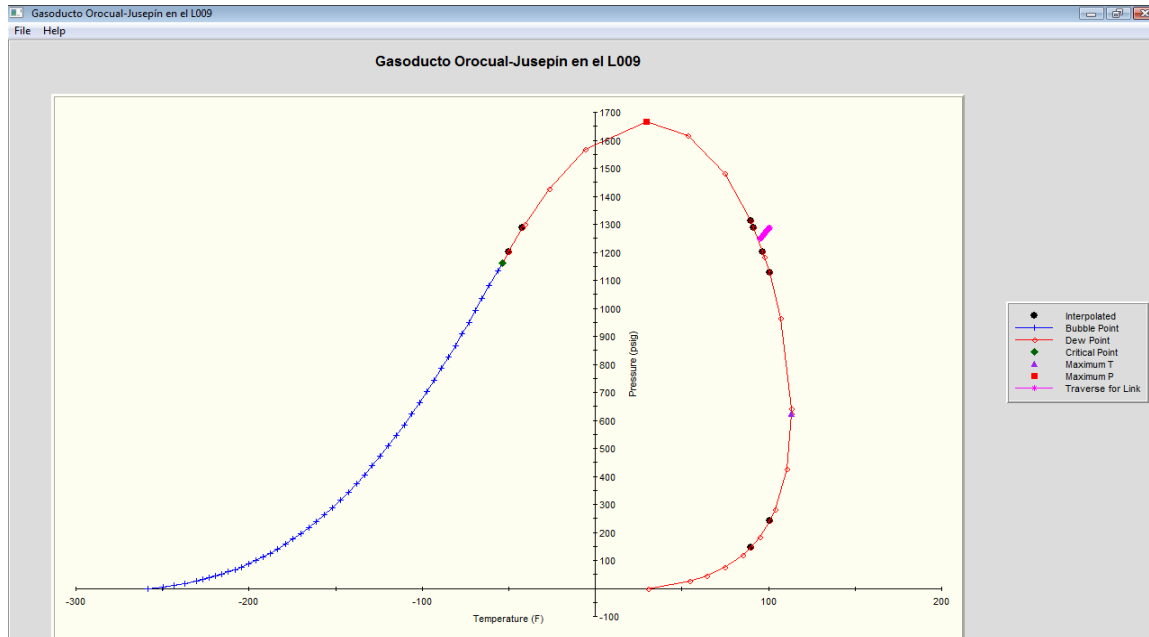
el aumento de gas en el Campo Orocual, Complejo Jusepín y mayormente por la disminución de gas en los gasoducto de Jusepín-Muscar, ya que se está manejando menos de 350 MMPCND por gasoductos de 26 pulgadas de diámetro nominal, lo que ocasiona la expansión del gas generando formación de líquido considerables.

La formación de líquido elevadas se generaron en los enlaces L163 (gasoducto Jusepín-Muscar), L126 (gasoducto de Jusepín-Rusio Viejo), L022 (gasoducto nuevo de Jusepín-Muscar) y en el L009 (gasoducto Orocual-Jusepín) de la red, estas fueron causadas por las disminuciones de presión y temperatura de los flujos por debajo del punto de rocío tal como se ilustra en las figuras 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12.

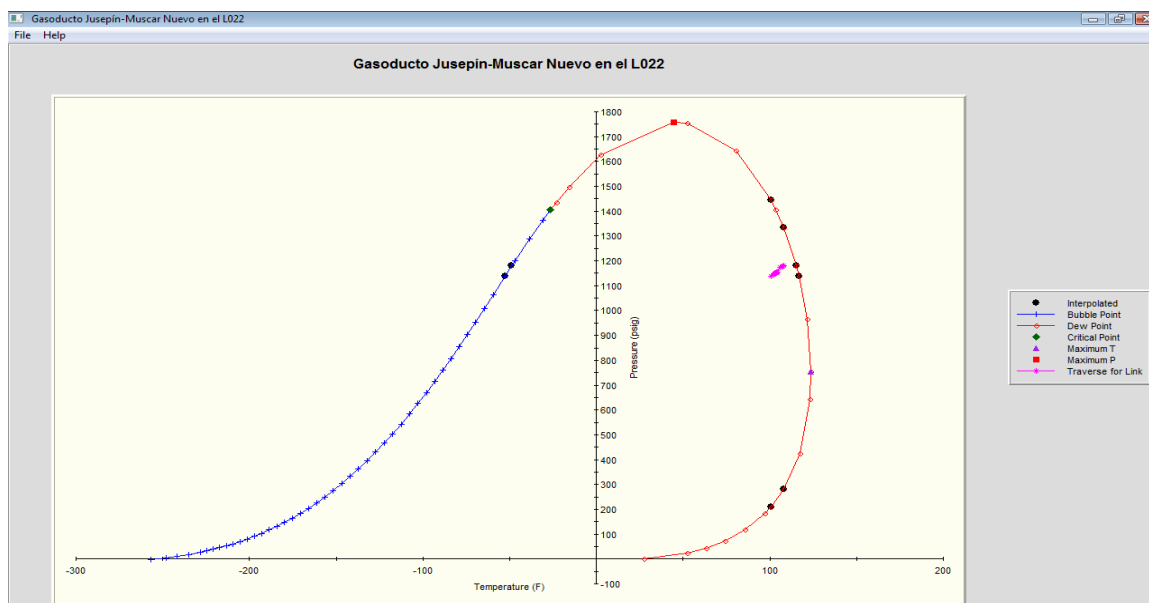
**Tabla 4.10. Resultados de formación de líquidos obtenidos en la red de gasoductos del distrito Furrial del escenario 3.**

Ubicación	Nombre del Link	HOLDUP
		(ABBL)
Gasoducto Jusepín-Muscar	L163	<b>925,70</b>
Gasoducto Jusepín-Muscar nuevo	L022	<b>1.643,00</b>
Gasoducto Orocual-Jusepín	L009	<b>150,60</b>
Gasoducto Rusio Viejo-Jusepín	L126	<b>136,20</b>
<b>Total</b>		<b>3.127,99</b>

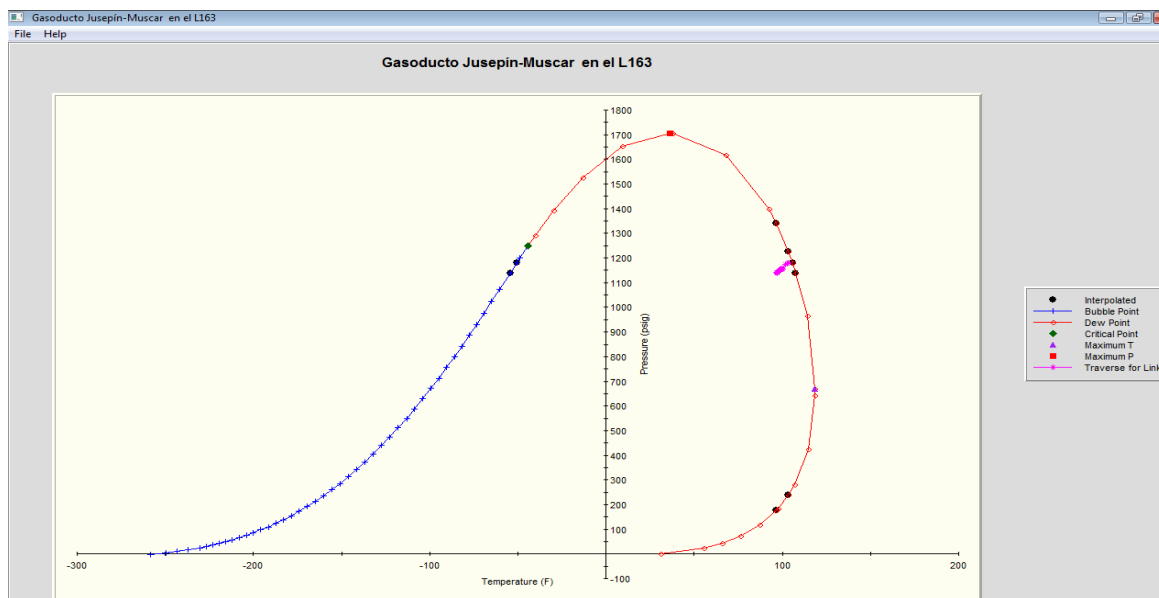




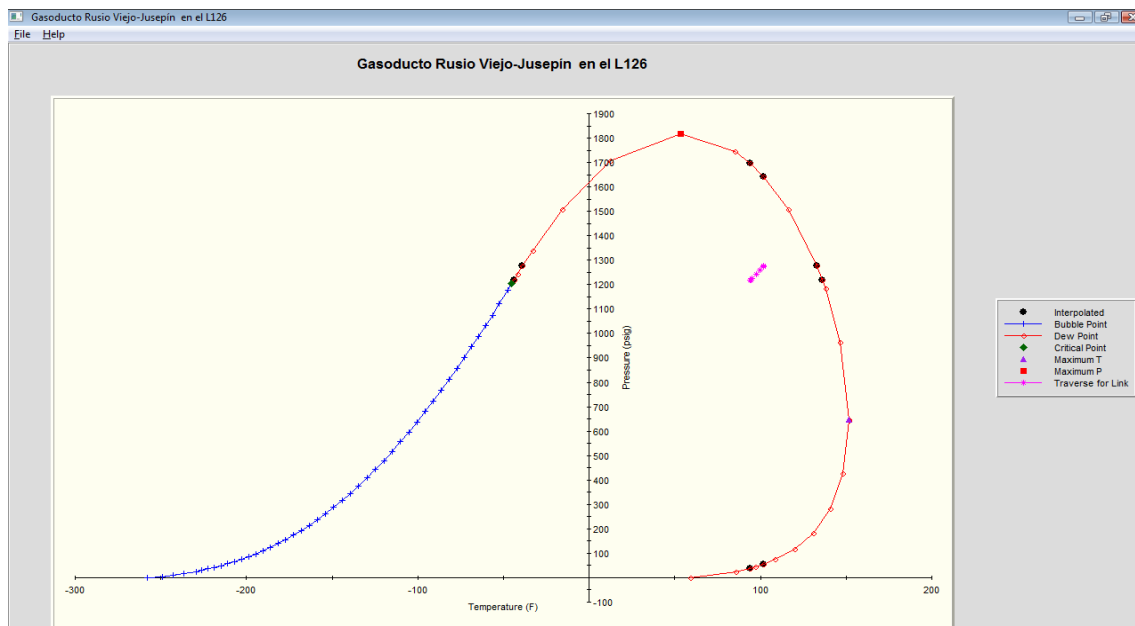
**Figura 4.9. Envoltura de fase del gasoducto de Orocuál en el enlace L009 del escenario 3.**



**Figura 4.10. Envoltura de fase del gasoducto nuevo de Muscar en el enlace L022 del escenario 3.**



**Figura 4.11. Envoltente de fase del gasoducto de Muscar en el enlace L163 del escenario 3.**



**Figura 4.12. Envoltente de fase del gasoducto de Rusio Viejo en el enlace L126 del escenario 3.**

#### **4.1.4.5 Evaluación de las capacidades de los gasoductos de transferencia**

Se llevó a cabo la determinación de las capacidades de los gasoductos de transferencia de la red de distribución a nivel de 1.200 psig del distrito Furrial, para conocer sus restricciones en función al caudal máximo que pueden manejar. Según los resultados obtenidos y presentados en la tabla 4.11, los gasoductos no exceden su caudal máximo de gas en ninguno de los tres escenarios estudiados, a excepción del gasoducto de Quiriquire el cual tiene una capacidad de 318 MMPCND y en el escenario 3 maneja 325 MMPCND, sin presentar restricciones hidráulicas. Esto se debe a que en el escenario 3 el gasoducto de Quiriquire se despresuriza enviando gas hacia el Campo Orocuál, MGS, tramo conectado a la Zimca y el remanente producido se envía a Muscar, además el gasoducto nuevo de Jusepín-Muscar también disminuye las presiones de las plantas compresoras en el Complejo Jusepín, por lo cual el gas transferido de la QE-2 hacia Muscar fluye con mayor facilidad.

Las capacidades de estos gasoductos se calcularon en función de presiones de descarga (presiones de entrada) cercanas las máximas presiones que pueden manejar las plantas compresoras y de las presiones de los sumideros (presiones de salida) próximas a las mínimas que pueden manejarse para mantener la continuidad operacional en la red de gasoductos estudiada.

Se evaluaron las velocidades y las caídas de presión de los gasoductos de transferencia, ninguno de estos sobrepasan el 80% de las velocidades erosivas según las premisas consideradas para el

estudio y solo se presentan altas caídas de presiones en los enlaces L009 (gasoductos de Orocuál-Jusepín) y en el L126 (gasoducto de Rusio Viejo (CORV)-Jusepín), debido a las formaciones de líquidos presentadas. En el caso del gasoducto de Muscar no se presentan altas caídas de presiones, ya que no se genera una formación de líquido considerable en toda su trayectoria, en comparación con los escenarios estudiados anteriormente.

El gasoducto de Jusepín-Resor, presenta una alta caída de presión en el enlace L519, aunque no existen formaciones de líquidos en su trayectoria, esto puede deberse a que se asumió el perfil para este gasoducto por la falta de información, lo cual genera desviaciones en los resultados con respecto a las bases teóricas.

En estos gasoductos se puede incrementar el caudal de manejo de gas, sólo si las plantas aumentan el diferencial de presión a la entrada y la salida, sin alcanzar el 80% de las velocidades erosivas.

**Tabla 4.11. Capacidades de los gasoductos de transferencia del Distrito Furrrial a nivel de 1200 psig.**

<b>Gasoducto</b>	<b>Diámetro Nominal (D<sub>N</sub>) (pulg)</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Presión de entrada (P<sub>e</sub>) (PSIG)</b>	<b>Presión de salida (Psi) (PSIG)</b>	<b>Velocidad de la mezcla (ft / seg)</b>	<b>Caída de presión (ΔP) (PSIG / 100 ft)</b>	<b>Holdup (ABBL)</b>	<b>80% * Ve (ft / seg)</b>	<b>Caudal (Q) (MMPCND)</b>
QE-2/Jus	20 Sch 60	48,56	1.495,00	1.193,00	23,39	1,00 (L9CT )	0,00 (L015)	38,16	318,00
ORC/Jus	16 Sch 60	24,10	1345,00	1.193,50	16,41	3,00 (L009)	423,20 (L009)	34,23	158,00
CORV / Jus	12 Sch 80	6,65	1395,00	1.194,30	29,12	6,00 (L126)	123,90 (L126)	33,60	172,00
MGS/ IGF	24 Sch 120	3,48	1213,70	1.180,00	26,61	1,00 (L533)	0,00 (L533)	37,89	455,00
Jus/Mus	26 (Di 25)	15,63	1.246,40	1.140,00	28,24	0,23 (L163)	0,00 (L163)	38,06	703,00
Boque/Jus	14" Sch 60	14,00	1.741,10	1.300,00	28,39	1,00 (L133)	14,00 (L136)	32,61	230,00
Tos/Zim	14" Sch 60	20,00	450,00	250,00	26,02	0,19 (L036)	9,90 (L036)	69,90	8,00
Jus/Resor	6" Sch 120	0,60	1.209,00	1.200,00	11,97	2,00 (L519)	0,00 (L519)	37,84	15,00

## 4.2 Conclusiones

1.- Los resultados de la simulación realizada en condición normal de operación, presentan una desviación menor a un 10% con respecto a los valores observados en campo en la mayor parte del sistema, lo cual garantiza la confiabilidad del modelo hidráulico desarrollado.

2.- No se logró el incremento de los 300 MMPCND en la red de gasoductos.

3.- Las presiones y las caídas de presión se incrementan al introducir mayor volumen de gas al sistema.

4.- Las presiones del sistema bajaron al incorporar el nuevo gasoducto Jusepín/Muscar en el escenario 3 simulado.

5.- Aplicando el escenario 3 se puede lograr el mayor incremento (223 MMPCND) en el sistema.

6.- La red supera el 80% de la velocidad erosional en condiciones actuales y futuras en la descarga de la PCJ-6, conexión desde el Gasoducto de Orocuál al MGR, MTM, succión y descarga de Acogas, y en la descarga de la PC-ORC-4 manejando 27 MMPCND, lo cual no garantiza la integridad del sistema.

7.- En condiciones futuras de operación se genera mayor formación de líquido en el sistema.

8.- Los gasoductos manejan un caudal menor a las capacidades calculadas.

9.- Se puede aumentar el caudal de gas en los gasoductos aumentando las presiones de descarga de las plantas sin sobrepasar el 80% de las velocidades erosivas.

### **4.3 Recomendaciones**

1.- Realizar un estudio en estado transitorio de manera de determinar la continuidad con la que deben hacerse mantenimiento en las líneas que generaron una gran acumulación de líquidos.

2.- Evaluar el diámetro para la procura del nuevo gasoducto Jusepín-Muscar a incorporar en el sistema.

3.- Estudiar y aumentar el diámetro de las tuberías en los puntos críticos, donde las velocidades del gas superan el 80% de la velocidad de erosión.

4.- Realizar simulaciones a través del modelo hidráulico desarrollado para optimizar la distribución de gas en el sistema.

5.- Calibrar en forma periódica los manómetros y termómetros ubicados a la entrada y descarga de las estaciones y plantas compresoras asociadas a la red de gasoducto, a fin de mejorar los registros que se suministran en estos puntos de medición.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Gavidia O., “Análisis de la estación de flujo Orocuál 2 (EF-ORC-2) como múltiple de recolección y evaluación hidráulica de la red de recolección de superficie en el Campo Orocuál”, trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Químico, Universidad Metropolitana, Caracas. (2000).

2. Naranjo K., “Evaluación de las alternativas de manejo del gas proveniente del campo Tacata, ubicado en el distrito norte-PDVSA, Maturín estado Monagas”, trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Mecánico, Universidad Experimental Politécnica Antonio José de Sucre, Puerto Ordaz. (2004).

3. Núñez E., “Evaluación hidráulica de los gasoductos de recolección, transferencia y transmisión del Distrito Social Norte de PDVSA, Estado Monagas, en función del plan de negocios 2006-2012”, trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Químico, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz. (2007).

4. Cabrera J., “Evaluación del sistema de recolección de producción para nivel de presión 250 psig, propuesto por el Proyecto Gas Anaco (PGA), para el Centro Operativo Zapato Mata R.”, trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Químico, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz. (2009).

5. PDVSA. “Petróleos de Venezuela”. Disponible en: <http://pdvsa.com.ve>. (2009).

6. Perry, Green y Maloney, Robert H., Don W. y James O. Manual del Ingeniero Químico. España. Editorial McGraw-Hill. Volumen I, séptima edición. (2001).
7. Martinez M. Ingeniería de gas, principios y aplicaciones. Venezuela. Editorial OPIC-CIPO. Volumen I. (1993).
8. Manual de Ingeniería de Diseño de PDVSA n° LTP 1.5, “Calculo Hidráulico de Tuberías”, Volumen 13-III, Petróleos de Venezuela (1.994).
9. Bird, Stewart y Lightfoot, R. Byron, Warren E. y Edwin N. *Fenómenos de transporte*. México. Ediciones REPLASA s.a. (1987).
10. Manual de Ingeniería de Diseño de PDVSA n° 90616.1.024, “Dimensionamiento de Tuberías de Proceso”, Volumen 13-III, Petróleos de Venezuela (1983).
11. Brill. J y Beggs, H. “Two phase Flow in Pipes”. Tulsa. <http://speonline.spe.org/cgi-bin/elibrar>. (1995).
12. Salazar, P. *Curso de Pipephase*. [Programa de Computación]. Barcelona: Personal de Educación de Venezuela. (2008).
13. Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. API (American

Petroleum Institute) 14E (RP 14E). Fifth Edition. Washington (1991).

## METADATOS

### METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

<b>TÍTULO</b>	<b>Evaluación hidráulica de la red de gasoductos del distrito Furrial de PDVSA para el incremento de gas hacia mercado interno</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

#### AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
<b>Álvarez R., Armando J.</b>	<b>CVLAC: 18.211.451 E MAIL: alvarez_armando@hotmail.com</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>

#### PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Pipephase

---

Simulación

---

Velocidad erosional

---

Caída de presión

---

Barriles actuales

---

Velocidad de la mezcla

---



---



---



---

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	
	Ingeniería Química

**RESUMEN (ABSTRACT):**

Actualmente, PDVSA maneja alrededor de 999 MMPCND en la red de gasoductos del distrito Furrial. Se requiere evaluar el incremento de 300 MMPCND al sistema y conocer la capacidad de los gasoductos de transferencia. La incorporación del nuevo volumen de gas se hará a través de la Estación de Flujo Quiriquire 2 (QE-2), Planta Compresora Orocuál 2 (PC-ORC-2), Planta Compresora Orocuál 4 (PC-ORC-4), Boquerón y la nueva Planta Compresora Jusepín 120 (PCJ-120). Para ello la empresa cuenta con una red de gasoductos interconectados y distribuidos en Maturín Estado Monagas a nivel de 1.200 psig que le permite enviar gas desde una estación de flujo a una planta compresora, desde una planta compresora a las plantas de procesamiento e inyección y de una planta compresora a otra. Por tal motivo se evaluó el comportamiento hidráulico de la red bajo condiciones normales y futuras de operación, a fin de determinar la mejor alternativa de manejo de gas que permita distribuir eficientemente el nuevo volumen aportado, que garantice el envío e incremento de gas hacia mercado interno. Los resultados demuestran que se puede incorporar un máximo de 223 MMPCND a la red, además existen considerables restricciones que impiden el óptimo funcionamiento del sistema.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y  
ASCENSO:**

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
<b>Cova B., Alexis J.</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS x</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>11.905.328</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>alexiscovab@gmail.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Figueroa P., Ernesto E.</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU x</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>12.795.920</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>Figueroaeu2007@hotmail.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Arias C., Ronald D.</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU x</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>13.498.859</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>ronaldariasc@gmail.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Raven C., Hernán R.</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU x</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>4.136.007</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>hraven@yahoo.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2010</b>	<b>07</b>	<b>20</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y  
ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación hidráulica de la red de Gasoductos.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** Departamento de Planta de Gas y Agua de PDVSA. Área-Jusepín, estado Mongas (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** once (11) semanas (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Químico

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Ingeniería Química

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y  
ASCENSO:**

**DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado

---

“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Concejo de Núcleo respectivo, el cual lo participara al concejo Universitario”

---



---



---



---



---

**Armando J. Álvarez R.  
AUTOR**

**Alexis J. Cova B.  
TUTOR**

**Ronald D. Arias C.  
JURADO**

**Hernán R. Raven C.  
JURADO**

**Yraima Salas  
POR LA SUBCOMISION DE TESIS**