

Universidad de Oriente
Núcleo de Anzoátegui
Coordinación de Estudios de Postgrado
Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas
Programa de Especialización en Ingeniería de Gas



Diseño de una infraestructura para la red de gasoductos de Punta de Mata, que garantice óptima presión de succión a la Planta de Inyección PIGAP II, Distrito Norte, PDVSA, Edo. Monagas.

Realizado por:
Rosmar del Valle Suárez Hernández

Trabajo Especial de Grado presentado como requisito parcial para optar al
Título de: Especialista en Ingeniería de Gas

Barcelona, Octubre de 2009

Universidad de Oriente
Núcleo de Anzoátegui
Coordinación de Estudios de Postgrado
Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas
Programa de Especialización en Ingeniería de Gas



Diseño de una infraestructura para la red de gasoductos de Punta de Mata, que garantice óptima presión de succión a la Planta de Inyección PIGAP II, Distrito Norte, PDVSA, Edo. Monagas.

ASESORES:

Ing. Quim. Arturo Rodolfo M. Sc
Tutor Académico

Ing. Quim. Luis Simón Becerra
Tutor Industrial

Barcelona, Octubre de 2009

Universidad de Oriente
Núcleo de Anzoátegui
Coordinación de Estudios de Postgrado
Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas
Programa de Especialización en Ingeniería de Gas



Diseño de una infraestructura para la red de gasoductos de Punta de Mata, que garantice óptima presión de succión a la Planta de Inyección PIGAP II, Distrito Norte, PDVSA, Edo. Monagas.

Trabajo evaluado por:

Ing. Quím. Arturo Rodolfo M. Sc
Asesor Académico

Ing. Mec. Orlando Manuel Ayala, Ph. D
Jurado principal

Ing. Mec. José Eduardo Rengel, D. Sc
Jurado principal

Barcelona, Octubre de 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

“El que no sienta ganas de ser más, llegará a no ser nada.”

Miguel de Unamuno.

A mis queridos hijos Rocío y Luis E., a Luis José y a mis padres, con todo mi amor.

Rosmar

AGRADECIMIENTO

A Dios por haberme fortalecido en salud para el logro de este objetivo.

A mis padres, por su gran apoyo, dedicación y orientaciones.

A mis hermanos, para que les sirva de ejemplo en su camino. A mi hermano Luis por siempre estar dispuesto a ayudarme en todo.

A Luis José por su apoyo y cooperación todos los días, asimismo por sus acertadas recomendaciones para el desarrollo del tema, gracias por tu esfuerzo.

A mi amiga Zaida, compañera en esta travesía, con quien tuve el agrado de compartir el desarrollo de la Especialización.

A mis compañeros de trabajo, por toda la colaboración ofrecida.

A la Gerencia de Plantas de Gas y Agua (PDVSA) por brindarme la oportunidad de seguir desarrollando mi carrera profesional.

A mi familia y amigos por estar pendiente de mis logros, por las manifestaciones de afecto y solidaridad.

Las palabras me quedan cortas para reconocer el esfuerzo de mi estimado prof. Arturo Rodulfo, que con su paciencia y dedicación se pudo llevar a buen término este trabajo.

A la prof.(a) Anabelis Rodríguez y al prof. Orlando Ayala, por ofrecer una oportunidad de estudio de tan alta calidad.

A Carolina por su apoyo y por hacer tan agradable la estadía en el CITO.

RESUMEN

En el presente trabajo se realizó el diseño de la infraestructura para lograr alcanzar la presión de 8.274 kPa (1.200 psi) en la succión de la planta PIGAP II, diseñada para inyectar 1.400 MMPCED de gas natural en el campo Pirital del Norte de Monagas, el cual tiene asociado una producción de crudo de 161 MBD. Con este fin, se realizaron simulaciones hidráulicas para validar el modelo matemático con el comportamiento real y posteriormente evaluar dos opciones: colocar un arreglo mecánico en el área de Amana o la instalación de compresión en Muscar, resultando presiones de 8.274 kPa (1.200 psi) y 8.520 kPa, (1.235 psi) respectivamente. Seguidamente, se realizaron pruebas en campo manipulando válvulas, tanto en Muscar como en Amana (COA), con la finalidad de crear la sobrepresión necesaria en la succión de PIGAP II, alcanzándose presiones por un lapso de 6 horas alrededor de 8.288 kPa, (1.202 psi) con la restricción en Amana. Posteriormente, se sometió a una evaluación económica las opciones en estudio, resultando que la opción viable, técnica y económicamente, fue la propuesta de colocar el arreglo de tuberías asociado a la descarga de COA al gasoducto Santa Bárbara estación-Muscar, con una inversión total de \$ 870.340 (MBsF 1.871) en comparación con la instalación de compresión con un estimado de \$ 2.857.8 (MBsF 6.144).

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
RESUMEN.....	vii
CONTENIDO	viii
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
CAPÍTULO I.....	14
INTRODUCCIÓN	14
1.1 Presentación de la empresa	14
1.2 planteamiento del problema	16
1.3 objetivo general.....	19
1.4 Objetivos específicos	19
CAPITULO II	20
MARCO TEÓRICO.....	20
2.1 Mecanismos de producción de yacimientos.....	20
2.2 Presión del yacimiento	21
2.3 Recuperación secundaria.....	22
2.4 Características generales del proyecto recuperación secundaria en el campo pirital	23
2.5 Planta de inyección alta presión pigap ii.....	25
2.6 Estaciones recolectoras de flujo	27
2.6.1 Disposición del gas a la descarga de una estación de flujo.....	28
2.7 Instalación para segregación del gas a la descarga de las estaciones de flujo en el área de punta de mata (complejo operativo muscar)	29
2.8 Generalidades sobre el gas natural.....	31

2.8.1 Características del gas natural.....	31
2.8.2 Propiedades físicas del gas natural.....	32
2.9 Flujo de fluidos	33
2.9.1 Caída de presión de fluidos en tuberías	34
2.10 Flujo multifásico en tuberías horizontales e inclinadas	35
2.10.1 Patrones de flujo.....	36
2.11 Formación de líquidos en los gasoductos (hold up).....	40
2.12 Ecuaciones de estado.....	41
2.13 Transporte de calor en tuberías	42
2.14 Simulación hidráulica.....	43
2.15 Pasos a seguir para un proyecto de factibilidad	44
2.15.1 Objetivos que determinan la posibilidad de factibilidad de un proyecto	44
CAPITULO III.....	46
DESARROLLO DEL TRABAJO	46
3.1 Recolección de información.....	46
3.1.1 Datos de campo: presión, temperatura, composición y flujo.....	46
3.1.2 Datos de infraestructura	47
3.2 Identificación de limitaciones del sistema de alimentación de gas a PIGAP II, en base a una presión de succión de 8.274 kpa (1.200 psi)	49
3.2.1 Simulación hidráulica	49
3.2.2 Escenarios de la simulación	54
3.2.3 Resultados de las simulaciones	59
3.2.3.1 Simulación escenario 1	59
3.2.3.2 Simulación escenario 2	61
3.3 Validación de las estrategias formuladas con pruebas de campo en los gasoductos asociados a la succión de PIGAP II.....	66
3.4 Factibilidad técnico-económico	78
3.4.1 Estimación de costo de las propuestas para optimizar la presión de succión de PIGAP II:.....	79

CAPITULO IV	81
DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	81
4.1 Identificación de las limitaciones del sistema de alimentación de gas de PIGAP II en base a una presión de succión de 8.274 kpa (1.200 psi).....	81
4.2 Validación de las estrategias formuladas con pruebas de campo en los gasoductos asociados a la succión de PIGAP II”	84
4.3 Análisis técnicos económicos de la infraestructura propuesta.....	85
4.4 Conclusiones	86
4.5 Recomendaciones.....	87
BIBLIOGRAFÍA CITADA	88
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	90

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Especificaciones técnicas de la planta de inyección PIGAP II.....	26
Tabla 3.1 Fuentes de gas a las descargas de las estaciones de flujo y plantas compresoras de la red de 8.274 kPa (1.200 psig).....	48
Tabla 3.2 Especificaciones de diseño de los gasoductos de la red de 8.274 kPa (1.200 psig), (Área de Punta de Mata).	49
Tabla 3.3 Segregaciones de las fuentes de gas hacia los clientes	52
Tabla 3.4 Resultados de la red de gasoductos en el nivel de 8.274 kPa (1.200 psig) a condiciones actuales de operación.....	60
Tabla 3.5. Resultados de la simulación escenario 2-opción1.....	63
Tabla 3.6. Resultados de la simulación escenario 2-opción 2.....	64
Tabla 3.7. Características del compresor	64
Tabla 3.8. Resultados del simulador en el caso 3, línea de succión a PIGAP II.....	65
Tabla 3.9. Caída de presión y velocidad máxima permitida en el gasoducto succión Pigap II	66
Tabla 3.10. Porcentaje de apertura de la válvula del gasoducto SBe-Muscar a FMT	68
Tabla 3.11. Resultados promedio para el caso 1.....	71
Tabla 3.12. Resultados promedio para el caso 2.....	71
Tabla 3.13. Resumen de resultados de la prueba 1	72
Tabla 3.14. Porcentaje de apertura de la válvula en la interconexión COAe al gasoducto SBe-Muscar.....	74
Tabla 3.15. Resultados promedio para el caso 1-Prueba 2	77
Tabla 3.16. Resultados promedio para el caso 2-Prueba 2	78
Tabla 3.17. Resumen de resultados de la prueba 2 en 24 horas.....	78
Tabla 3.18. Estimado de costo clase V para propuesta nuevo tren de regulación en trampas en COA.	80

Tabla 3.19. Estimado de costos clase V para propuesta de instalación de compresión alquilada.....	80
Tabla 4.1. Resultados de la simulaciones hidráulicas vs. Presión ideal en Pigap II...	81
Tabla 4.2. Resultados de la simulación hidráulica de la opción 1	82
Tabla 4.3. Resultados de la simulación hidráulica de escenario 1-opción 2.....	82
Tabla 4.4. Rangos de presión de las válvulas de seguridad	83
Tabla 4.5. Características estimadas del compresor.....	83
Tabla 4.6. Resultados de las pruebas de campo.....	84
Tabla 4.7.Comparación entre los estimados de costos.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Yacimiento con inyección de gas/agua, o ambas inclusive.....	22
Figura 2.2. Esquema general del proceso de recuperación secundaria en el campo Pirital.....	24
Figura 2.3. Ciclo vital de producción.....	25
Figura 2.4. Esquema general de la Planta de inyección PIGAP II.....	26
Figura 2.5. Instalaciones de separación crudo-gas, de acuerdo a la magnitud de presión y volumen	27
Figura 2.6. Esquemático general del Complejo Muscar.....	30
Figura 2.7. Patrones de flujo en tuberías horizontales.....	39
Figura 3.1. Red de gasoductos a 8.274 kPa (1.200 psig) del Distrito Norte.....	51
Figura 3.2. Procedimiento para elaboración de las simulaciones	53
Figura 3.3. Arreglo propuesto para instalación de tren de regulación	55
Figura 3.4. Propuesta de compresión en el área de Muscar	56
Figura 3.5. Red de 8.274 kPa (1200 psig) configurada en el simulador Pipephase....	58
Figura 3.6. Procedimiento para desarrollar la simulación bajo el escenario 2.....	62
Figura 3.7. Gasoducto SBe-Muscar interconectado a FMT.....	68
Figura 3.8. Modificaciones al esquema de manejo de gas para la prueba 1.	69
Figura 3.9. Condiciones de operación en la succión de la planta PIGAP II, caso 1...	70
Figura 3.10. Condiciones de operación en la succión de la planta PIGAP II, caso 2.	72
Figura 3.11. Modificaciones al manejo de gas para la aplicación de la prueba 2.	74
Figura 3.12. Condiciones en la succión de la planta PIGAP II, caso 1-prueba 2.	76
Figura 3.13. Condiciones en la succión de la planta PIGAP II, caso 2-prueba 2.	77

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Presentación de la empresa

PDVSA está conformada por Distritos Operacionales, siendo el regente del Estado Monagas el denominado Distrito Norte constituido a su vez por las áreas de producción Punta de Mata y Maturín, representadas en los siguientes campos: Orocuál, Furrial, Jusepín, Carito y Pirital incluyendo Tácata. El objetivo principal es la extracción de petróleo mediano y liviano. Así mismo, desde los años noventa, se han desarrollado proyectos de recuperación secundaria de crudo mediante la inyección de gas a alta presión, con la finalidad de mantener la energía de los yacimientos y permitir la explotación de las reservas de una manera óptima. En este sentido, la gerencia de plantas gas y agua, es la organización responsable de la operación de las plantas de inyección en el Distrito, según los requerimientos de la unidad de yacimientos.

Para la operación de la plantas de inyección de gas a alta presión se debe garantizar que los parámetros operacionales (presión de succión, calidad de gas a inyectar, contenido de humedad y cantidad de líquidos condensados con el gas) estén dentro de límites establecidos por diseño de las mismas. Al cumplir con estas condiciones se estarán garantizando las especificaciones del gas de inyección, establecidos por las unidades de yacimientos responsables de los campos productores de crudo y gas asociado.

Para el caso particular del campo de producción Pirital, la gerencia de yacimientos establece la presión requerida en cabezal de los pozos inyectoros de gas,

desde la planta de compresión Pigap II a 13 pozos de inyección existentes, con la finalidad de mantener presión en el yacimiento Naricual del Campo Pirital. Ello garantiza el mantenimiento del factor de reemplazo óptimo, que incide en la producción de aproximadamente el 89% de la producción total (180 MBPD) de crudo Mesa 30 y Santa Bárbara 35.

Este campo es el que requiere mayor flujo de inyección de gas para mantenimiento de la presión del yacimiento SBC-1, por tanto es imperiosa la normal operación de la planta PIGAP II, ya que las afectaciones en la misma implican pérdidas de reservas de crudo.

La puesta en marcha de PIGAP II fue en el año 1999 y desde entonces no se ha podido cumplir con la premisa de presión de succión establecida entre 8.481-8653 kPa para operación normal y descarga a 62.053 kPa en promedio. Esta planta fue diseñada para comprimir e inyectar el gas proveniente de las estaciones Santa Bárbara y Tejero, que operan a una presión de 8.687 kPa y un volumen total de 1.130 MMPCED aproximadamente.

Sin embargo, el volumen total de gas producido en estas estaciones resulta menor al requerimiento de inyección en el campo Pirital, por lo que surge la necesidad de suplir el volumen faltante (330 MMPCED) con parte del gas de la estación Amana que descarga a una presión de 8.412 kPa (menor a la de las estaciones Santa Bárbara y Tejero).

Esta condición genera una caída de presión en la succión de la planta PIGAP II, porque la topografía existente entre Amana y la planta representa 17 km de gasoductos con una diferencia de cota del terreno de 30 m. en sentido ascendente.

Ante esta situación operacional, en el manejo de gas asociado a esta planta se ha realizado regulación manual de las fuentes en el área del complejo Muscar, a fin de crear la sobrepresión requerida hacia la planta Pigap II. Estrategia que genera limitaciones en cuanto a flexibilidad operacional, específicamente porque las válvulas que se restringen son las que permiten la despresurización del gasoducto.

Lo anteriormente descrito resume la problemática existente en torno a este campo tan importante para la producción de crudo en el Norte de Monagas, por lo que, el objetivo fundamental de este proyecto es evaluar, en la red de gasoductos, opciones de infraestructura que conlleven a mejorar la presión de succión de la planta de inyección Pigap II a condiciones óptimas por lo menos de 8.274 kPa.

1.2 Planteamiento del problema

En el ámbito mundial se evidencia un incremento consolidado de la utilización de los recursos energéticos, por lo que el mundo industrializado de los hidrocarburos se ha visto en la necesidad de tratar de mantener activos los yacimientos de crudo con diversas técnicas que permitan continuar con la explotación de los mismos. En este sentido uno de los métodos para mantener presión en los yacimientos e ir aumentando el factor de recobro es la recuperación secundaria. La misma se diseña según simulaciones de los perfiles de producción y declinación en los campos de producción de crudo con estrategias que implican inyección de fluidos; gas natural, agua, CO₂, N₂, vapor de agua, o la combinación de éstos.

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) como empresa líder en el país en la explotación de hidrocarburos no escapa de la realidad en cuanto a agotamiento de los yacimientos, es por ello que dentro de la organización, el equipo de Estudios Integrados define desde la exploración de un campo hasta las premisas para su productividad, esto gracias a los avances tecnológicos que han permitido el modelaje

de los mismos. Basándose en el porcentaje de reservas probadas y probables, se establecen los perfiles de productividad de cada campo de producción de crudo y gas, así como el requerimiento de inyección de fluidos para mantenimiento de presión o levantamiento artificial. Estos requerimientos, a su vez, constituirán las premisas para realizar el plan de negocios (PDN), que es la proyección de producción a 10 años.

Según la volumetría del Plan Maestro para el Distrito Norte, los campos operacionales Orocuai, Furrial, Jusepín, Carito y Pirital, incrementarán su tasa de producción de crudo y gas, soportando la extracción bajo la premisa de mantener la presión del yacimiento por medio de la recuperación secundaria con inyección de agua y gas. Por tanto, todas las gerencias con procesos medulares deben garantizar el desarrollo de proyectos en función de soportar el perfil de producción establecido.

Los campos Carito y Pirital, a consecuencia de tener la mayor producción de crudo y gas, requieren mayor inyección de gas para conservar presión y factor de reemplazo, es por ello que la gerencia encargada de operar las plantas de inyección debe garantizar la óptima funcionalidad de éstas. En este particular, la Gerencia de Plantas Gas y Agua es responsable directa de la operación de los siguientes proyectos de recuperación secundaria: inyección de gas a alta presión I y II (PIGAP I y II), inyección gas Furrial (IGF), recuperación secundaria Orocuai (RECOR), inyección de agua; recuperación secundaria oriente (RESOR) e inyección aguas Monagas (PIAMO).

Por lo anterior, esta Gerencia tiene como misión mantener en especificación el fluido entregado a estos proyectos para cumplir con el cliente representado en la Gerencia de Yacimientos, así como, garantizar las condiciones operacionales previstas en el diseño de las plantas para su desempeño óptimo, como son, presión y

temperatura de succión, contenido de líquidos condensados de acuerdo a la capacidad de manejo de los equipos.

Es de acotar que el primer proyecto para recuperación secundaria de gas, con presión de 62.053 kPa., (9.000 psi), fue implementado en el campo Carito, denominado PIGAP I, con aproximadamente 10 años desde su puesta en servicio y con 950 MMPCED de capacidad de compresión. Esta planta comprime e inyecta a 17 pozos entre Carito y Musipán aproximadamente a una presión de 49.642 kPa. (7.200 psi). Posteriormente, surgió el proyecto PIGAP II para el campo Pirital con filosofía similar al primero, pero con capacidad de compresión de 1.500 MMPCED, para inyectar en 13 pozos en el área de Tejero y Santa Bárbara a una presión alrededor de 59.295 kPa. (8.600 psi).

El gas entregado a la planta PIGAP II, proviene directamente de las estaciones de flujo Santa Bárbara, del centro operativo Tejero y de la estación de flujo Amana, esto porque la red de gasoductos de 8.274 kPa (1.200 psi) se encuentra conectada entre los campos Carito y Pirital, con epicentro para realizar las estrategias de manejo de gas, en el complejo Muscar.

Una situación de gran relevancia es que luego del arranque de esta planta no se ha podido sostener la condición óptima de presión en la succión, que por diseño está establecida ente 8.481-8.653 kPa, (1.230 – 1.255 psi), por lo tanto ocurre que conservando la relación de compresión, a la descarga de la planta no se alcanza la presión requerida para inyectar 1.300 MMPCED.

En atención a esta limitación operacional, en el año 2005 luego de una evaluación hidráulica a la red de gasoductos y partiendo del hecho de que la tubería de alimentación actual a esta planta es el gasoducto Santa Bárbara-Muscar de 36 pulgadas, se procedió a realizar una estrangulación de presión en Muscar que garantizaba el incremento de presión de succión a PIGAP II. Esta condición

implicaba una limitación a nivel operacional para despresurización o desvío hacia el sistema de alivio y venteo. Es por ello que la operación fue revertida a su condición original, actualmente con la infraestructura existente en la red de gasoductos no se consigue mantener la presión de succión de PIGAP II estable y permanentemente en el rango de 8.274 kPa (1.200 psi).

De acuerdo al perfil de producción e inyección del campo Pirital, se hace necesario ejecutar proyectos que impliquen la entrega de gas en condiciones operacionales óptimas a la planta de inyección de gas en este campo. De allí, que surja el interés de evaluar la infraestructura necesaria en la red de gasoductos de Punta de Mata, que garantice óptima presión de succión a la planta de inyección a alta presión PIGAP II, Distrito Norte de Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), estado Monagas.

1.3 Objetivo general

Diseñar una infraestructura para la red de gasoductos de Punta de Mata, que garantice óptima presión de succión a la Planta de Inyección PIGAP II, Distrito Norte, Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), Edo. Monagas.

1.4 Objetivos específicos

1. Identificar limitaciones del sistema de alimentación de gas de PIGAP II con base a una presión de succión de 8.274 kPa.
2. Validar las estrategias formuladas con pruebas de campo en los gasoductos asociados a la succión de PIGAP II.
3. Realizar análisis técnicos económicos de las estrategias propuestas.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Mecanismos de producción de yacimientos

El empuje del petróleo hacia los pozos se efectúa por la presión natural que tiene el yacimiento. En la práctica se ha constatado que este empuje se puede derivar de la presencia de un casquete de gas libre que yace encima del petróleo, de un volumen de gas disuelto en el petróleo; de un volumen de agua dinámica subyacente o de empuje por gravedad.

Generalmente, se da el caso de que uno de estos mecanismos es preponderante en empujar el petróleo hacia los pozos y la posible presencia de otro podría actuar en forma coadyutoria. Es muy importante detectar lo más anticipadamente posible el mecanismo natural de empuje o expulsión del petróleo. Esta temprana apreciación servirá para obtener el mayor provecho del futuro en base al estudio del comportamiento del mecanismo en el yacimiento y de cada pozo en particular; también ayudará a estudiar futuras aplicaciones de extracción secundaria por inyección de gas o de agua, o gas/agua u otros elementos. Para detectar el mecanismo de producción prevaleciente, se acude al procesamiento e interpretación de una extensa serie de informaciones obtenidas durante la perforación de los pozos e información recabada durante el comienzo y toda la etapa de producción primaria. Cuando falta alguna información complementaria, ésta se puede suplir utilizando correlaciones de error y tanteo, pruebas simuladas de laboratorio, estadísticas regionales y el recurso de la experiencia práctica y profesional de quienes adquieren, procesan e interpretan la información [1].

2.2 Presión del yacimiento

Es muy importante la presión del yacimiento porque es ésta la que induce al movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie. De la magnitud de la presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo. Cuando se da este caso, entonces se recurre a la extracción de petróleo del pozo por medios mecánicos. En la práctica, el gradiente normal de presión ejercido por una columna de agua normal es de 0,1 kilogramo por centímetro cuadrado por metro de profundidad ($\text{kg/cm}^2/\text{mp}$). Generalmente, el gradiente de presión de las formaciones está entre 0,1 y 0,16 $\text{kg/cm}^2/\text{mp}$. Cualquier valor por debajo de 0,1 es subnormal y por encima de 0,16 tiende a ser alto y por tanto anormal. A veces se han encontrado gradientes tan altos que registran 0,234 $\text{kg/cm}^2/\text{mp}$.

A medida que el pozo produce, hay decaimiento de la presión. En el transcurso de la vida productiva del pozo, o del yacimiento en general, se llega a un límite económico de productividad que plantea ciertas alternativas. Anticipadamente a la declinación antieconómica de la presión se puede intentar restaurarla y mantenerla por inyección de gas y/o agua al yacimiento, con fines de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento económicamente, o abandonar pozos o abandonar el yacimiento en su totalidad.

La presión natural del yacimiento es producto de la naturaleza misma del yacimiento. Se deriva del mismo proceso geológico que formó el petróleo y el yacimiento que lo contiene y de fuerzas concomitantes como la sobrecarga que representan las formaciones suprayacentes y/o agua dinámica subyacentes que puede ser factor importante en la expulsión del petróleo hacia los pozos. De igual manera, el

gas en solución en el petróleo o casquete de gas que lo acompañe representa una fuerza esencial para el flujo del petróleo a través del medio poroso [1].

2.3 Recuperación secundaria

La extracción de petróleo en su fase de "recuperación primaria", es decir, aquella que se efectúa en función de la energía existente en el yacimiento, acudiendo en algunos casos a métodos artificiales, permite obtener entre un 15% y un 35% del petróleo in situ. Si se trata de petróleos viscosos, la extracción puede ser inferior al 10%. Es común aplicar algunos medios para mejorar los valores de recuperación, por ejemplo la inyección de gas o agua en determinados pozos denominados "inyectores", con el objeto de desplazar volúmenes adicionales de petróleo hacia el resto de los pozos del yacimiento que conservan el carácter de "productores". Esto se llama "recuperación secundaria (figura 2.1)[1].

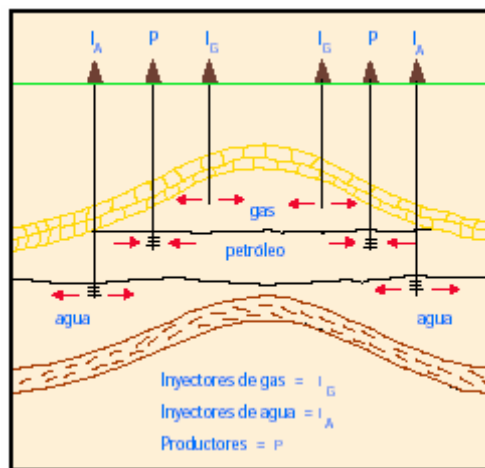


Figura 2.1. Yacimiento con inyección de gas/agua, o ambas inclusive.

Existen varias razones por las cuales se realiza la recuperación secundaria:

1. Conservacionista: para evitar el desperdicio de la energía natural del yacimiento.

2. Económica: para recuperar volúmenes adicionales de petróleo, llamados también reservas adicionales o secundarias.
3. Técnica: para reponer y mantener la presión del yacimiento [2].

2.4 Características generales del proyecto recuperación secundaria en el campo pirital

El yacimiento SBC-1 fue descubierto en el año 1989 con la perforación del pozo SBC-1E. Se encuentra ubicado al norte de la Cuenca Oriental de Venezuela con una superficie de 230 km². La estructura de este yacimiento esta representada por un anticlinal asimétrico limitado al norte y al sur por dos fallas de corrimiento de aproximadamente 457 m (1.500 pies). Las principales formaciones productoras de este yacimiento son Naricual de edad terciaria con un espesor de 275 m (900 pies) y las formaciones San Juan y San Antonio de edad cretácica con un espesor de 490 m (1.600 pies) aproximadamente. Posee una cantidad de líquido original en sitio (LOES) de 7.025 MMBN y un gas original en sitio (GOES) de 30.798 MMMPCN. Se caracteriza por tener una columna de fluidos con variación composicional, encontrando en la parte alta de la estructura un comportamiento típico de gas condensado con una presión de rocío de 58.605 kPa (8.500 psi) (figura 2.2), pasando por una zona de transición a 4.816 m (15.800 pies), y en la zona más profunda de la estructura del yacimiento se encuentra crudo negro subsaturado con un rango de presión de saturación de 20.684 a 34.474 kPa (3.000 a 5.000 psi).

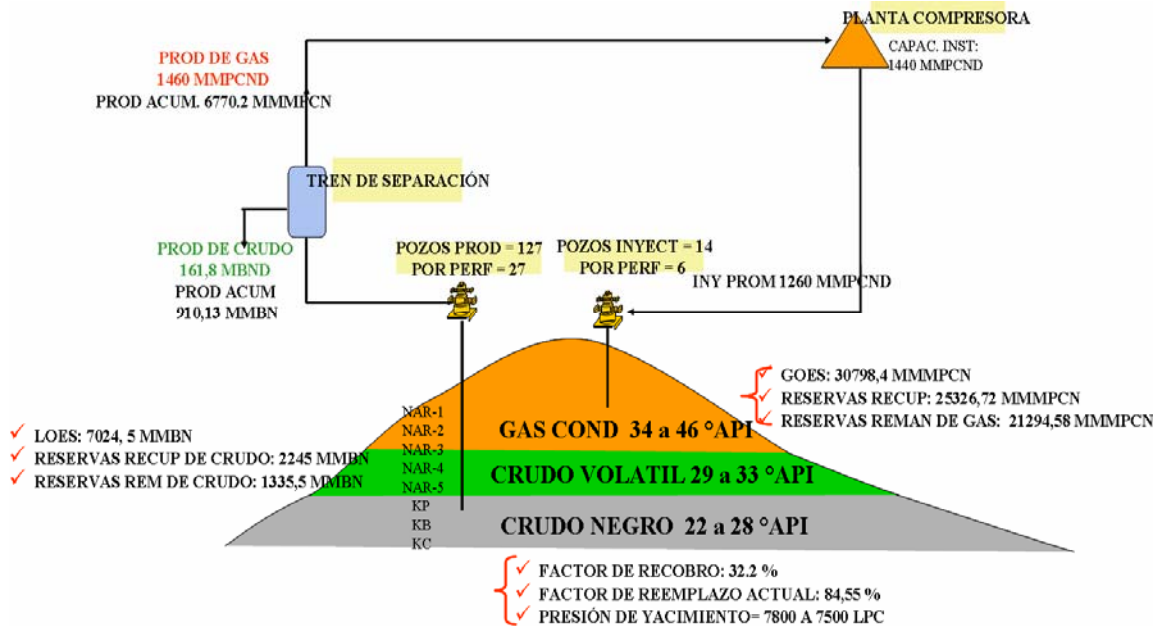


Figura 2.2. Esquema general del proceso de recuperación secundaria en el campo Piritál.

El proceso de recuperación secundaria (PIGAP II) se inició en el año 2001, cuando las presiones se encontraban en el orden de 53.779 kPa (7.800 psig). A partir de esta fecha, se ha inyectado un caudal promedio de gas de 1.200 MMPCED asociado a una producción de crudo promedio de 161,8 MBNPD. Esto ha traído como consecuencia una marcada declinación energética producto de la subinyección para los volúmenes de crudo extraídos. El factor de reemplazo promedio del yacimiento se encuentra en el orden de 84,55 %. Por esta razón, se requiere incrementar el volumen de gas inyectado y la presión de descarga de la planta, debido a que para lograr un reemplazo del 100% se debe mantener un balance de masa entre los volúmenes extraídos con respecto a los volúmenes inyectados (figura 2.3).

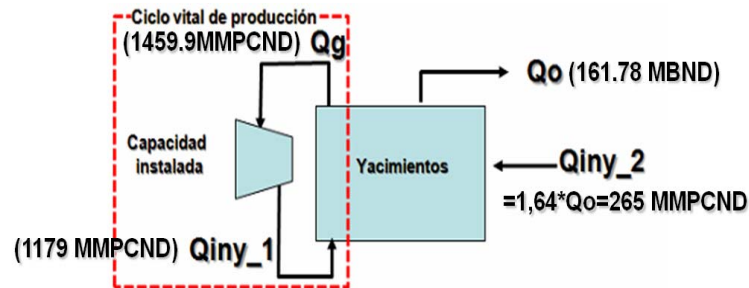


Figura 2.3. Ciclo vital de producción

Como se mencionó anteriormente el yacimiento SBC-1 tiene una producción de crudo a la fecha de 161,8 MBND (equivalente a un volumen de gas de 265 MMPCED) y 1.460 MMPCED de gas, que con una tasa de inyección de 1.179 MMPCED evidencia la existencia de un desbalance y es por ello que el factor de reemplazo no alcanza el 100%.

2.5 Planta de inyección alta presión pigap ii

Esta planta está ubicada en el campo Santa Bárbara/Piritál, al norte del estado Monagas, asociada al proyecto de recuperación secundaria para mantenimiento de presión en los yacimientos SBC-1 y SBC-8, con una producción asociada de 161,8 MBPD y un factor de reemplazo de 1.

Las instalaciones comprenden entre otras cosas: una planta de compresión de alta presión integrada por ocho unidades de turbocompresión con una capacidad total de 1.440 MMPCED y una potencia de 38.000 HP por unidad; que incluyen filtros, recolectores de sedimentos; una unidad de deshidratación con una capacidad nominal total de 1.500 MMPCED; un sistema de tuberías (para transportar gas a alta presión desde la planta de compresión hasta cada pozo inyector) integrado por 4,7 kilómetros aproximadamente de tuberías de alta presión en cinco ramales, cada uno dirigido a

una macolla, con una presión de diseño de 67.155 kPa (9.740 psig). En la tabla siguiente se muestran las características de la planta de compresión.

Tabla 2.1. Especificaciones técnicas de la planta de inyección PIGAP II

Planta	Cant.	Nombre	Tipo	Potencia	Modelo	Marca	Capacidad	Presión de Operación (kPa)
Inyección de gas PIGAP II	8	Turbinas	A gas Frame 5	38000HP	MS5002C	G&E (Nuovo Pignone)	180 MMPCED	
	24	Compresores	Centrifugos	-	BCL	Nuovo Pignone	-	8.273-58.606

Actualmente la planta inyecta a 13 pozos inyectoros de gas; SBC-122, SBC-126, SBC-124, SBC-121, SBC-128, SBC-120, SBC-113, SBC-125, SBC-110, SBC-119, SBC-109, SBC-123 y SBC-138, como se muestra en el siguiente diagrama. En la figura 2.4 se muestra un diagrama de flujo de la planta de inyección PIGAP II.

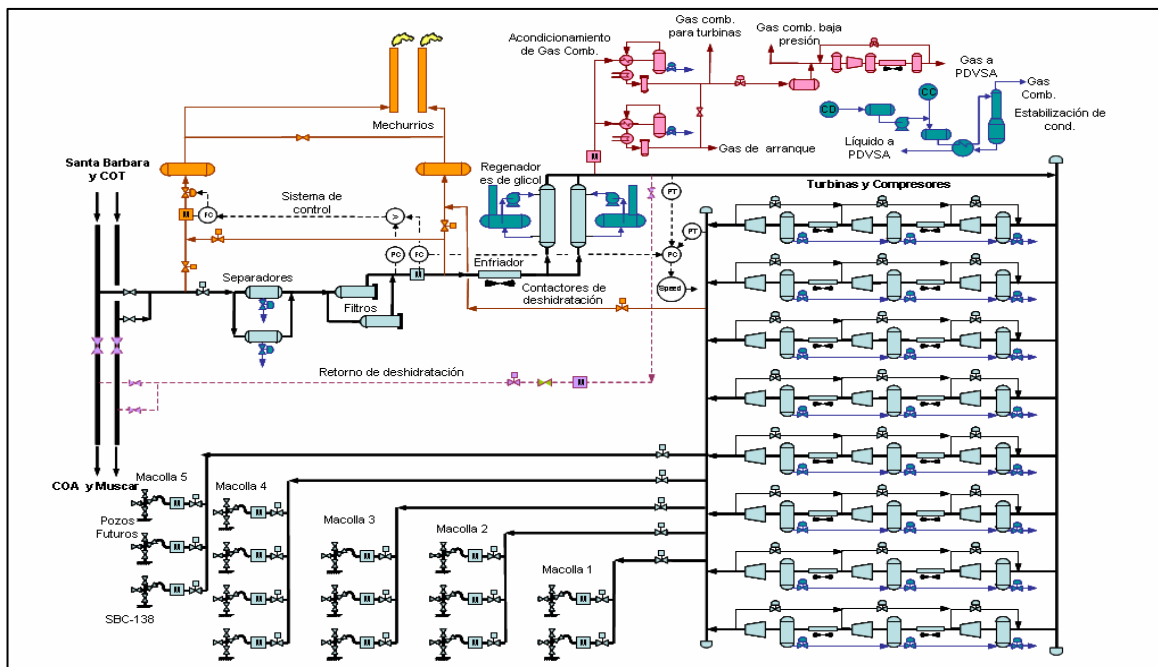


Figura 2.4. Esquema general de la Planta de inyección PIGAP II

2.6 Estaciones recolectoras de flujo

El concepto moderno de una estación de flujo se refiere al conjunto de equipos interrelacionados para recibir, separar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos ubicados en su vecindad o que le son asignados. El resto de componentes instalados en las estaciones de flujo, son considerados sistemas accesorios.

El líquido (petróleo y agua) y gas asociado que sale de los pozos llega a través de líneas de flujo hasta la estación de flujo donde es recibida en el múltiple o cañón de producción general. El gas sale por el tope de los separadores generales y va al depurador como se muestra en la figura 2.5, donde deja los residuos de crudo que pueden haber quedado en la separación. El gas limpio se envía hacia las plantas de compresión o miniplantas y luego será usado en proyectos de inyección, levantamiento artificial, como gas combustible, gas industrial, gas doméstico, etc. Por otro lado el líquido va a los tanques de almacenamiento, de donde será succionado y enviado por las bombas hacia los patios de tanques.

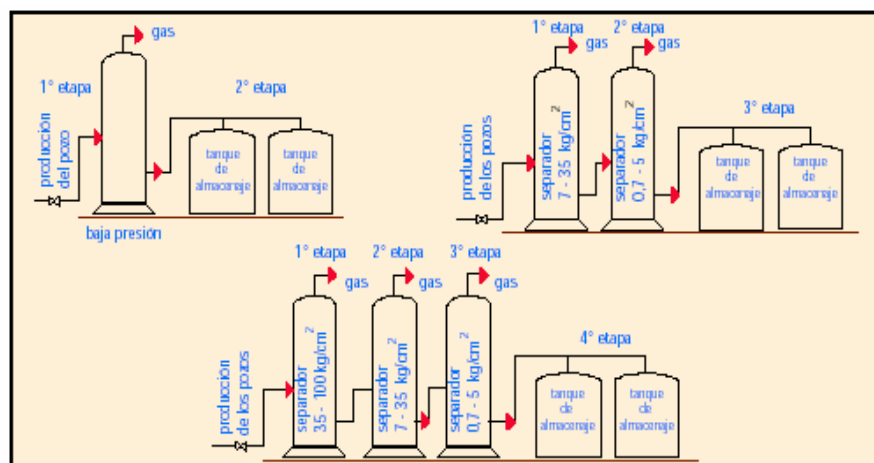


Figura 2.5. Instalaciones de separación crudo-gas, de acuerdo a la magnitud de presión y volumen

En algunas estaciones de flujo, donde el caso lo amerite, el líquido luego que sale del separador es sometido a un proceso de deshidratación de tal manera de eliminar de este el agua, la cual resulta dañina para los equipos y tuberías debido a que esta contiene sales inorgánicas, tales como cloruros, sulfatos y carbonatos de sodio, calcio o magnesio, susceptibles de provocar la corrosión e incrustaciones en los mismos [1].

2.6.1 Disposición del gas a la descarga de una estación de flujo

El gas producido con el petróleo, luego de separado y tratado preliminarmente, si fuese necesario, puede ser enviado a plantas especiales de tratamiento final para distribución por gasoductos a las plantas petroquímicas y refinerías, a ciudades para consumo en las industrias y servicios domésticos o también es usado por la misma industria petrolera en sus operaciones, como combustible o para ser reinyectado en los yacimientos para la restauración y/o mantenimiento de la presión y, por ende, lograr un mayor porcentaje de extracción del petróleo en sitio. En la producción, separación, recolección, transmisión y distribución del gas asociado con el petróleo es casi imposible utilizar el gas de baja presión disponible porque los aspectos económicos involucrados son prohibitivos. El volumen de gas por pozo, generalmente, es muy poco. La recolección de gas de tantos pozos requiere compresión, cuya inversión en plantas e instalaciones generalmente sobrepasa las expectativas de rentabilidad. Por tanto, las posibilidades de utilización y rentabilidad quedan circunscritas al gas de mediana y alta presión [1].

En el área de Punta de Mata se cuenta con cinco estaciones de flujo: Carito, Musipán, Amana, Tejero y Santa Bárbara, con una producción de gas de 2.968 MMPCED y de crudo de 445 MBD en total. Este gas es transportado por redes de recolección y trasmisión hacia el Complejo Muscar y plantas compresoras.

Posteriormente todo el gas a 8.274 kPa (1.200 psig) es segregado y enviado a los diferentes clientes dentro de la cadena del gas natural.

2.7 Instalación para segregación del gas a la descarga de las estaciones de flujo en el área de punta de mata (complejo operativo muscar)

El Complejo Muscar, está ubicado al este y a 11 km de la población de Punta de Mata, entre los campos petroleros Musipán y Carito en el Estado Monagas. Recibe y procesa gas natural de 414, 3.103 y 8.274 kPa (60, 450 y 1.200 psig) procedente de los pozos productores existentes en el área, correspondientes a las estaciones de flujo: Carito y Pirital y parcialmente de Furrial.

Cuenta con una capacidad aproximada de 2.500 MMPCED de gas natural para ser tratado de acuerdo a su contenido de agua, riqueza de líquidos condensable y nivel de acidez (H_2S y CO_2).

Las fuentes más ricas en líquidos y por coincidencia las más ácidas, son endulzadas primero y luego se envían por los gasoductos de 92 y 66 cm (36 y 26 pulgadas) hacia las plantas extracción de líquidos: Santa Barbara y Acroven III. Las fuentes más pobres son deshidratadas, comprimidas e inyectadas a aproximadamente 58.605 kPa (8.500 psi) en los campos Carito y Pirital, y el gas restante es enviando al Distrito Anaco para suplir la cuota de gas de consumo nacional

El Complejo Muscar cuenta con facilidades de entrada y segregación del gas, constituido básicamente por el múltiple de segregación, facilidades de manejo y transmisión (FMT) y facilidades de entrada PIGAP I, donde se mezcla todo el gas de alta presión proveniente de:

- Estación de Flujo Santa Bárbara (SBe)
- Estación de Flujo Tejero (COTe)

- Estación de Flujo Amana (COAe)
- Estación de Flujo Musipán
- Estación de Flujo Carito
- Gas transferido desde Jusepín (área Furrial)
- Gas residual retornado de los procesos de extracción de líquidos de las plantas de Procesamiento de gas; Santa Bárbara Extracción y Acroven III.

Es importante resaltar que el gas residual ya ha sido deshidratado, lo cual permite enviar gas, directamente al proceso de compresión e inyección de gas y hacia Anaco desde la estación de válvulas Tonoro para compensar la cuota del mercado interno nacional. (figura 2.6).

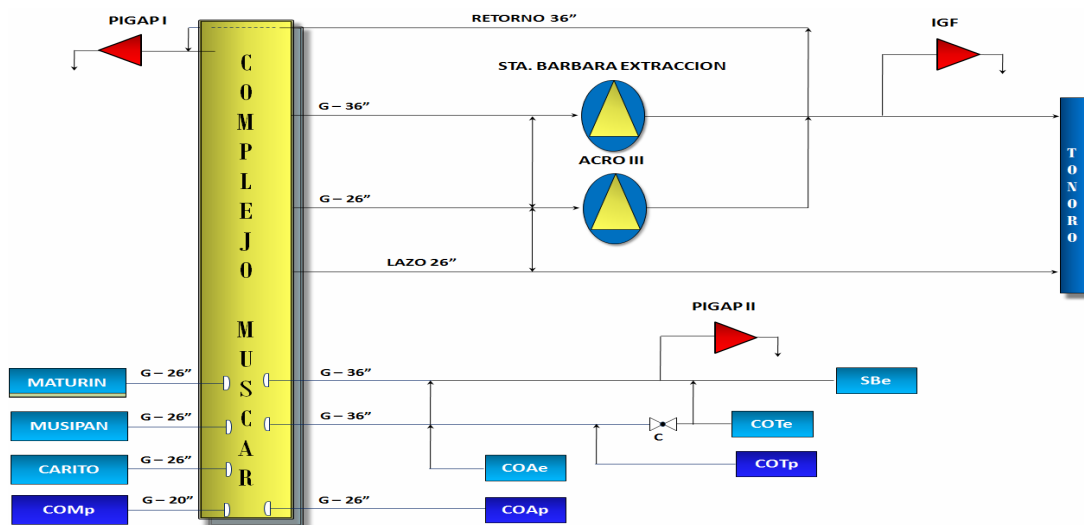


Figura 2.6. Esquemático general del Complejo Muscar.

2.8 Generalidades sobre el gas natural

2.8.1 Características del gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos parafínicos que incluye el metano como principal componente y proporciones menores de etano, propano, butanos y otros componentes más pesados. Esta mezcla contiene, generalmente, contaminantes no hidrocarburos tales como: vapor de agua, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, y gases inertes como el nitrógeno y el helio.

El gas natural, como el petróleo, tiene su origen en la transformación de la materia orgánica proveniente de animales y vegetales sometida a la acción bacteriológica, altas presiones y temperaturas, durante millones de años, por efecto de asentamiento de las capas de sedimentos que la contienen.

El gas y el petróleo, se encuentran en el subsuelo alojados en los espacios porosos de ciertas rocas, en estructuras geológicas denominadas yacimientos, que pueden ser tres tipos:

- a. Yacimientos de gas asociado, donde el producto principal es el petróleo.
- b. Yacimientos de gas seco o libre, donde el producto principal es el gas mismo.
- c. Yacimientos de condensados, donde el gas se encuentra mezclado con hidrocarburos líquidos.

En general, dependiendo de su procedencia y composición, el gas natural puede clasificarse como gas rico, pobre, dulce o agrio.

Se denomina gas rico, aquel que tiene un alto contenido de propano y más pesados (C_3^+), del cual se pueden obtener cantidades notables de hidrocarburos líquidos. Por el contrario, un gas pobre está formado por metano y etano

principalmente, por lo cual la cantidad de líquido que puede obtenerse es relativamente pequeño.

El gas agrio es aquel que contiene cantidades significativas de compuestos de azufre como sulfuro de hidrógeno y mercaptanos, además, puede contener dióxido de carbono, lo cual le confiere propiedades corrosivas. Un gas exento de estos contaminantes recibe el nombre de gas dulce.

Dentro de los principales usos del gas natural en el sector petrolero se tiene:

- a. En programas de inyección en los yacimientos con el propósito de recuperar crudos, así como para conservarlo para usos futuros.
- b. Como combustible, en la generación de vapor y electricidad, y en otras operaciones de producción y refinación.
- c. Como materia prima, en el proceso de desulfuración, a fin de mejorar la calidad de los derivados del petróleo [3].

2.8.2 Propiedades físicas del gas natural

Dado que el gas natural es una mezcla de hidrocarburos, la cual varía en cantidades relativas, las propiedades físicas de una mezcla dependerán de las propiedades individuales de sus componentes y su grado de contribución a la mezcla.

El conocimiento de las propiedades físicas del gas es fundamental debido a que son indispensables tanto para el diseño de los equipos o sistema, como para su manejo y distribución. Para poder realizar un análisis de propiedades físicas de una mezcla cualquiera, es necesario determinar previamente su composición y las diferentes propiedades de cada componente, y así poder establecer los diversos parámetros de cálculo que permitan, con ayuda de ecuaciones y tablas, conocer las propiedades de la mezcla total. Las propiedades físicas más usadas para el

procesamiento del gas natural son: densidad, gravedad específica, peso específico, tensión superficial, presión de vapor, viscosidad, temperatura y presión crítica, calor de vaporización y calor específico, entre otros.

2.9 Flujo de fluidos

Un fluido se define como “una sustancia que se deforma de manera continua cuando está sujeta a un esfuerzo cortante” y se divide en dos categorías: ideal y real. Los fluidos reales se denominan newtonianos o no newtonianos. Un fluido newtoniano tiene una relación lineal entre el esfuerzo cortante aplicado y la razón de deformación resultante; sin embargo, en un fluido no newtoniano la relación es no lineal. Los gases y líquidos delgados son newtonianos: hidrocarburos pesados de grandes cadenas son no newtonianos [4].

Se puede hacer una subdivisión de los fluidos en dos clases principales: compresibles e incompresibles, sobre la base de su reacción a esfuerzos de presión (normales). Todos los gases y vapores son altamente compresibles. Los líquidos por el contrario, son sólo ligeramente compresibles. La compresibilidad introduce consideraciones termodinámicas a los problemas de flujo de fluidos. Si se puede suponer la incompresibilidad, es mucho más fácil describir el estado del fluido y su comportamiento cuando está en movimiento. Con algunas excepciones importantes, los líquidos para todo propósito práctico, se tratan generalmente como incompresibles. Los gases, por el contrario pueden ser tratados como no comprimidos solamente si el cambio de presión es pequeño a través del sistema de flujo [5].

Cuando la variación de densidad del fluido es pequeña ($\rho_1/\rho_2 < 2$) y la velocidad no demasiado alta (número de Mach, $Ma < 0,3$), entonces el balance de energía mecánica se reduce y representan las ecuaciones para los líquidos así como de gases

que circulen relativamente despacio, denominados flujos incompresibles. Por otro lado, sólo para gases, cuando la razón de presiones es grande y/o el flujo es rápido, entonces los efectos de la energía cinética y de la compresibilidad (grandes variaciones de la densidad) pueden llegar a ser los términos dominantes en el balance de energía mecánica. Estos casos representan a los fluidos compresibles [6].

2.9.1 Caída de presión de fluidos en tuberías

El flujo de los fluidos en tuberías está siempre acompañado de rozamiento de las partículas del fluido entre sí y, consecuentemente, por la pérdida de energía disponible, en otras palabras, tiene que existir una pérdida de presión en el sentido de flujo [7].

La ecuación general de gradiente de presión, aplicada para todo tipo de flujo de fluidos en una tubería y para múltiples ángulos de inclinación, es derivada de la ecuación general de conservación de la energía mecánica y tiene la siguiente forma [8]:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\rho \cdot g \cdot \text{Sen } \alpha}{g_c} + \frac{f \cdot \rho \cdot V}{2 \cdot g_c \cdot D} + \frac{\rho \cdot V \cdot dV^2}{g_c \cdot dL}; \quad (2.1)$$

Donde:

$\frac{\Delta P}{\Delta L}$: caída de presión total en el sistema.

ρ : densidad del fluido.

g : aceleración de la gravedad.

g_c : factor de conversión de unidades.

α : ángulo de inclinación con respecto a la horizontal.

f : factor de fricción, adimensional.

D: diámetro de la tubería.

V: velocidad del fluido.

dV/dL : componente de aceleración.

La caída de presión total del sistema puede expresarse, en función de sus tres componentes fundamentales, de la siguiente forma:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{Total} = \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{Elevación} + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{Fricción} + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{Aceleración} \quad (2.2)$$

2.10 Flujo multifásico en tuberías horizontales e inclinadas

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico es que en éste último las fases gaseosas y líquida pueden ser distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y la cantidad de líquido retenido (holdup).

El flujo multifásico en tuberías es un problema difícil de modelar matemáticamente; no obstante varias correlaciones empíricas han aparecido en la literatura de los últimos años, donde el cálculo se lleva a cabo considerando pseudo-componentes como petróleo y gas, cada uno de los cuales tiene una composición fija.

Se considera que el gas se disuelve en el petróleo y que la solubilidad disminuye al bajar la presión. Las propiedades físicas de los fluidos dependen de presión y temperatura, y se supone que el gradiente de temperatura es lineal, o se considera que el flujo es isotérmico.

El flujo simultáneo de líquido y gas en una tubería es muy importante, ya que representa la solución más económica para transportar hidrocarburos. Una línea de flujo bifásico reduce la necesidad de metal y el costo de capital entre un 20% a 25% en comparación con líneas de flujo monofásico; esto se debe a que la fase gaseosa se desliza sobre la fase líquida, separadas ambas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo de régimen o patrón de flujo existente [8].

2.10.1 Patrones de flujo

En flujo bifásico (líquido/vapor), las interacciones entre la fase líquida y el vapor, por estar influenciadas por sus propiedades físicas y caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios tipos de patrones de flujo. Estos patrones se llaman regímenes de flujo. En un determinado punto en una línea, solamente existe un tipo de flujo en cualquier tiempo dado. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro.

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- a. Parámetros operacionales, es decir tasas de flujo de gas y líquido.
- b. Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- c. Las propiedades físicas de las dos fases, tales como, densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

La determinación de los patrones de flujo es el problema central en el análisis de flujo bifásico. Realmente todas las variables de diseño de flujo son frecuentemente dependientes sobre el patrón de flujo existente. Las variables de diseño son la caída de presión, la cantidad de líquido retenido (holdup), los coeficientes de transferencia de calor y masa, entre otros [8].

Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos regímenes se describen abajo en orden creciente de velocidad del vapor (figura 2.7).

a. **Flujo tipo burbuja.** El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de vapor forma burbujas a lo largo del tope de la tubería. Las velocidades del vapor y el líquido son aproximadamente iguales. Si las burbujas tienden a dispersarse a través del líquido, esto se llama algunas veces flujo tipo espuma. En el flujo ascendente las burbujas retienen su identidad en un rango más amplio de condiciones. En el flujo descendente el comportamiento se desplaza en la dirección del flujo tipo pistón.

b. **Flujo intermitente tipo pistón.** Al aumentar el vapor, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de vapor y líquido a lo largo del tope de la tubería con una fase líquida continua remanente en el fondo. En una orientación ascendente el comportamiento es desplazado en la dirección del flujo tipo burbuja; si el flujo es descendente se favorece el flujo estratificado.

c. **Flujo estratificado suave.** Como el flujo de vapor continúa incrementando, los tapones de vapor tienden a una fase continua. El vapor fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a lo largo del fondo. La interfase entre fases es relativamente suave y la fracción ocupada por cada fase permanece constante. En flujo ascendente, flujo tipo estratificado ocurre raramente favoreciendo el flujo ondulante. En flujo descendente, el flujo estratificado es favorecido, siempre y cuando la inclinación no sea demasiado pronunciada.

d. **Flujo estratificado ondulante.** Como el flujo de vapor aumenta aún más, el vapor se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante en la interfase forma olas de líquidos. La amplitud de las olas se incrementa con el

aumento del flujo de vapor. El flujo ondulante puede ocurrir hacia arriba, pero en un rango de condiciones más restringido que en una tubería horizontal. Hacia abajo, las olas son más moderadas para un determinado flujo de vapor y en la transición a flujo tipo tapón, si es que ocurre, tiene lugar a caudales más altos que en la tubería horizontal.

e. **Flujo intermitente tipo tapón.** Cuando el flujo de vapor alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de vapor, el líquido es presionado de manera que el vapor ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto. En flujo ascendente, el flujo tipo tapón comienza a caudales de vapor más bajos que en las tuberías horizontales. En flujo descendente, se necesitan caudales de vapor más altos que en tuberías horizontales para establecer el flujo tipo tapón y el comportamiento se desplaza hacia el flujo anular. Ya que el flujo tipo tapón puede producir pulsaciones y vibraciones en codos, válvulas y otras restricciones de flujo, debe ser evitado en lo posible.

f. **Flujo anular.** El líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el vapor fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el vapor y llevado al centro como gotas arrastradas. La película anular en la pared es más espesa en el fondo que en el tope de la tubería y esta diferencia decrece al distanciarse de las condiciones de flujo tipo tapón. Corriente abajo de los codos, la mayor parte del líquido se moverá hacia el lado de la pared externa.

En el flujo anular, los efectos de caída de presión y momento sobrepasan los de gravedad, por lo tanto la orientación de la tubería y la dirección del flujo tienen

menos influencia que en los regímenes anteriores. El flujo anular es un régimen muy estable. Por esta razón y debido a que la transferencia de masa vapor-líquido es favorecida, este régimen de flujo es ventajoso para algunas reacciones químicas.

g. **Flujo tipo disperso** (también conocido como flujo tipo rocío). Cuando la velocidad del vapor en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el vapor como gotas arrastradas. Este régimen de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo.

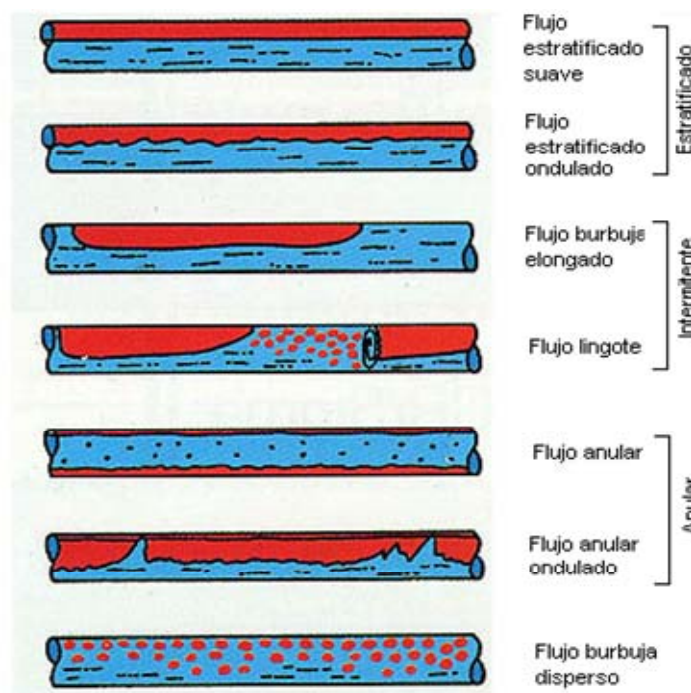


Figura 2.7. Patrones de flujo en tuberías horizontales.

2.11 Formación de líquidos en los gasoductos (hold up)

Este constituye uno de los problemas fundamentales que se presentan en la operación y mantenimiento de los gasoductos.

Generalmente, cuando llega la noche, se pueden presentar disminuciones apreciables de la temperatura ambiental que unido a la variación de presión a lo largo de la línea, puede causar que algunos de los componentes más pesados del gas natural alcancen su punto de rocío y se condensen, depositándose en el fondo interior de la tubería.

Además los líquidos en el interior de los gasoductos pueden ocupar espacios apreciables en ciertos lugares y crear pérdidas significativas de presión en tales puntos.

Esta acumulación de líquido trae como consecuencia una disminución del caudal y una reducción de la eficiencia de transmisión del gasoducto, así como caídas de presión en la línea.

Otro problema que ocasiona el almacenamiento de líquidos en los gasoductos, es el efecto que estos condensados causan en los equipos de medición y regulación. Esto puede traer como consecuencia mediciones inadecuadas, daño de equipos, fugas, presiones altas, vibraciones y hasta posibles incendios. Adicionalmente causan problemas de alta corrosión que tienen que ser atacados para mantener la integridad mecánica de las tuberías.

Por lo antes expuesto, se puede afirmar, que es muy importante poder predecir la posible formación de líquido en los gasoductos y las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales se produciría la aparición de los mismos [9].

2.12 Ecuaciones de estado

Todas las ecuaciones de estado relacionan las propiedades PVT de una sustancia pura (o de mezclas) mediante correlaciones semiteóricas o empíricas. Al decir propiedad se requiere dar a entender cualquier característica de la sustancia que pueda medirse, tal como la presión, el volumen o la temperatura, o una característica que sea posible calcular o deducir, tal como la energía interna [6].

Además de la ecuación de los gases ideales, existen otras ecuaciones desarrolladas para ser aplicadas a condiciones en las cuales los gases se alejan del comportamiento ideal. La primera ecuación de este tipo fue la de van der Waals, que contiene dos constantes, pero existen otras ecuaciones de estado que se han propuesto y cuya forma matemática es de gran interés, ya que representan los diversos intentos para conformar los datos experimentales en una ecuación con la ayuda del mínimo posible de constantes.

A pesar de las complicaciones que representa el uso de ecuaciones de estado con varias constantes, su uso es muy importante porque permite determinar en forma concisa una gran cantidad de datos experimentales, hacen posible la interpolación exacta de los datos experimentales y constituye un punto de partida para el tratamiento termodinámico de las propiedades de las mezclas.

Dentro de las ecuaciones de estado (PVT) a considerar se tienen; Redlich – Kwong, Soave Redlich – Kwong (SRK) y Peng Robinson; con las cuales se calcularán las diferentes propiedades del gas [3].

2.13 Transporte de calor en tuberías

La transferencia de calor es el área de ingeniería que trata los mecanismos encargados de la transferencia de energía de un lugar a otro, cuando existe una diferencia de temperaturas. La ciencia de la transferencia de calor permite determinar la razón, con respecto al tiempo, de energía transferida provocada por un desequilibrio de temperaturas. Esta ciencia abarca una amplia gama de fenómenos físicos y de sistemas de ingeniería que es preciso comprender [10].

Existen diferentes modos de transferencia de calor las cuales se mencionan a continuación:

1.-Conducción. Se considera como la transferencia de energía de las partículas más energéticas a las menos energéticas de un medio que puede ser un sólido o un fluido, debido a las interacciones entre las mismas. Es posible cuantificar los procesos de transferencia de calor en términos de ecuaciones o modelos apropiados. Para el caso de la conducción se utiliza la ecuación conocida como Ley de Fourier.

2.-Convección. Este modo de transferencia de calor se compone de dos mecanismos. Además de la transferencia de energía debida al movimiento molecular aleatorio (difusión), la energía también se transfiere mediante el movimiento global, o macroscópico del fluido. El movimiento del fluido se asocia con el hecho de que, en cualquier instante, grandes números de moléculas se mueven de forma colectiva o como agregados. Tal movimiento en presencia de un gradiente de temperatura, contribuye a la transferencia de calor. Como las moléculas en el agregado mantienen su movimiento aleatorio, la transferencia total de calor se debe entonces a una superposición de transporte de energía por el movimiento aleatorio de las moléculas y por el movimiento global de fluido.

3.-Radiación. La radiación térmica es la energía emitida por la materia que se encuentra a una temperatura finita. Sin importar la forma de la materia, la radiación se puede atribuir a cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas constitutivas. La energía del campo de radiación es transportada por ondas electromagnéticas y no requiere la presencia de un medio material. De hecho, la transferencia de radiación ocurre de manera más eficiente en el vacío [11].

Para la determinación de la distribución de temperaturas de un fluido o una mezcla multifásica, se debe partir de la aplicación del principio de conservación de la energía o primera ley de la termodinámica a un elemento diferencial volumétrico de fluido. Al realizar esto se deduce una ecuación diferencial que al ser integrada se obtiene dicho perfil de temperaturas. Si la o las ecuaciones diferenciales deducidas son relativamente sencillas, dicha integración puede realizarse de manera analítica. Sin embargo, en algunos casos la integración de la o las ecuaciones diferenciales que definen el comportamiento térmico del fluido no puede realizarse en forma analítica, entonces, debe procederse a través de metodologías numéricas [12].

2.14 Simulación hidráulica

La simulación de proceso es el acto de representar ciertos aspectos del mundo real por números o símbolos que puedan ser fácilmente manipulados para facilitar su estudio. Los pasos importantes de la simulación de proceso son por lo tanto, la descripción de la parte del “mundo real” que se necesita simular, la representación de esta parte desde el punto de vista de un modelo (matemático o simbólico), y finalmente, la solución del modelo matemático para obtener números o símbolos. Con respecto a la ingeniería química, un proceso químico es el mundo real descrito por un diagrama de flujo de proceso. Típicamente, la simulación de proceso es utilizada para resolver problemas relacionados con el diseño de procesos, análisis de procesos, control de procesos y mucho más [13].

El simulador comercial *Pipephase* es un programa de simulación de flujo de fluidos desarrollado por la empresa “Simulation Sciences, Inc” (SimSci). Este simulador constituye una poderosa herramienta de simulación de flujo multifásico en estado estacionario, que permita calcular caídas de presiones, velocidades generadas por un fluido en una tubería, levantamiento de líquidos en pozos y en líneas de flujo, entre otros. A través del cálculo de estos parámetros se puede predecir el comportamiento de un determinado fluido en una línea de flujo.

2.15 Pasos a seguir para un proyecto de factibilidad

La investigación de factibilidad en un proyecto consiste en descubrir cuales son los objetivos de la organización, luego determinar si el proyecto es útil para que la empresa logre sus objetivos. La búsqueda de estos objetivos debe contemplar los recursos disponibles o aquellos que la empresa puede proporcionar, nunca deben definirse con recursos que la empresa no es capaz de dar.

2.15.1 Objetivos que determinan la posibilidad de factibilidad de un proyecto

- Reducción de errores y mayor precisión en los procesos.
- Reducción de costos mediante la optimización o eliminación de recursos no necesarios.
- Integración de todas las áreas y subsistemas de la empresa.
- Actualización y mejoramiento de los servicios a clientes o usuarios.
- Aceleración en la recopilación de datos.
- Reducción en el tiempo de procesamiento y ejecución de tareas.

2.9.1 Objetivo de un estudio de factibilidad

- 1.- Auxiliar a una organización a lograr sus objetivos.
- 2.- Cubrir las metas con los recursos actuales en las siguientes áreas:
 - a). *Factibilidad técnica.*
 - Mejora del sistema actual.
 - Disponibilidad de tecnología que satisfaga las necesidades.
 - b).- *Factibilidad económica.*
 - Tiempo del analista.
 - Costo de estudio.
 - Costo del tiempo del personal.
 - Costo del desarrollo / adquisición.
 - c).- *Factibilidad operativa.*
 - Operación garantizada.
 - Uso garantizado [13].

CAPITULO III

DESARROLLO DEL TRABAJO

3.1 Recolección de información

La etapa de la recopilación de los datos para la realización de las simulaciones, comprende la siguiente información de interés:

3.1.1 Datos de campo: presión, temperatura, composición y flujo

El flujo de cada estación de producción es recopilado de los reportes de producción de gas y en los registros de manejo de gas Punta de Mata (*anexo 1*). Las variables presión y temperatura se toman de los registros en campo en las estaciones de flujo y en la red de recolección y distribución de gas, como se muestra en el *anexo 2*.

La composición del gas se muestra en la tabla 3.1 según análisis cromatográficos en las estaciones de flujo y plantas compresoras. Se considera que esta información es una muestra representativa del período en estudio correspondiente a los meses de Enero a Marzo del año 2009, según histórico de cromatografías (*anexo 3*).

En la tabla 3.1 se resumen las variables a objeto de estudio para las diferentes fuentes de gas de la red de 8.274 kPa (1.200 psig) de Punta de Mata:

3.1.2 Datos de infraestructura

Gasoductos de recolección y transmisión en el nivel de 8.274 kPa (1.200 psig)

Con los perfiles topográficos (*anexo 4*) de los corredores de los gasoductos de recolección, transferencia y transmisión de gas a 8.274 kPa (1.200 psig), se construirá la red de la simulación hidráulica (tabla 3.2).

Estos gasoductos van desde la descarga de las estaciones de flujo y de plantas compresoras hacia el complejo operativo Muscar, de aquí se envía el gas hacia los clientes directos: yacimientos Carito y Pirital para los proyectos de recuperación secundaria PIGAP I y PIGAP II, hacia las planta de procesamiento de gas (Santa Bárbara Extracción y Acroven Santa Bárbara) y el gas dirigido hacia Anaco para suplir la demanda del mercado interno nacional, como se muestra en la figura 3.1.

Tabla 3.1 Fuentes de gas a las descargas de las estaciones de flujo y plantas compresoras de la red de 8.274 kPa (1.200 psig)

Composición	Estaciones de flujo					Transferencia	Plantas compresoras		
	Musipán	Carito	COAe	COTe	SBe	Matutín	Muscar	COAp	COTp
H2S	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nitrógeno	0,18	0,01	0,09	0,12	0,04	0,16	0,18	0,13	0,03
metano	80,52	78,00	81,39	82,68	82,94	79,82	75,82	75,69	81,94
Dioxido de carbono	5,59	7,13	6,20	6,25	6,17	6,77	5,63	6,31	6,51
Etano	7,83	8,62	6,93	6,28	6,21	8,79	10,06	9,18	6,53
Propano	3,31	3,71	2,89	2,45	2,45	4,16	4,83	4,90	4,57
I-Butano	0,63	0,75	0,59	0,51	0,54	0,75	0,85	0,96	0,96
N-Butano	0,94	0,92	0,82	0,66	0,70	1,28	1,46	1,49	1,43
I-Pentano	0,31	0,28	0,29	0,25	0,27	0,39	0,41	0,43	0,45
N-Pentano	0,27	0,20	0,24	0,19	0,21	0,34	0,35	0,34	0,31
Hexanos	0,23	0,16	0,22	0,21	0,20	0,23	0,29	0,44	0,43
Heptanos	0,16	0,12	0,17	0,17	0,15	0,15	0,08	0,08	0,19
Octanos	0,01	0,07	0,11	0,14	0,09	0,08	0,02	0,05	0,13
Nonanos	0,02	0,03	0,04	0,07	0,03	0,06	0,01	0,00	0,06
Decanos	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,04	0,00	0,00	0,02
Undecanos	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
GPM	1,81	1,90	1,69	1,49	1,46	2,31	2,51	2,65	2,66
Poder Calo(BTU/pc)	1.132	1.128	1.115	1.098	1.095	1.193	1.191	1.189	1.211
Gravedad especifica	0,73	0,75	0,72	0,71	0,71	0,74	0,76	0,77	0,79
Peso Molecular	21	22	21	21	21	21	22	22	23
Presión (Kpa)	8.205	8.274	8.336	8.687	8.687	8.687	8.274	8.550	8.618
Temperatura (R)	616	634	610	588	615	545	592	584	616
Flujo (MMPCED)	76,00	378,00	524,00	775,04	479,00	391,00	136,00	424,00	143,00

Donde:

Musipán: estación de flujo Musipán

Carito: estación de flujo Carito

COAe: centro operativo Amana, estación de flujo

COTe: centro operativo Tejero, estación de flujo

SBe: estación de flujo Santa Bárbara

Transferencia Maturín: gas producido en Furril que se transfiere a Punta de Mata

Muscar: descarga planta compresora Muscar

COAp: centro operativo Amana, planta compresora

COTp: centro operativo Tejero, planta compresora

Tabla 3.2 Especificaciones de diseño de los gasoductos de la red de 8.274 kPa (1.200 psig), (Área de Punta de Mata).

Gasoductos	Longitud (Km)	Diámetro Nominal (Pulg)	Espesor (Pulg)	Temperatura Máx (K)	Presión de operación (psig)	Máx. Presión de diseño (psig)
<i>Musipán</i>	3.376	16	0.656	200	1.350	2.025
<i>Carito-Muscar</i>	1.220	20	0.812	200	1.350	2.025
<i>COAp-Muscar</i>	20.250	26	0.312	200	1.350	2.025
<i>COTe-Muscar</i>	20.240	36	0.500	200	1.350	2.025
<i>SBe-Muscar</i>	25.573	36	0.500	200	1.350	2.025
<i>Muscar-Sbex (G-36)</i>	16	36	0.500	200	1.350	2.025
<i>Muscar-Accro III (G-26)</i>	16	26	0.312	200	1.350	2.025
<i>Retorno SBex-Muscar</i>	16	36	0.500	200	1.350	2.025
<i>Lazo 26</i>	108	26	0.312	200	1.350	2.025
<i>Jusepin-Muscar</i>	14.3	26	0.312	200	1.350	2.025

3.2 Identificación de limitaciones del sistema de alimentación de gas a PIGAP II, en base a una presión de succión de 8.274 kpa (1.200 psi)

3.2.1 Simulación hidráulica

Se construyó una red de gasoductos utilizando la herramienta de simulación Pipephase versión 9.1. La información suministrada al simulador corresponde a toda la descrita anteriormente, en cuanto a composición del fluido, perfiles topográficos de los gasoductos, condiciones de presión, temperatura y flujo a la descarga de las estaciones de flujo.

Los datos de infraestructura en cuanto a dimensiones de las tuberías y accesorios fueron tomados de los diagramas isométricos de manejo de gas y de los

diagramas de tubería e instrumentación de las estaciones de flujo y plantas compresoras.

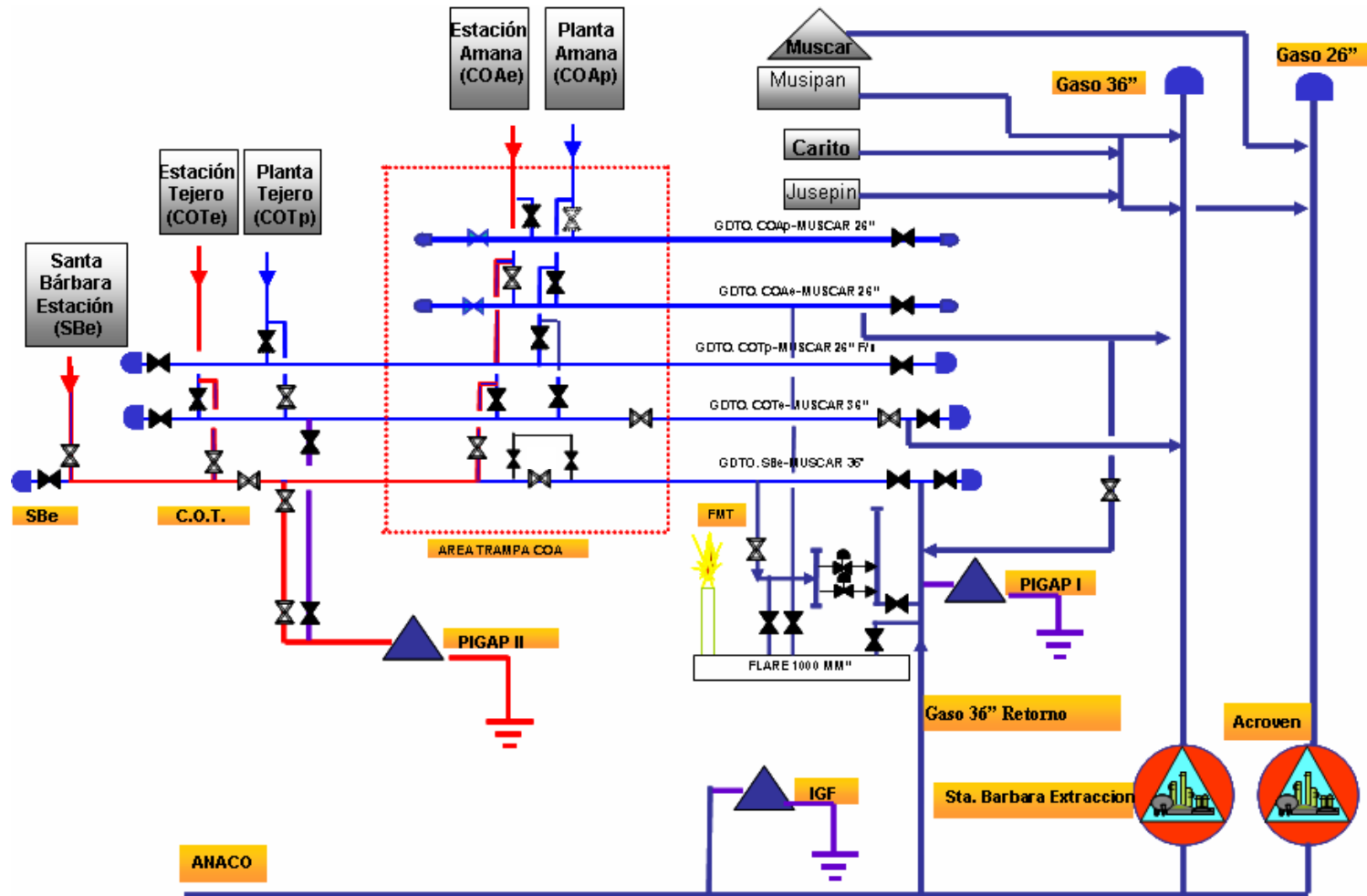


Figura 3.1. Red de gasoductos a 8.274 kPa (1.200 psig) del Distrito Norte

Adicionalmente, se consideró la segregación del gas actual en el Norte de Monagas para suplir a los clientes, como se muestra a continuación:

Tabla 3.3 Segregaciones de las fuentes de gas hacia los clientes

		Pigap I	Pigap II	Santa Barbara	ACCRO III
Fuentes	Volumen (MMPCED)				
Muscar	136			133	
Musipan	76				76
COAp	424			412	
COTp	143			141	
Carito	378			114	
Maturin	391	67			324
COTe	775		775		
SBe	479		479		
COAe	524	396	116		0
Retorno	706,2	537			
Total		1000	1370	800	400
A inyección Furrial		169			
Hacia Anaco	gas rico	260	gas seco	366	

La metodología seguida para el desarrollo de la simulación, fue estructurada de la siguiente manera; primeramente se recopilaron los datos de campo referentes a flujo y presión de descarga de las estaciones de flujo, cromatografías extendidas del gas en las fuentes, así como la definición de los detalles de infraestructura del sistema de manejo de gas, información necesaria para representar la red mostrada en la figura 3.1.

La premisa establecida para el desarrollo de la simulación fue alcanzar la presión de succión en la planta PIGAP II en 8.274 kPa. Al realizar la simulación de la red de gasoductos, el primer objetivo es validar los resultados con las condiciones reales de campo, estableciendo un máximo de error relativo de 10% para el valor estimado por simulación y el dato real, por encima de esta referencia se superarían los

set de presión de los depuradores de gas de las estaciones de flujo, es decir, que los resultados pueden ser superiores al real hasta este porcentaje, siempre considerando que existen desviaciones en las mediciones de campo, por descalibración de instrumentos utilizados para tal fin.

Si en el cotejo de los resultados de la simulación y la condición real, el porcentaje de error relativo es menor a lo establecido, se consideran validos los resultados de presión y flujo obtenidos en la simulación. De lo contrario se realizan otras sensibilidades en el sistema de gas, se revisan las condiciones de la simulación nuevamente hasta obtener el error relativo establecido. Este ciclo se ilustra en la figura 3.2.

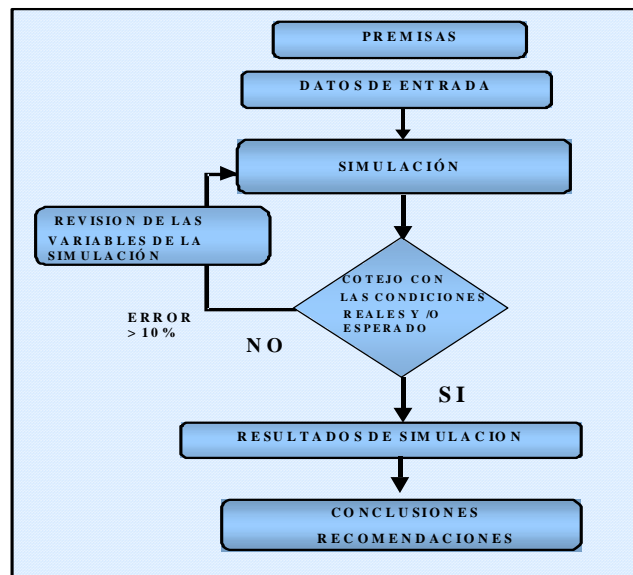


Figura 3.2. Procedimiento para elaboración de las simulaciones

La configuración de la red de gasoductos a 8.274 kPa (1.200 psig) en el simulador Pipephase es como se muestra en la figura 3.5.

Las simulaciones fueron desarrolladas bajo las siguientes premisas;

1. La ecuación de estado utilizada fue Peng - Robinson
2. El método matemático para cálculo de caída de presión seleccionado fue el de Beggs – Brill & Moody.
3. El error relativo permitido entre el valor simulado y el real fue establecido en un valor no mayor a 10%,
4. Modo definido fue network/composicional.
5. Modelo no isotérmico, temperatura ambiente: 90 °C.
6. Las tuberías enterradas a una profundidad de 1,80 m.

3.2.2 Escenarios de la simulación

Para el desarrollo de las simulaciones se plantearon los siguientes escenarios;

- **Escenario 1.** El primer caso de estudio fue evaluar hidráulicamente la red actual de gasoductos de 8.274 kPa (1.200 psi) para identificar limitaciones del sistema referente a la succión de PIGAP II.
- **Escenario 2.** El segundo escenario objeto de estudio fue la evaluación hidráulica de la red de gasoductos fijando como premisa la presión de succión óptima de PIGAP II en 8.274 kPa (1.200 psi), para lo cual se plantearon las siguientes opciones a fin de lograr esta presión:
 - a. **Opción 1.** Instalación de un arreglo mecánico (tren de regulación) asociado a la fuente COAe, interconectado al gasoducto de 0,91 m (36 pulgadas) SBe-Muscar, de donde succiona PIGAP II. Esta propuesta se muestra en la siguiente figura 3.3 con líneas punteadas.

En esta propuesta se intenta distribuir el volumen de gas proveniente de la estación Amana hacia PIGAP II y Muscar; por medio de un tren de regulación de presión, que permitirá controlar con válvulas de control de presión lo requerido en la succión de esta planta. El control de la válvula reguladora se fijó en 8.274 kPa aguas arriba a fin de cumplir con la premisa establecida en PIGAP II.

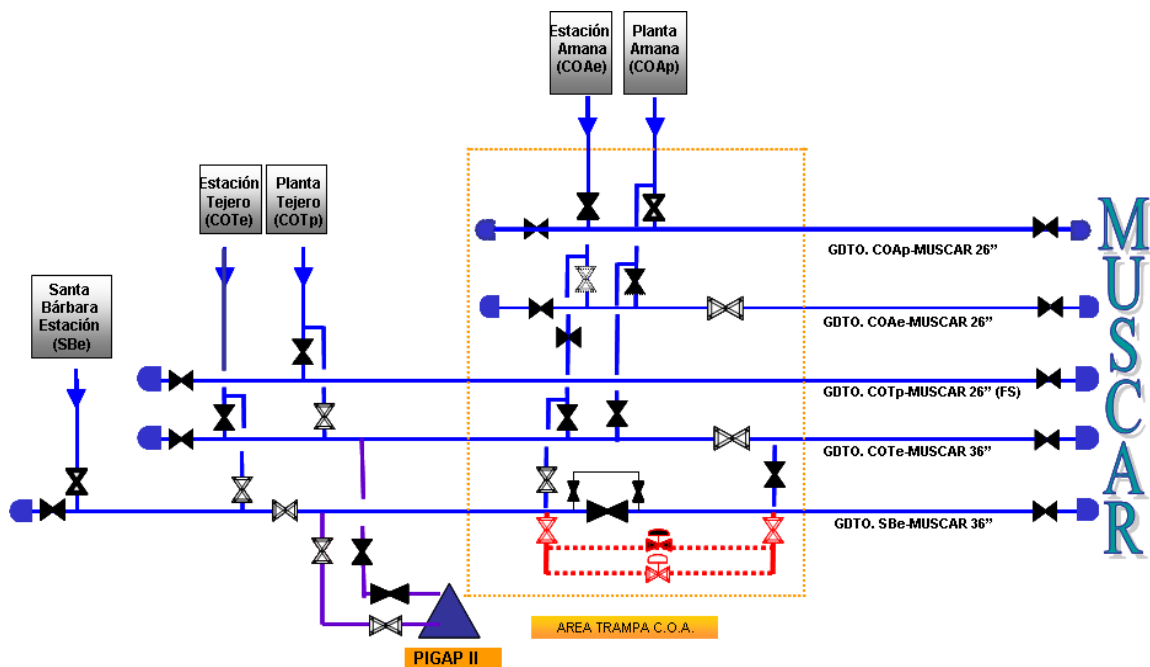


Figura 3.3. Arreglo propuesto para instalación de tren de regulación

b. Opción 2. Instalación de un compresor asociado a la fuente de COAe y al gasoducto de retorno (gas residual) proveniente de Santa Bárbara Extracción, interconectado con el gasoducto de 0,91 m (36 pulgadas) SBe-Muscar, de donde succiona PIGAP II, indicado con líneas punteadas de color rojo en la figura 3.4.

En la propuesta ilustrada en la figura 3.4, el gas proveniente de la estación Amana se considera fluyendo hacia Muscar por el gasoducto COAe-Muscar. Desde

Muscar el gas de Amana, requerido para completar la dieta de alimentación de FIGAP II, se direccionará a la succión de un compresor, con el cual se elevará la presión a las condiciones requeridas en esta planta.

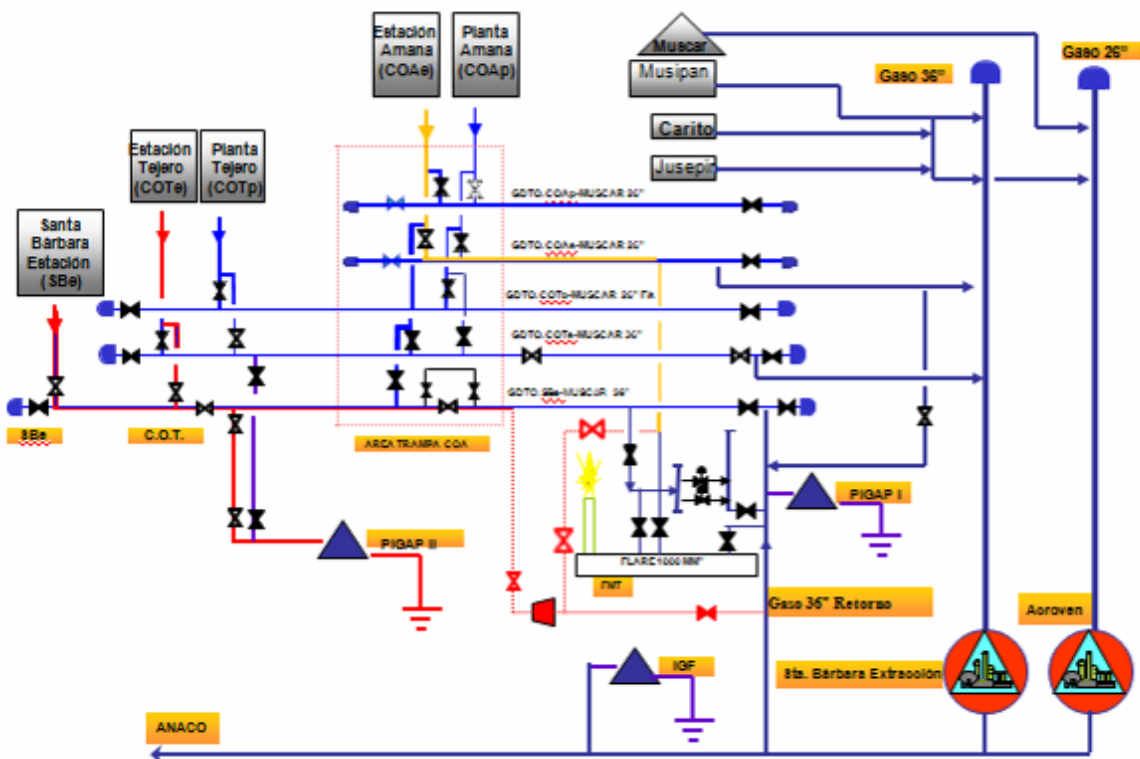


Figura 3.4. Propuesta de compresión en el área de Muscar

Adicionalmente, en este último caso de estudio, se planteó un cambio en la segregación del gas, por lo que, se tendría:

- Segregación actual. Mezcla de gases de las estaciones Santa Bárbara (SBe), Tejero (COTe) y Amana (COAe)
- Segregación opcional. Mezcla de gases de las estaciones Santa Bárbara (SBe), Tejero (COTe) y gas de retorno de la planta de extracción de líquidos Santa Bárbara.

Esta nueva segregación se estableció para proporcionar valor agregado a la opción de colocar compresión asociada a estas corrientes de gas. La finalidad es poder suplir a PIGAP II con el flujo de gas residual desde Santa Bárbara, en caso de algún evento que pueda afectar la segregación, como puede ser, mantenimientos no programados en la estación Amana (COAe) en caso de eventos mayores, entre otros.

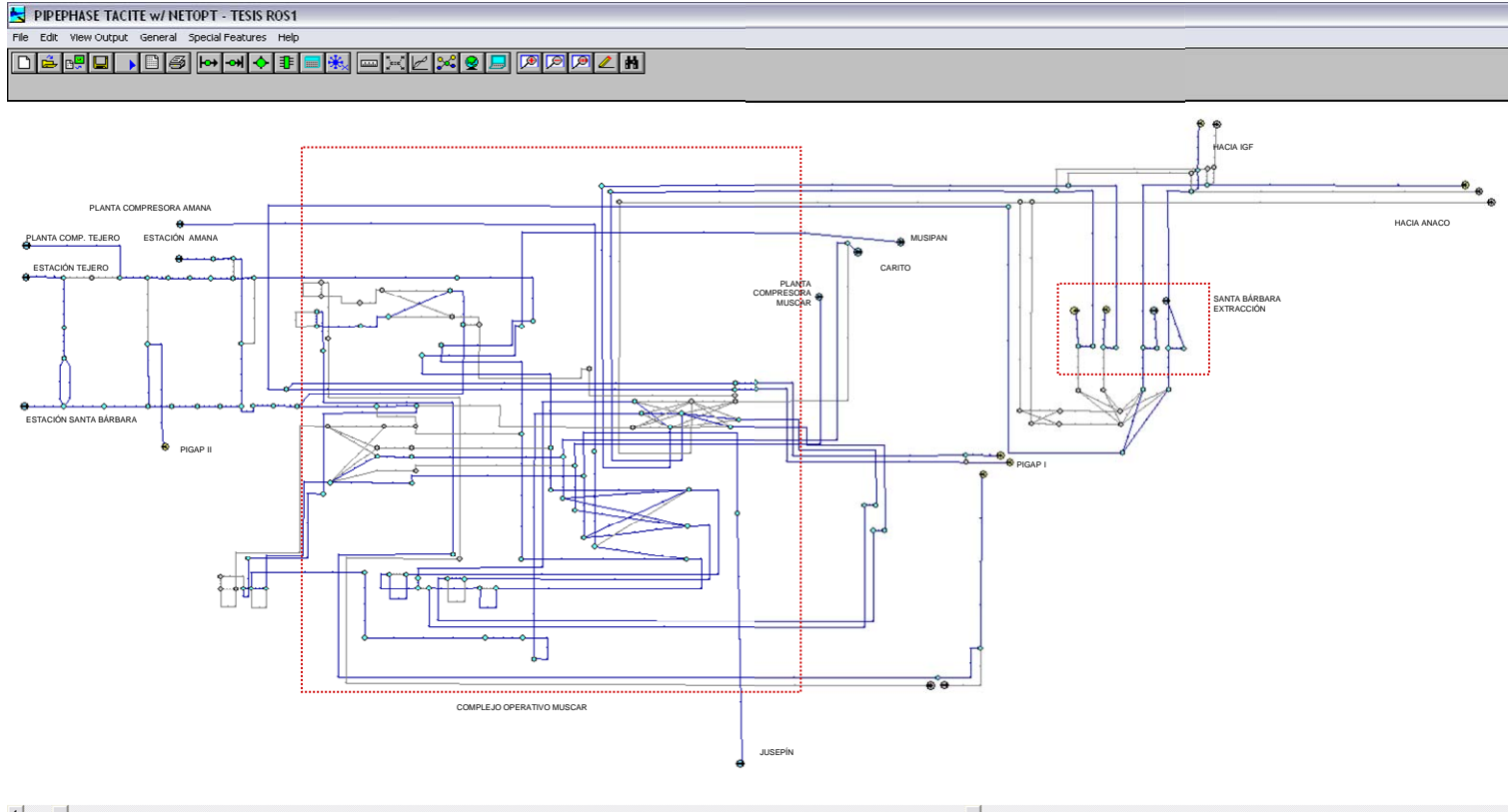


Figura 3.5. Red de 8.274 kPa (1200 psig) configurada en el simulador Pipephase

3.2.3 Resultados de las simulaciones

3.2.3.1 Simulación escenario 1

Para el desarrollo de esta simulación se consideró la mezcla de gases hacia PIGAP II según la tabla 3.3. El manejo contempla que una porción del gasoducto COAe fluye hacia Muscar por el gasoducto COAe-Muscar de 26 pulgadas y otra porción hacia PIGAP II por el gasoducto SBe-Muscar.

Los datos operacionales se tomaron de la tabla 3.1, y la simulación incluye todo el gasoducto, múltiples y facilidades para interconexiones mostradas en el esquema de manejo de gas mostrado en la figura 3.1. El desarrollo de la simulación se estableció según el esquema mostrado en la figura 3.2.

En la tabla 3.4 se comparan los resultados obtenidos de la simulación con los datos de campo, calculándose el porcentaje de error relativo con la finalidad de verificar que la relación entre estos valores se encuentra por debajo de 10% y con ello garantizar que no se incumple con los límites establecidos en las estaciones de flujo.

La presión máxima de operación en los depuradores de gas en las estaciones de flujo Santa Bárbara y Tejero es de 9.032 kPa y en Amana es de 9.308 kPa, por lo tanto, los resultados esperados en la simulación estarían en el rango de 8.274 kPa hasta un 10% por encima. Con este margen, se podría operar la planta con una presión mayor a 8.274 kPa mejorando satisfactoriamente la presión y volumen de inyección.

Cabe resaltar que el valor referencial de campo (condición real) mostrado en la tabla 3.4, lleva implícito cierta incertidumbre por la descalibración de los equipos de

instrumentación. En la misma tabla se indica el error relativo en cuanto a la presión con el subíndice **p** y para el flujo con el subíndice **q**.

Tabla 3.4 Resultados de la red de gasoductos en el nivel de 8.274 kPa (1.200 psig) a condiciones actuales de operación

Composición	Condición Real		Resultados Simulación			
	Presión (kPa)	Flujo (MMPCED)	Presión (kPa)	Flujo (MMPCED)	% error relativo p	% error relativo q
<i>Musipán</i>	8.204	76	8.246	76	-0,51	0,00
<i>Carito</i>	8.618	378	8.949	377	-3,84	0,26
<i>COAe</i>	8.236	524	8.163	522	0,88	0,38
<i>COTe</i>	8.687	775	8.384	733	3,50	5,42
<i>Sbe</i>	8.687	479	8.418	475	3,10	0,84
<i>Maturín</i>	8.687	391	8.549	390	1,59	0,26
<i>COM</i>	8.274	136	8.204	135	0,84	0,74
<i>COAp</i>	8.595	424	8.742	422	-1,72	0,47
<i>COTp</i>	8.618	143	8.742	142	-1,44	0,70
<i>PIGAP I</i>	7.853	1.000	7.777	1.000	0,97	0,00
<i>PIGAP II</i>	8.081	1.298	8.149	1.314	-0,85	-1,23
<i>SBExt</i>	8.101	800	8.053	798	0,60	0,25
<i>Accroven III</i>	8.101	400	8.053	399	0,60	0,25
<i>Anaco gas seco</i>	8.067	390	7.977	387	1,12	0,77
<i>Anaco gas rico</i>	8.205	378	8.204	377	0,01	0,26

El error relativo, con respecto a los valores medidos en campo, se determinó de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Er(\%) = \left(\frac{X_r - X_s}{X_r} \right) \cdot 100 \quad (3.1)$$

donde:

Er: error relativo (%).

Xr: valor real (flujo de gas y presión, tomado de los reportes diarios).

Xs: valor simulado (flujo de gas y presión tomado de los resultados arrojados por el simulador).

Por ejemplo para la fuente Amana (COAe), al evaluar la variable presión, aplicando la ecuación 3.1 resulta que:

$$Er(\%) = \left(\frac{8.236 - 8.163}{8.236} \right) \cdot 100 = 0,88\%$$

3.2.3.2 Simulación escenario 2

El segundo escenario objeto de estudio fue la evaluación hidráulica de la red de gasoductos fijando como premisa la presión de succión óptima de PIGAP II en 8.274 kPa (1.200 psig), para lo cual se cumplió el siguiente esquema. Los datos de entrada corresponden a los datos de presión, volumen y composición del gas, ya utilizados en el escenario 1. Para el desarrollo de las simulaciones, en la red ya validada en el escenario 1, por lo que en la misma red de gasoductos se introdujeron por separado los cambios en infraestructura (propuestas) y se realizaron las corridas, identificándose como escenario 2 – opción 1 para la instalación de un tren de regulación en Amana y escenario 2-opción 2 la instalación de compresión en Muscar.

Los resultados fueron comparados con la condición real y con el valor esperado en PIGAP II de 8.274 kPa, a fin de verificar el ganancial en cuanto a los escenarios planteados. De cumplir con las condiciones preestablecidas los resultados se consideran validos, de lo contrario se procede a variar las condiciones de presión en los puntos de regulación (tren de regulación) y la presión de descarga en el caso del compresor, para continuar con las sensibilidades hasta alcanzar la presión de succión establecida, esto se describe gráficamente en la figura 3.6.

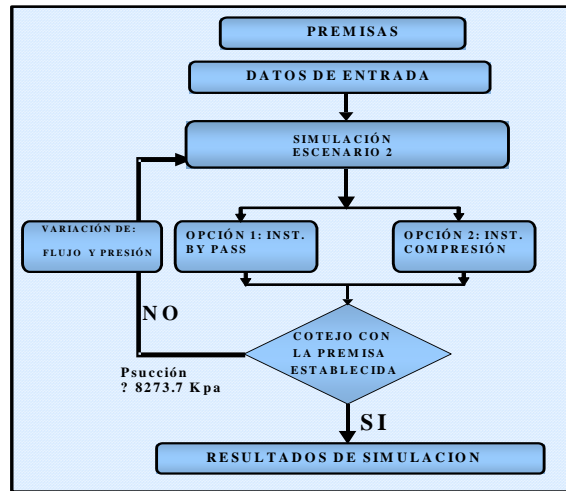


Figura 3.6. Procedimiento para desarrollar la simulación bajo el escenario 2

- a. **Opción 1.** Fue planteada la posibilidad de instalar un arreglo de tuberías con regulación de presión. Este arreglo se asoció al gasoducto de descarga de Amana (COAe) al gasoducto SBe- Muscar, 36 pulgadas, como se muestra en la figura 3.3. Los resultados de la opción 1, se muestran en tabla 3.5

Tabla 3.5. Resultados de la simulación escenario 2-opción1.

Composición	Condición Real		Resultados Simulación			
	Presión (kPa)	Flujo (MMPCED)	Presión (kPa)	Flujo (MMPCED)	% error relativo p	% error relativo q
<i>Musipán</i>	8.204	76	8.246	76	-0,51	0,00
<i>Carito</i>	8.618	378	8.273	377	4,00	0,26
<i>COAe</i>	8.236	524	8.322	522	-1,04	0,38
<i>COTe</i>	8.687	775	8.418	733	3,10	5,42
<i>Sbe</i>	8.687	479	8.432	438	2,94	8,56
<i>Maturín</i>	8.687	391	8.549	390	1,59	0,26
<i>COM</i>	8.274	136	8.204	135	0,84	0,74
<i>COAp</i>	8.595	424	8.749	422	-1,80	0,47
<i>COTp</i>	8.618	143	8.749	142	-1,52	0,70
<i>PIGAP I</i>	7.853	1.000	7.777	1.000	0,97	0,00
<i>PIGAP II</i>	8.081	1.298	8.273	1.373	-2,39	-5,78
<i>SBExt</i>	8.101	800	8.053	738	0,60	7,75
<i>Accroven III</i>	8.101	400	8.053	399	0,60	0,25
<i>Anaco gas seco</i>	8.067	390	7.977	397	1,12	-1,79
<i>Anaco gas rico</i>	8.205	378	7.425	398	9,50	-5,29

Los resultados para esta propuesta, fueron validados con los datos de campo (condición real) y se consideran validos porque se alcanza la premisa en PIGAP II, el resto de las fuentes y salidas del sistema de gas muestran presiones normales con porcentajes de errores menores a 4%, condición que de requerirse en la realidad es viable implantar porque no representa una afectación a los procesos.

b. **Opción 2.** En esta propuesta se planteó la posibilidad de instalar un compresor asociado a los gasoductos Amana (COAe) y con la flexibilidad operacional de interconectar al gasoducto de gas residual de Santa Bárbara, según esquema bosquejado en la figura 3.4. Los resultados de la opción 2, se muestran en tabla 3.6 y 3.7.

Tabla 3.6. Resultados de la simulación escenario 2-opción 2.

Composición	Condición Real		Resultados Simulación			
	Presión (kPa)	Flujo (MMPCED)	Presión (kPa)	Flujo (MMPCED)	% error relativo p	% error relativo q
<i>Musipán</i>	8.204	76	8.246	76	-0,51	0,00
<i>Carito</i>	8.618	378	8.273	377	4,00	0,26
<i>COAe</i>	8.236	524	8.363	522	-1,54	0,38
<i>COTe</i>	8.687	775	8.701	733	-0,15	5,42
<i>Sbe</i>	8.687	479	8.715	475	-0,31	0,84
<i>Maturín</i>	8.687	391	8.549	390	1,59	0,26
<i>COM</i>	8.274	136	8.204	135	0,84	0,74
<i>COAp</i>	8.595	424	8.749	422	-1,80	0,47
<i>COTp</i>	8.618	143	8.749	142	-1,52	0,70
<i>PIGAP I</i>	7.853	1.000	7.798	1.000	0,71	0,00
<i>PIGAP II</i>	8.081	1.298	8.522	1.373	-5,46	-5,78
<i>SBExt</i>	8.101	800	8.053	798	0,60	0,25
<i>Accroven III</i>	8.101	400	8.053	399	0,60	0,25
<i>Anaco gas seco</i>	8.067	390	7.977	385	1,12	1,28
<i>Anaco gas rico</i>	8.205	378	8.204	377	0,01	0,26

En este caso las características del compresor se muestran en la tabla 3.7.

Tabla 3.7. Características del compresor

Nombre	Flujo de entrada	Presión de succión	Presión descarga	Temperatura salida	Eficiencia	Potencia
	MM pie ³ /día	psig	psig	F		
C001	196	1.118	1.250	160	1	991

Para ambos escenarios, tanto el 1 como el 2, los resultados de la simulación, específicamente en el gasoducto SBe-Muscar, 0,91m (36 pulgadas), desde que se unen las 3 fuentes hasta la succión de la planta, fueron cotejados con las premisas de la Norma PDVSA 9616-1-024 (*anexo 5*), para diseño de tuberías de proceso en flujo continuo, en relación a las caídas de presión y velocidad máxima erosiva permitidas. Para esto se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\Delta P \text{ (psi)}}{100 \text{ pie}} \leq 2 \quad 3.2$$

$$velocidad\ erosiva\ permitida = \frac{100}{\sqrt{\rho_m}} \quad 3.3$$

donde:

ρ_m corresponde a la densidad de la mezcla de gas y líquido en Lb/pie³.

Por lo tanto, para el tramo de tubería correspondiente a la succión de PIGAP II los resultados obtenidos en el simulador son los que se muestran en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Resultados del simulador en el caso 3, línea de succión a PIGAP II

Nombre de la línea	Longitud	Presión salida	Temperatura salida	Masa total	Densidad mezcla	Velocidad
	m	psi g	F	l b/h	l b/pl e ³	pl e/s
L332	20,00	1.238,51	132,22	3.250.000,	4,68	27,04
L334	50,00	1.235,74	131,89	3.250.000,		

Según ecuación 3.2

$$\frac{2,77\ psi}{229,7\ pie} \times 100 = 1,20 \frac{\psi}{100\ pie}$$

Utilizando la ecuación 3.3 se calculó la velocidad de referencia, que por recomendación de la norma PDVSA 9616-1-024, correspondería a una velocidad por encima de la cual ocurriría una erosión excesiva, con el peligro de que la tubería falle en las tes, codos, entre otros. Utilizando la ecuación 3.3 se calculó la velocidad erosiva de referencia, considerando la recomendación de la Norma en cuanto a diseñar con velocidades entre el 50 y 60% de la velocidad erosiva, como se muestra:

$$velocidad\ erosiva\ permitida = \frac{100}{\sqrt{4,68}} \times 0,6 = 27,73\ \psi/s$$

El resumen para los escenarios se muestra en la siguiente tabla 3.9.

Tabla 3.9. Caída de presión y velocidad máxima permitida en el gasoducto succión Pigap II

Escenario	Descripción	Caída de presión (psi/100 pie)	Velocidad (pie/s)	Velocidad erosiva (pie/s)
1	Situación actual	0,6396	27,42	27,61
2	Opción 1	1,16	26,78	27,32
	Opción 2	1,20	27,04	27,73

3.3 Validación de las estrategias formuladas con pruebas de campo en los gasoductos asociados a la succión de PIGAP II

Las pruebas de campo fueron ideadas con la finalidad de evaluar, con la infraestructura existente en la red de gasoductos, una estrategia óptima para el manejo de gas en el sistema de 8.274 kPa (1.200 psi) que garantice alcanzar el objetivo planteado de una presión de succión en PIGAP II de por lo menos esta misma presión. Estas pruebas no intentan reproducir las simulaciones realizadas, solo son referenciales para verificar en que punto del sistema de manejo de gas se lograría incrementar la presión de la fuente Amana hacia la succión de la planta.

Las acciones para las pruebas de campos contemplaron;

- Manipulación del porcentaje de apertura de la válvula de 16 pulgadas asociadas al gasoducto SBe-Muscar, 36 pulgadas en Muscar, mostradas en la figura 3.8.
- Operaciones manuales en válvulas asociadas al gasoducto COAe-Muscar, en el área de trampas COA, como se ilustra en la 3.11.
- Registro de presión de succión en la planta PIGAP II, en las figuras 3.8 y 3.11 se indica el punto de medición.

- Registro de presión de descarga en las estaciones SBe, COTe y COAe.
- Para la elaboración de las pruebas, no se realizaron cambios en la segregación de gas hacia PIGAP II (tabla 3.3), debido a que actualmente no existen las facilidades de infraestructura para realizarlas.
- La variación en las condiciones normales de operación fue coordinada en equipo con el personal custodio de las instalaciones.
- La duración de las pruebas estuvo sujeta a las afectaciones en el sistema de gas a nivel de 8.274 kPa.(1.200 psi)

Para el inicio de las pruebas se realizaron cambios en los parámetros operacionales del manejo de gas, específicamente afectando la descarga del gasoducto al sistema de facilidades de manejo y transmisión en Muscar (FMT), para lo cual se realizó lo siguiente:

3.3.1. Prueba 1. Estrangulación en el Gasoducto SBe-Muscar, 36 pulgadas en el área de facilidades de entrada Muscar (FMT).

Con esta prueba se intentó generar la sobrepresión en el gasoducto SBe-Muscar, 36 pulgadas necesaria para lograr alcanzar la presión de PIGAP II en 8.274 kPa (1.200 psi). En la interconexión de este gasoducto a facilidades de manejo y transmisión (FMT), se redujo el porcentaje de apertura de una válvula de 16 pulgadas que permiten esta interconexión, en la figura 3.8 se muestra esta válvula de 16 pulgadas.



Figura 3.7. Gasoducto SBe-Muscar interconectado a FMT

El gasoducto de 36” SBe- Muscar se interconecta con FMT por un arreglo de 2 tuberías de 26 pulgadas, tal como lo ilustra la figura 3.7. En este arreglo existen 2 válvulas de control de 16 pulgadas, ANSI 900, con operación remota, normalmente con un porcentaje de apertura 100 %. La prueba consistió en manipular el porcentaje de apertura de una de las válvulas para presurizar aguas arriba de ésta, en los escenarios mostrados en la tabla 3.10.

Tabla 3.10. Porcentaje de apertura de la válvula del gasoducto SBe-Muscar a FMT

	Porcentaje de apertura de la válvula
Caso 1	50
Caso 2	0

Para esta prueba, la alienación de los gasoductos es como se muestra a continuación:

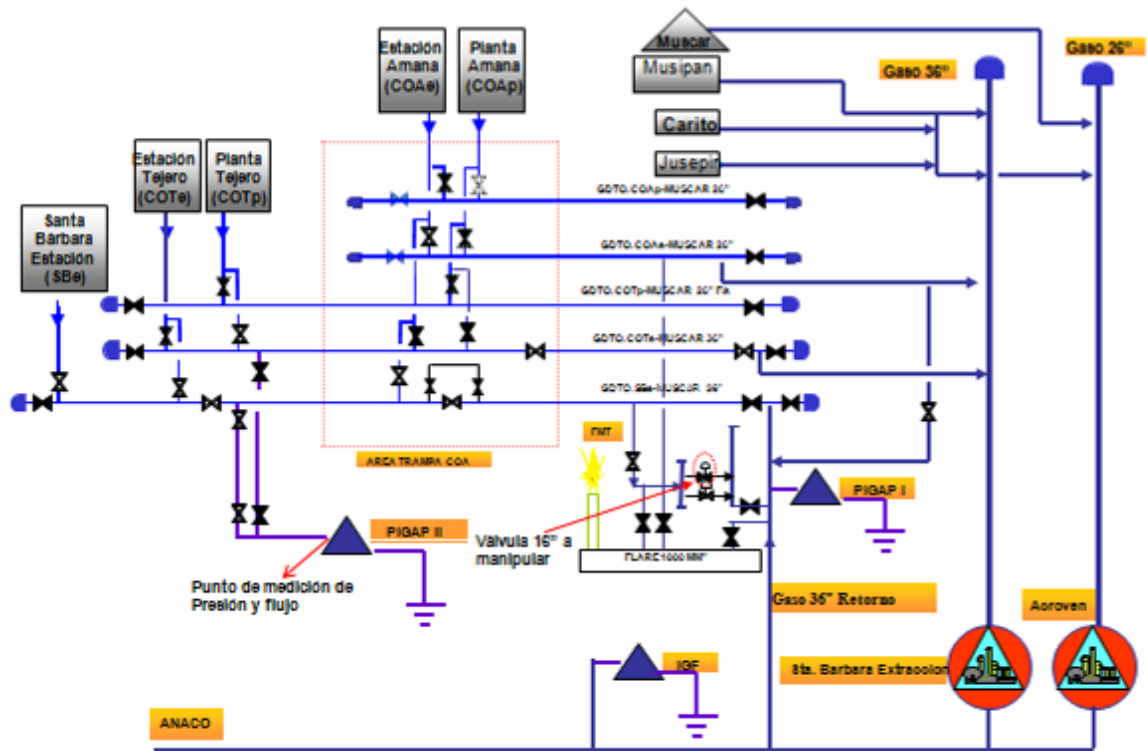


Figura 3.8. Modificaciones al esquema de manejo de gas para la prueba 1.

Como se evidencia en la figura 3.8, la estación de flujo COAe se encontró fluyendo al gasoducto SBe-Muscar y al gasoducto COAe-Muscar, 26 pulgadas. Además, el gasoducto de 36 pulgadas SBe- Muscar está abierto hacia Muscar. Durante la prueba se tomaron los registros de presión, temperatura y flujo en la succión de la planta PIGAP II tal como se ilustra en la figura 3.8.

- Caso 1. Apertura de 50 % de las válvulas de 16 pulgadas en Muscar.

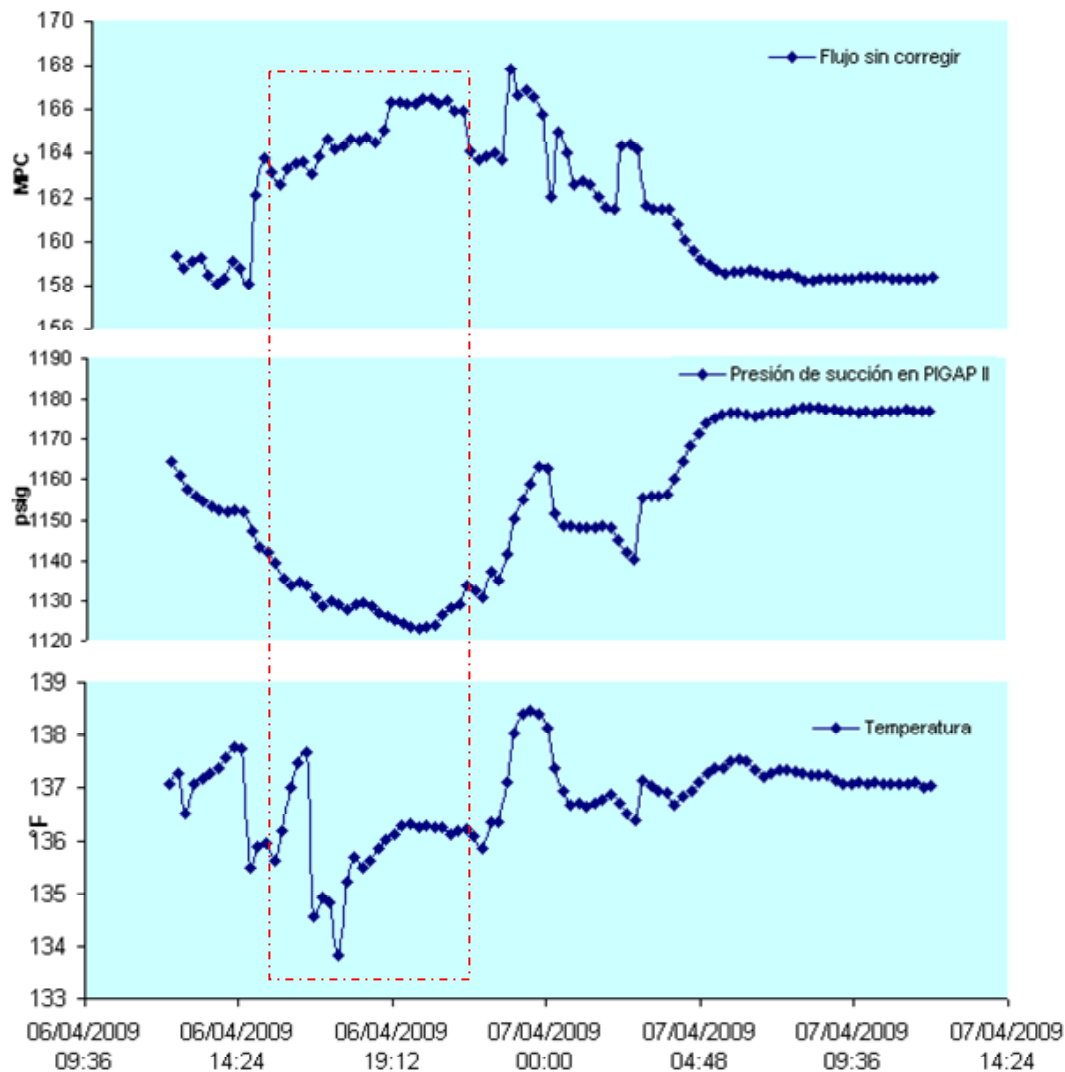


Figura 3.9. Condiciones de operación en la succión de la planta PIGAP II, caso 1.

La información de la prueba fue obtenida de los sistemas de transmisión remota (RTU) colocada en el punto de entrega de gas a la planta, denominado con el TAG RTUC0400 Carrera 1. El flujo reportado es lo registrado por el medidor ultrasónico, valor posteriormente corregido con la cromatografía en línea del gas y promediado a los 96 registros de la RTU.

El período de duración de la prueba fue de 6 horas (recuadro rojo en la figura 3.10) con un tiempo de respuesta en el sistema de 30 min desde que inició la prueba. En este tiempo se alcanzó un promedio de presión de 7.805 kPa (1.132 psig).

Por otro lado, al finalizar la prueba se observó inestabilidad en el sistema al revertir la situación a su condición normal de operación, es decir las dos válvulas de 16 pulgadas abiertas 100%, por lo que se tomaron acciones operacionales para incrementar presión y compensar el impacto en el flujo de inyección. El valor promediado en 6 horas para presión, el flujo de succión y descarga es el que se muestra en la tabla 3.11.

Tabla 3.11. Resultados promedio para el caso 1.

FECHA	Volumen suministrado al punto de entrega (MMPCED)	Presión de succión (psig)	Volumen inyectado (MMCPED)	Presión de descarga (psig)
6 horas	1.222	1.132	1.187	8.377

➤ Caso 2. Apertura de 0% de una de las válvulas de 16 pulgadas en Muscar.

En este caso, (figura 3.10) se observa que se alcanzaron valores superiores a los de la caso 1, en las seis horas se promediaron valores de presión de 8.184 kPa (1.187 psig). En la tabla 3.12 se muestran los resultados de la prueba para el promedio de 6 horas.

Tabla 3.12. Resultados promedio para el caso 2.

FECHA	Volumen suministrado al punto de entrega (MMPCED)	Presión de succión (psig)	Volumen inyectado (MMCPED)	Presión de descarga (psig)
6 horas	1.250	1.187	1.211	8.784

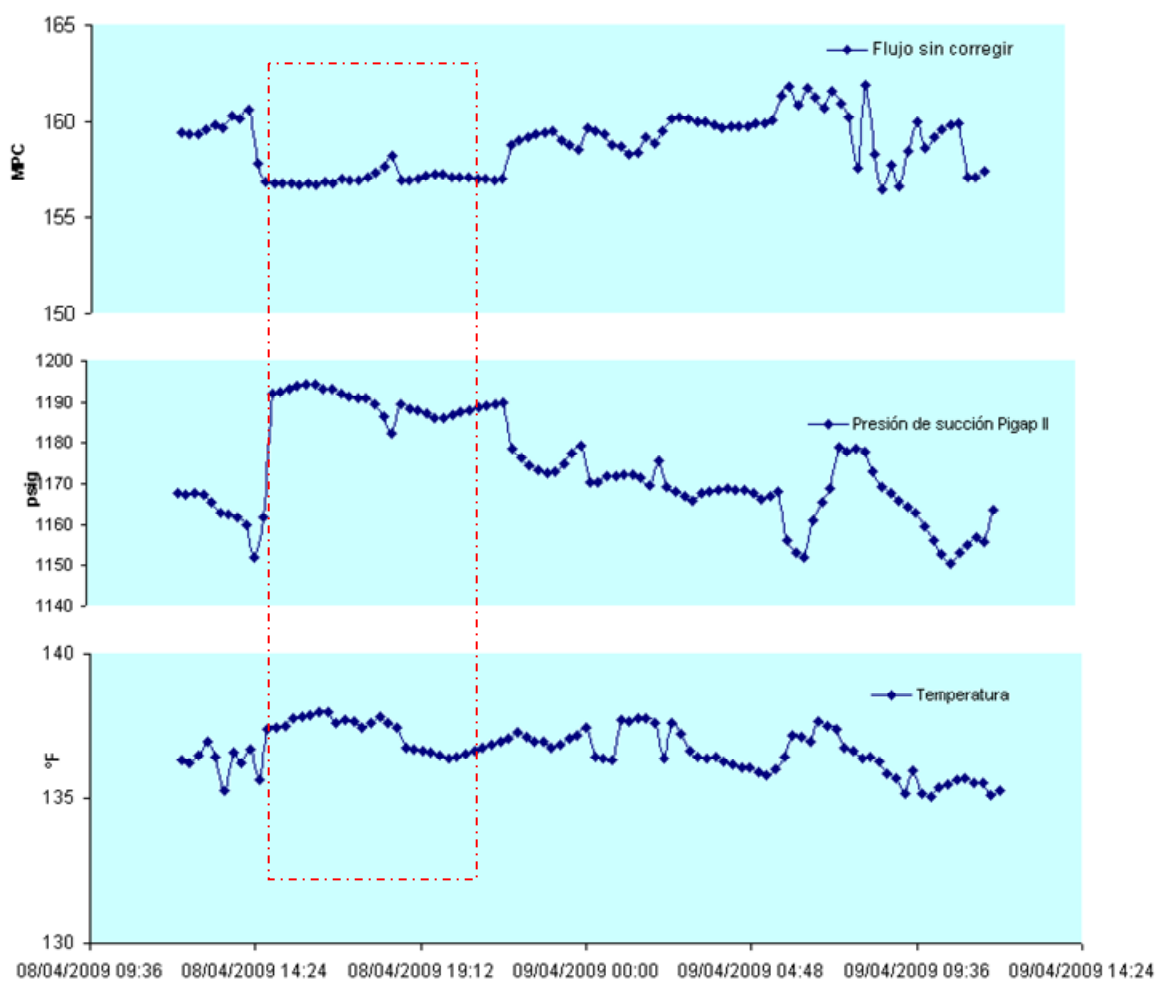


Figura 3.10. Condiciones de operación en la succión de la planta PIGAP II, caso

2

Tabla 3.13. Resumen de resultados de la prueba 1

	% de apertura de la válvula	Presión de succión en PIGAP II (kPa)	Flujo de succión (MPCED)
Caso 1	50	7.805	1.222
Caso 2	0	8.184	1.250

En estos casos, los resultados no fueron favorables debido a que no se logra una presión de 8.274 kPa, el caso 2 muestra mayor presión de succión que el caso 1, considerando que se cerró totalmente una la válvula de 16 pulgadas.

Se evidenció en campo una limitación para la despresurización del gasoducto SBe, de 0,91 m (36 pulgadas), por el sistema de venteo en el complejo Muscar, en caso de parada total de la planta PIGAP II, por lo tanto, no es viable la restricción de estas válvulas de 16 pulgadas.

3.3.2. Prueba 2. Estrangulación del gasoducto COAe al gasoducto de 0,91m (36 pulgadas) SBe-Muscar, en el área de trampa Amana (COA).

En esta prueba se intentó comprobar en campo el efecto que puede tener la regulación de presión asociada al gasoducto COAe en el área de Amana (área de trampas COA), que se encuentra a 11 km. de la succión de PIGAP II.

Para esta prueba se estableció la premisa de restringir el flujo, según manipulación del porcentaje de apertura de la válvula de 0,30 m (12 pulgadas) en el desvío de la descarga de COAe al gasoducto SBe-Muscar de 0,91 m (36 pulgadas), así como el cierre total de la válvula principal de 36 pulgadas en el mismo gasoducto.

La condición normal es que la válvula de 0,91 m (36 pulgadas) del gasoducto SBe-Muscar esté 100 % abierta, y la válvula de 0,30 m (12 pulgadas) del desvío de COAe a este mismo gasoducto esté en condición cerrada. Por lo tanto, al iniciar la prueba se procedió a cerrar la válvula principal de 36 pulgadas y se efectuó la manipulación de la válvula de 0,30 m (12 pulgadas) del desvío asociado al gasoducto SBe-Muscar. De esta forma el volumen de COAe se obliga a fluir por este gasoducto hacia PIGAP II y el resto del volumen se descarga al gasoducto COAe-Muscar hacia

Muscar. La tabla que se muestra a continuación indica el porcentaje de apertura de la válvula de desvío para los escenarios estudiados en esta prueba.

Tabla 3.14. Porcentaje de apertura de la válvula en la interconexión COAe al gasoducto SBe-Muscar

	Porcentaje de apertura de la válvula
Caso 1	100
Caso 2	50

El esquema de manejo de gas es como se ilustra en la siguiente figura;

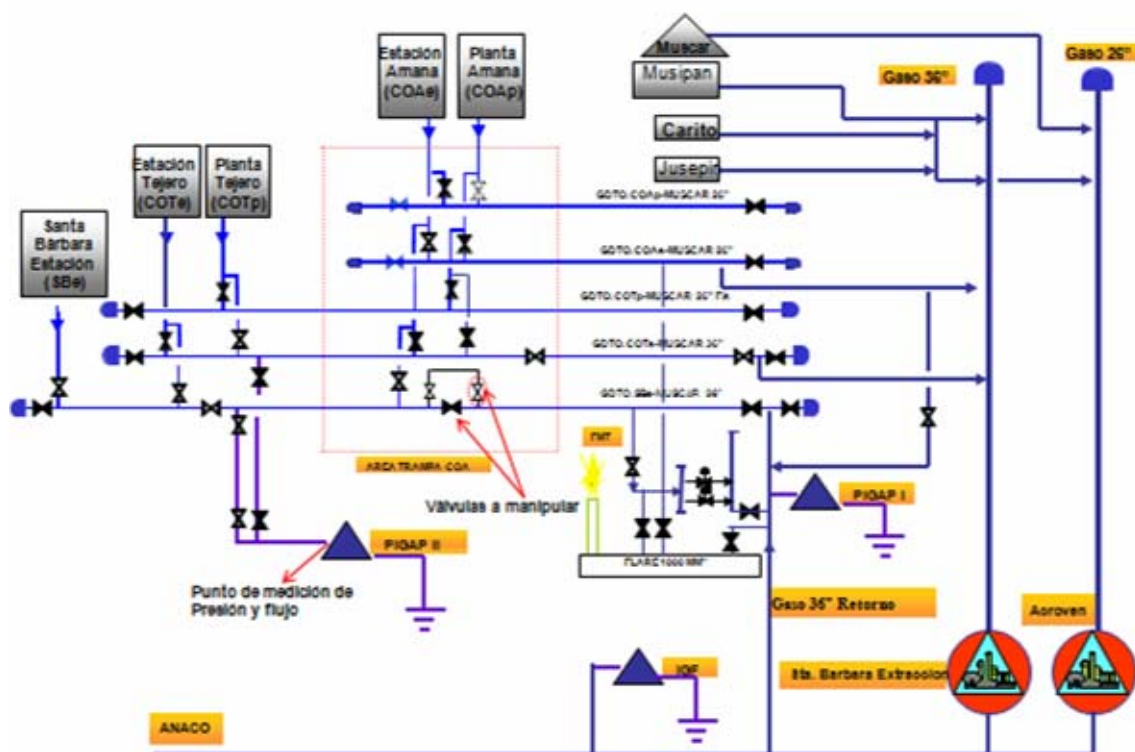


Figura 3.11. Modificaciones al manejo de gas para la aplicación de la prueba 2.

De la misma forma que la prueba anterior, en los casos con resultado satisfactorio de incremento de presión, se registró el valor de la misma por espacio de 6 horas.

Para la elaboración de las pruebas tanto en el caso 1 como el 2, no se realizaron cambios en la segregación de gas hacia PIGAP II (tabla 3.3).

La variación fue la manipulación de la válvula del desvío asociado al gasoducto SBe-Muscar, 36 pulgadas y la descarga de la fuente COAe. En las figuras 3.12 y 3.13, recuadro rojo, se indica la duración del ensayo y posteriormente las variaciones de las condiciones para regresar a la condición normal.

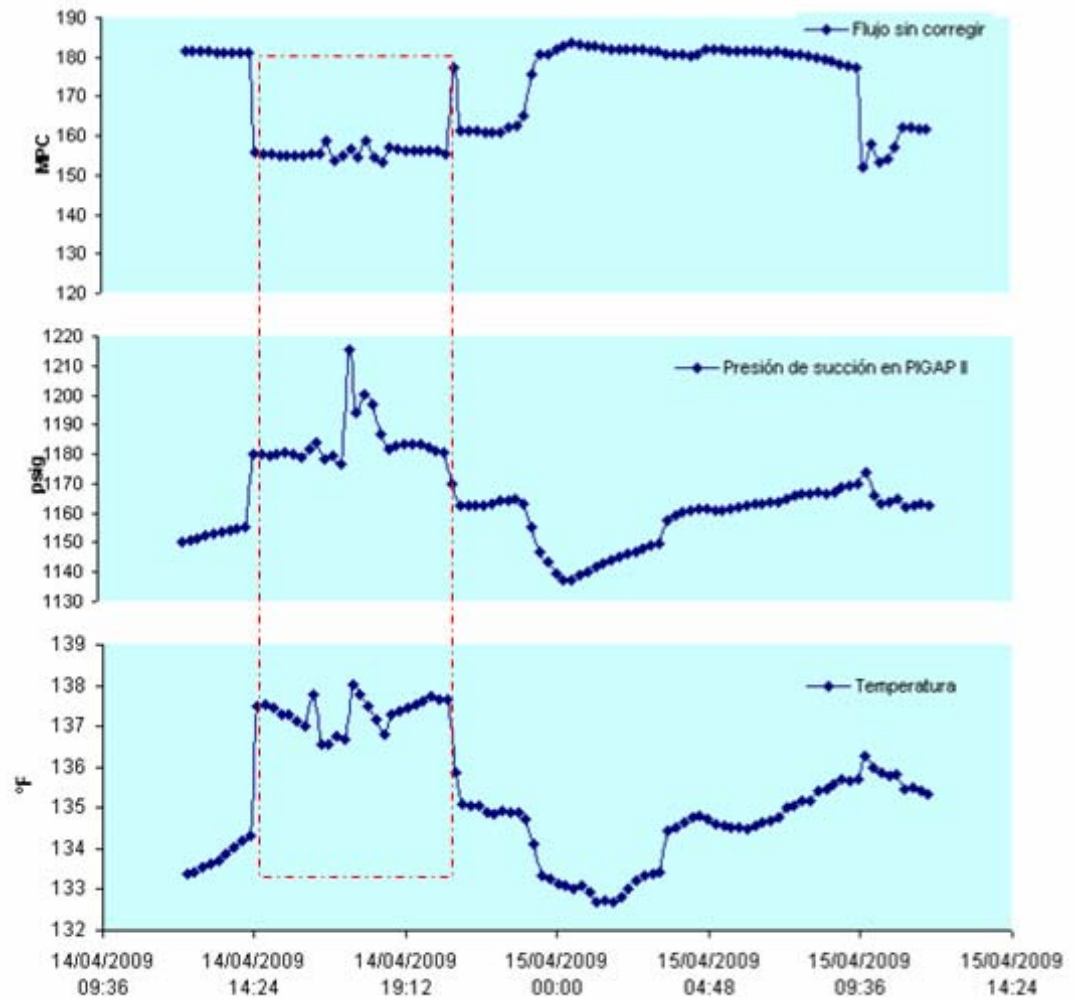


Figura 3.12. Condiciones en la succión de la planta PIGAP II, caso 1-prueba 2.

➤ Caso 1. Apertura de la válvula a 100%

Como los valores de flujo, presión de succión, descargas, volumen de gas inyectado se promedia a 6 horas, en la tabla 3.15

Tabla 3.15. Resultados promedio para el caso 1-Prueba 2

FECHA	Volumen suministrado al punto de entrega (MMPCED)	Presión de succión (psig)	Volumen inyectado (MMPCED)	Presión de descarga (psig)
6 horas	1.260	1.185	1.219	8.769

➤ Caso 2. Apertura de la válvula a 50 %

En este caso la válvula del desvío fue cerrada en un 50 %, logrando generar incrementos de presión como se evidenció según registro siguiente.

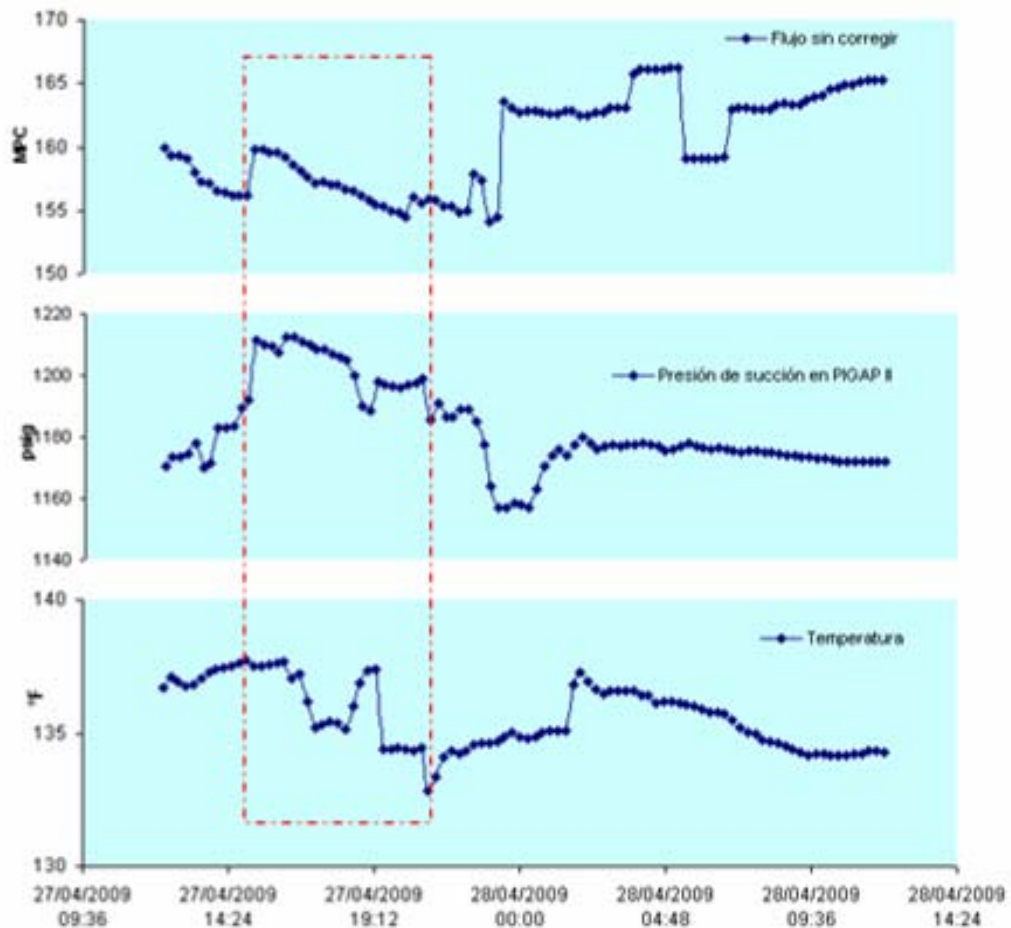


Figura 3.13. Condiciones en la succión de la planta PIGAP II, caso 2-prueba 2.

El promedio para la duración de la prueba se muestra en la tabla 3.16, donde se evidencia que se alcanzó una presión de 8.287 kPa (1.202 psi).

Tabla 3.16. Resultados promedio para el caso 2-Prueba 2

FECHA	Volumen suministrado al punto de entrega (MMPCED)	Presión de succión (psig)	Volumen inyectado (MMPCED)	Presión de descarga (psig)
6 Horas	1.337	1.202	1.294	8.895

En general, los resultados de la prueba 2 se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 3.17. Resumen de resultados de la prueba 2 en 24 horas.

	% de apertura de la válvula	Presión de succión en PIGAP II (kPa)	Flujo de succión (MMPCED)
Caso 1	100	8.170	1.260
Caso 2	50	8.287	1.337

En estos casos, el escenario favorable resultó con el caso 2, debido a la generación de la restricción al 50% de apertura en la válvula 0,30 m (12 pulgadas) en Amana.

Con estas pruebas se pudo constatar que la regulación de presión necesaria es efectiva en el área de Amana y no en Muscar, con lo cual se corrobora el escenario de simulación con la opción de colocar un arreglo de tuberías (tren de regulación) en esta área para generar la sobrepresión requerida hacia PIGAP II:

3.4 Factibilidad técnico-económico

El estudio de factibilidad económica se hizo por medio de la aplicación del estudio económico basado en costo, riesgo y beneficio, y se aplicó una metodología

para estimación de costo clase V sugerida en PDVSA, con la cual se hace un estimado del costo de procura de equipos mayores y desembolsos por labor, entre otros. Esta información fue suministrada por el equipo de Estimación de Costos de PDVSA Oriente (*anexo 6 y 7*).

3.4.1 Estimación de costo de las propuestas para optimizar la presión de succión de PIGAP II:

Las premisas para la elaboración de la estimación de costos implican:

- Ubicación de la obra. Los trabajos se proyectaron en el área de trampas COA para el **Escenario 1** y en el área del complejo Muscar para el **Escenario 2**.
- La obra será ejecutada bajo la contratación colectiva petrolera vigente.
- Se utilizaron datos históricos de proyectos similares.
- Se consideró lista de materiales de proveedores de la industria petrolera.
- Para el **Escenario 1** la estimación de costos contempló los trabajos necesarios para la construcción de un tren de regulación conformado por dos ramales con válvulas de control de flujo completamente automatizadas y con válvulas manuales para el bloqueo de cada extremo para facilitar intervención o mantenimientos de las mismas.

En la siguiente tabla se muestran la estimación de costos de este arreglo:

Tabla 3.18. Estimado de costo clase V para propuesta nuevo tren de regulación en trampas en COA.

	MBsF	M\$ equivalentes
Ingeniería	182	85
Procura	786	365
Construcción	438	204
Gestión	91	42
Sub-Total	1.497	696
Contingencia 25%	374	174
Total	1.871	870

- Para el **Escenario 2** la estimación de costos contempló los trabajos necesarios para la instalación de un compresor y turbina para recomprimir gas de 7.171 kPa (1.050 psi) a 9.653 kPa (1.400 psi), tuberías asociadas, accesorios y demás facilidades de succión y descarga.

La premisa fundamental para esta evaluación lo representa el hecho de la selección de modalidad de servicio de compresión, debido a la reducción de tiempo de instalación en comparación con una construcción propia (*anexo 7*). En este último caso se tendría que generar un proyecto con largo período de puesta en servicio.

Tabla 3.19. Estimado de costos clase V para propuesta de instalación de compresión alquilada.

	MBsF	M\$ equivalentes
Ingeniería	136	63
Procura	895	416
Construcción	3.607	1.678
Gestión	278	129
Sub-Total	4.915	2.286
Contingencia 25%	1.229	572
Total	6.144	2.858

CAPITULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

4.1 Identificación de las limitaciones del sistema de alimentación de gas de PIGAP II en base a una presión de succión de 8.274 kpa (1.200 psi)

En la red de gasoductos a 8.274 kPa (1.200 psig), la estación Amana (COAe) está a 14 Km. de la planta PIGAP II, descargando el gas a 8.232 kPa (1194 psig) con una pérdida de aproximadamente 20 psi en el punto de interconexión con las estaciones Tejero (COTe) y Santa Bárbara (SBe), que están a 5 y 9 Km de la planta, respectivamente, con presiones de salida del gas de aproximadamente de 8.687 kPa (1260 psig). Con estas condiciones se logra una presión en PIGAP II alrededor de 8.081 kPa (1.172 psig) vs 8.274 kPa (1.200 psi) que es la requerida.

Es por esta razón, que se evidencia la necesidad de incrementar la presión en el sentido del flujo Amana – succión de PIGAP II, para lo cual se propusieron las opciones de instalar un arreglo mecánico de tubería con regulación de presión con válvula o colocar compresión en el área de Muscar. Para estos casos, los resultados de las simulaciones hidráulicas, que se muestran en la tabla 4.1, evidencian que se logra la presión de succión de 8.274 kPa (1.200 psig) con ambas opciones.

Tabla 4.1. Resultados de la simulaciones hidráulicas vs. Presión ideal en Pigap II

Opción	Presión de succión en PIGAP II (kPa)	Presión requerida en PIGAP II (kPa)
1. Arreglo de tuberías asociado a la descarga de COAe	8.274	8.274
2. Instalación de compresión en Muscar	8.522	

Para la opción de la instalación de un tren de regulación, para lograr la presión asociada al gasoducto de COAe y el SBe-Muscar, el resultado de la simulación arrojó un valor de presión en PIGAP II de 8.274 kPa (1.200 psig) demostrándose el efecto de la regulación de esta variable. Adicionalmente se alcanzó un flujo de succión de 1.370 MMPCED sin afectar al resto del sistema de gas, como se muestra en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Resultados de la simulación hidráulica de la opción 1

Composición	RESULTADOS DE SIMULACIÓN	
	Presión (kPa)	Flujo (MMPCED)
COAe	8.322	522
COTe	8.418	733
SBe	8.432	439
PIGAP II	8.363	1.370

De acuerdo a la simulación hidráulica, colocar compresión asociada al gasoducto COAe genera mejores resultados en cuanto a la presión de succión, según se muestra en tabla 4.3. Esta compresión se estimó en 8.618 kPa (1.250 psig) a la descarga del compresor, alcanzándose una presión de succión de PIGAP II en 8.522 kPa (1.235 psig), para un flujo de 1.370 MMPCED.

Tabla 4.3. Resultados de la simulación hidráulica de escenario 1-opción 2.

Composición	RESULTADOS DE SIMULACIÓN	
	Presión (kPa)	Flujo (MMPCED)
COAe	8.363	522
COTe	8.701	733
SBe	8.715	475
PIGAP II	8.522	1.370

Esta opción representa una ventaja debido a que se pueden alinear otras fuentes hacia la succión del compresor, como por ejemplo el gas residual en Muscar que proviene de la planta de procesamiento Santa Bárbara, con lo que se tendría un

volumen para suplir al de Amana en caso de algún evento que implique reducción de gas desde esta estación de flujo a consecuencia de algún mantenimiento o cierre de pozos.

Para ambos escenarios evaluados se cumple con la premisa de alcanzar la presión de 8274 kPa a la succión de PIGAP II:

Por otra parte en ninguno de los casos evaluados se genera afectación en las estaciones de flujo SBe, COTe y COAe, debido a que la presión estimada hidráulicamente no sobrepasa la presión del set de las válvulas de seguridad de los depuradores principales, como se muestra en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Rangos de presión de las válvulas de seguridad

Composición	Válvulas de seguridad
	presión (kPa)
COAe	9.308
COTe	9.032
SBe	9.032

Según los resultados hidráulicos de la opción 2, las características del compresor a instalar se resumen en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Características estimadas del compresor

Fuente	Capacidad (MMPCED)	Potencia (HP)	Presión de succión (kPa)	Presión de salida (kPa)
COAe Gas residual	200	991	7.696	8.618

4.2 Validación de las estrategias formuladas con pruebas de campo en los gasoductos asociados a la succión de PIGAP II”

Una vez realizadas las simulaciones y corroborada la premisa que se puede alcanzar presión de succión de 8.274 kPa (1.200 psig) en PIGAP II, se diseñaron unas pruebas de presión en campo, para lo cual se fijaron 2 puntos estratégicos: Muscar, asociado al gasoducto SBe-Muscar, y Amana, con la descarga de COAe a este mismo gasoducto. Estas pruebas consistieron en generar una alteración en la presión en el sentido Muscar-Amana hacia PIGAP II. En la primera prueba se realizó modificación en la condición normal de operación de las válvulas que interconectan al gasoducto de Sbe-Muscar con las facilidades de manejo en Muscar, resultando que no se lograron presiones en PIGAP II por encima de 8.274 kPa (1.200 psig) al regular la válvula a 50% y 0% de apertura, según tabla 4.6.

Para la segunda prueba se manipuló el porcentaje de apertura de la válvula que interconecta a la descarga de la estación Amana (COAe) con el gasoducto SBe-Muscar, obteniéndose valores de 8.282 kPa (1.202 psig).

Tabla 4.6. Resultados de las pruebas de campo.

	% de apertura de la válvula	Presión de succión en PIGAP II (kPa)	Resultados de la simulación (kPa)	Flujo de succión (MMPCED)
Prueba 1	50	7.805	-	1.222
	0	8.184		1.250
Prueba 2	100	8.170	8.363	1.260
	50	8.287		1.337

Al comparar los resultados de la simulación hidráulica, referente a la instalación de un tren de regulación de presión en el gasoducto de COAe-Muscar, con respecto a la prueba de campo con un 50% de apertura de la válvula se tiene un error relativo

menor a 1% (0,97 %), con lo que se infiere que se logró la sobrepresión requerida desde este punto para que en la succión de PIGAP II se alcanzara la premisa establecida de 8.274 kPa, por lo tanto, se corrobora que es viable la instalación del tren de regulación en el área de Amana, asociado al gasoducto antes mencionado.

4.3 Análisis técnicos económicos de la infraestructura propuesta

Al ser probadas las hipótesis, según resultados de simulación, de la factibilidad de generar un incremento de presión según las propuestas planteadas se realizó una estimación de costos de las mismas, con la finalidad de determinar cual de las dos resulta viable instalar, en función de: viabilidad del proyecto, menor tiempo de ejecución y menor costo.

Según las estimaciones de costos mostradas en las tablas 3.17 y 3.18, la opción más económica resulta la propuesta de colocar el arreglo de tuberías asociado a la descarga de COAe al gasoducto SBe-Muscar, con una inversión total de \$ 870.340 (MBsF 1.871) en comparación con la instalación de compresión con un estimado de \$ 2.857.8M (MBsF 6.144).

Tabla 4.7. Comparación entre los estimados de costos

	<i>MBsF</i>	<i>M\$ equivalentes</i>
<i>Opción 1</i>	<i>1.871</i>	<i>870</i>
<i>Opción 2</i>	<i>6.144</i>	<i>2.858</i>

Luego del análisis hidráulico, pruebas de campo y estimación económica la propuesta que resulta con mayor factibilidad para implantar, por el costo que representa y que se infiere que para implantarlo requiere de un menor tiempo de ejecución, lo representa la propuesta de instalar un arreglo de tuberías con regulación de presión. Este arreglo estaría asociado al gasoducto de descarga de la fuente Amana

(COAe) al gasoducto SBe- Muscar, 0,91 m (36 pulgadas), como se muestra en el *anexo 8*

4.4 Conclusiones

1. En la red actual de 8.274 kPa del Distrito Norte la presión de succión de PIGAP II promedio resulta de 8.081 kPa, a consecuencia de la caída de presión que experimenta la fuente Amana (COAe).
2. De las estrategias planteadas, se infiere que al colocar un arreglo de tuberías (by pass) a la descarga de COAe en el gasoducto de SBe-Muscar que regule la presión de la estación, se logra alcanzar presión de succión de 8.274 kPa (1200 psig) en PIGAP II, así mismo, al instalar compresión en el área de Muscar que eleve la presión de 7.701 kPa (1.117 psig) a 8.612 kPa (1.250 psig).
3. Con las pruebas de campo, se pudo comprobar que se logra incremento de presión en PIGAP II generando regulaciones en Muscar y en Amana, en tal sentido se tiene una referencia del punto en la red de gasoductos que es óptimo para lograr la premisa establecida.
4. Las estimaciones de costos resultaron que: para el tren de regulación en el área de trampas COA se requiere una inversión de 870.34 M\$ ((MBsF 1.871) y para la instalación de compresión en el área de Muscar de 2.858 M\$ (MBsF 6.144).
5. Según las estimaciones de costos, los resultados de las simulaciones y las pruebas de campo, la propuesta a instalar técnica y económicamente viable con menor tiempo de ejecución es la instalación del arreglo mecánico (tren de regulación de presión) en Amana.

4.5 Recomendaciones

1. Evaluar en el sistema de manejo de gas en el Norte de Monagas, la infraestructura requerida para garantizar las condiciones de operación de las plantas a instalar en los años 2014 y 2015, como son los proyectos PIGAP III y PIGAP IV.

2. Evaluar el cambio en la calidad del gas de inyección, para lo cual, se deben iniciar evaluaciones para instalar la infraestructura necesaria que permita inyectar gas residual en el campo Pirital del Norte de Monagas, con el objeto de aprovechar la riqueza del gas proveniente de las estaciones de flujo que se está inyectando actualmente.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- [1] BARBERII, E., **“El Pozo Ilustrado”**, Fondo editorial del centro de educación y desarrollo FONCIED, Venezuela (1998).
- [2] MOREA, L., **“Producción y almacenamiento de petróleo y gas”**, disponible en: <http://www.monografias.com>, (1997).
- [3] UDO. **“Propiedades y Características de los Hidrocarburos”**. Programa de Especialización en Ingeniería de Gas, Venezuela (2005).
- [4] POPE, J.E, **“Soluciones prácticas para el Ingeniero Mecánico”**. Editorial McGraw-Hill, México (2000).
- [5] DAILY, J and Harleman, D. **“Dinámica de los fluidos”**. Editorial Trillas. México (1975).
- [6] LEVENSPIEL, O. **“Flujo de fluidos e intercambio de calor”**. Editorial Reverté S.A. España (1993).
- [7] CRANE. **“Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías”**. Editorial Mc. Graw-Hill Book Company. México (1999).
- [8] MAGGIOLO, R y Sánchez, S. **“Flujo Multifásico en tuberías”**. Ingenieros Consultores petroleros. Venezuela (2003).
- [9] MINAMI, K. And Shoham, O. **“Pigging Dynamics in Two-Phase Flow Pipelines: Experiment and Modeling”**. Paper SPE 26568 presented at the 68 th

Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Texas, Oct. 3-6 (1993).

[10] MILLS, A.F. **“Transferencia de Calor”**, Editorial Irwin, España,(1995).

[11] CENGEL, Y. **“Tranferencia de Calor”**. Editorial Ma Graw Hill, segunda edición, México (2004).

[12] ALVES, I. N., Shoham, O., and Alhanati, F.J.S. **“A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines”**. SPE (Nov. 1992) 363-67.

[13] PERRY’S, **“Chemical Engineers’ Handbook”**. Mc. Graw – Hill. 7 th ed. México (1997).

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

TÍTULO	Diseño de una infraestructura para la red de gasoductos de Punta de Mata, que garantice óptima presión de succión a la Planta de Inyección PIGAP II, Distrito Norte, PDVSA, Edo. Monagas.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Suárez H., Rosmar del V.	CVLAC: 13.424.132 E MAIL: rossuarez@cantv.net

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Infraestructura

Simulación hidráulica

Inyección de gas

Recuperación secundaria

Planta de Inyección alta presión

PIGAP II

Presión

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y ciencias aplicada	Ingeniería de gas

RESUMEN (ABSTRACT):

En el presente trabajo se realizó el diseño de la infraestructura para lograr alcanzar la presión de 8.274 kPa (1.200 psi) en la succión de la planta PIGAP II, diseñada para inyectar 1.400 MMPCED de gas natural en el campo Pirital del Norte de Monagas, el cual tiene asociado una producción de crudo de 161 MBD. Con este fin, se realizaron simulaciones hidráulicas para validar el modelo matemático con el comportamiento real y posteriormente evaluar dos opciones: colocar un arreglo mecánico en el área de Amana o la instalación de compresión en Muscar, resultando presiones de 8.274 kPa (1.200 psi) y 8.520 kPa, (1.235 psi) respectivamente. Seguidamente, se realizaron pruebas en campo manipulando válvulas, tanto en Muscar como en Amana (COA), con la finalidad de crear la sobrepresión necesaria en la succión de PIGAP II, alcanzándose presiones por un lapso de 6 horas alrededor de 8.288 kPa, (1.202 psi) con la restricción en Amana. Posteriormente, se sometió a una evaluación económica las opciones en estudio, resultando que la opción viable, técnica y económicamente, fue la propuesta de colocar el arreglo de tuberías asociado a la descarga de COA al gasoducto Santa Bárbara estación-Muscar, con una inversión total de \$ 870.340 (MBsF 1.871) en comparación con la instalación de compresión con un estimado de \$ 2.857.8 (MBsF 6.144).

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Rodulfo, Arturo	ROL	CA	AS	TU x	JU
	CVLAC:	V-8.300.709			
	E_MAIL	Rodulfo99@cantv.net			
	E_MAIL				
Rengel, José E.	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:	V-9.278.475			
	E_MAIL	Rengel66@gmail.com			
	E_MAIL				
Ayala, Orlando M.	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:	V-11.420.758			
	E_MAIL	omayala@gmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	10	22
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Red de gasoductos.doc	Aplicación/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: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Especialista en Ingeniería de Gas

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Postgrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui.

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

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo quien lo participará al Consejo Universitario”.

Rosmar del Valle Suárez Hernández

AUTOR

Arturo Rodolfo

TUTOR

José Rengel.

JURADO

Orlando Ayala

JURADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS