

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



***“EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE GAS
COMBUSTIBLE DEL CAMPO DACIÓN, DISTRITO SAN TOMÉ,
PDVSA”***

Realizado por:

Br. NEISY CAROLINA CORONADO VELÁSQUEZ

Trabajo de grado presentado ante la universidad de oriente como requisito parcial para optar al título
de **INGENIERO QUÍMICO**

Barcelona, Abril de 2010

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



***“EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE GAS
COMBUSTIBLE DEL CAMPO DACIÓN, DISTRITO SAN TOMÉ,
PDVSA”***

Asesores

Ing. Quím. Hernán R. Raven C. (M. Sc.)

Asesor Académico

Ing. Quím. Judeylis Planas

Asesor Industrial

Barcelona, Abril de 2010

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



***“EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE GAS
COMBUSTIBLE DEL CAMPO DACIÓN, DISTRITO SAN TOMÉ,
PDVSA”***

Jurado

Ing. Quím. Hernán R. Raven C. (M. Sc.)

Asesor Académico

Ing. Quím. Fidelina Moncada, (M. Sc.)

Jurado Principal

Ing. Quím. Arturo Rodolfo, (M. Sc.)

Jurado Principal

Barcelona, Abril de 2010



RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL **ARTÍCULO 41** DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA **UNIVERSIDAD DE ORIENTE** Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LE PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”

DEDICATORIA

*A mi madre, **Dianeise Velásquez**, por ser una madre abnegada, capaz de darlo todo sin pedir nada a cambio, por ayudarme a realizar mis sueños sacrificando muchos de los suyos, por estar en cada etapa de mi vida bien sea buena o mala, siempre has estado ahí. Madre estoy orgullosa de que seas parte importante en mi vida, eres el ser que más admiro y eres el patrón que me gustaría seguir. Te Amo.*

*A mis hermanos, **Marineily, David, Ingrid y Jhonathan**, por enseñarme que con la misma velocidad que uno cae debe levantarse, por hacer de mi familia la más maravillosa y unidas de todas, por confiar en mí y apoyarme siempre. Los Quiero Mucho.*

*A mi esposo, **Alexis Guerra**, por enseñarme que con sacrificios se llega hasta donde uno quiera, sin importar cuán lejos sea, ni el tiempo que tome, por compartir mis intereses y mis sueños, por estar a mi lado y por apoyarme siempre. Te Amo.*

*A mi amiga, **Judeylis Planas**, por enseñarme que tener un corazón noble y ayudar a los demás desinteresadamente es más importante que todo lo material que se tenga y el cargo que uno ocupa dentro de una empresa. Por brindar una amistad sincera. La Quiero mucho.*

*A todos mis amigos; **Yeselin, Oscar, Franchesca, Karla, Jose, José, Carlos, Xiomaida, Addharelys**, entre otros, que han sabido luchar por hacer realidad el sueño de hacerse profesionales sin importar cuántos sacrificios pasaran.*

A todas aquellas personas que se trazan metas en su vida y se proponen lograrlas, sin rendirse nunca, luchando siempre y venciendo obstáculos.

Neisy Carolina Coronado Velásquez.

AGRADECIMIENTO

A Dios todo poderoso, por guiarme por el camino correcto y ayudarme a vencer todos los obstáculos que se me presentan en mi vida, por estar siempre a mi lado y dejarme hacer sólo el bien. Señor siempre me he considerado una de tus hijas consentidas, por todas gratitudes que me has brindado. Por todo lo recibido y por lo que recibiré, eternamente gracias.

*A mi madre, **Dianeise Velásquez**, por ayudarme incondicionalmente a cumplir todas mis metas y confiar en mí. Madres eres el ser que más amo y admiro en esta vida y este triunfo jamás lo hubiese logrado sin tu apoyo, gracias por dármelo todo y hacer de mí el ser humano que soy. Te Amo.*

*A mis hermanos **Marineily, David, Ingrid** y **Jhonathan** por el apoyo, comprensión y cariño que me han brindado siempre, por ayudarme a cumplir mis metas y confiar en mí. Son pilares fundamentales en mi vida y en mi familia. Estoy orgullosa de que seas mis hermanos, Los Quiero Mucho.*

*A mi esposo, **Alexis Guerra**, por dejarme realizar mis sueños a pesar de los sacrificios y la distancia, por ayudarme en todo momento y estar siempre ahí cuando más te necesitaba. Gracias por confiar en mí y por hacer de mi vida lo especial que es. Te Amo.*

*A mi tutora y gran amiga, **Judeylis Planas**, por su apoyo incondicional, por todos los conocimientos transmitidos, por su ayuda, pero sobre todo por su gran amistad. Amiga me enseñaste muchas cosas para mi superación profesional, pero me diste también una gran lección de vida, eres un ser único, con un alma noble, eres un ser súper especial, La Quiero Mucho.*

*A mis compañeros, **Argenis**, **Oswaldo** y **Mauris**, por ayudarme de distintas formas a cumplir con mi objetivo dentro y fuera de la compañía y por la amistad brindada.*

*A mis compañeros de pasantía, **José** y **Jose**, por cuidarme, ayudarme y consentirme siempre.*

*Al señor **Willmer Lista**, por confiar en mí y por darme la oportunidad de demostrar mi capacidad de ejecutar con éxito la realización de este proyecto.*

*A mi tutor, **Hernán Raven**, por su excelente asesoramiento, por la confianza depositada en mí y por su amistad.*

Neisy Carolina Coronado Velásquez

RESUMEN

El gas natural es un energético de origen fósil y un combustible de gran estabilidad y limpieza por sus muy bajas emisiones de CO, NO_x y no contamina el medio ambiente. Actualmente el campo Dación presenta problemas en el sistema de gas combustible que alimenta a los motocompresores de las plantas DEPO, DAC-1 y DAC-3, ocasionando frecuentes paradas de los equipos por mantenimiento y diferidas en la producción de crudo. Por tal motivo la Gerencia de Plantas Gas y Agua requirió realizar la evaluación técnica del sistema del gas combustible del campo Dación, con el fin de optimizar la producción. Para ello inicialmente se recolectó la información detallada del diseño, a través de los manuales de operación, modelando el sistema de gas combustible con los programas Dresser Rand, Ariel y Hysys Plant. Posteriormente mediante visitas a las plantas y a través del monitoreo de supervisión continua SCADA, se realizó el levantamiento de la información actual, modelando el sistema y empleando los programas antes mencionados. Luego se procedió al estudio de los problemas operacionales que presenta el gas combustible, mediante análisis cualitativos y cuantitativos. Consecutivamente se plantearon opciones que conlleven a la optimización del sistema de gas combustible, tomando en cuenta dos aspectos: en primer lugar, la fuente de suministro, en la que se propuso tomar gas del sistema Anaco- Puerto Ordaz y en segundo lugar, el acondicionamiento, en el que se planteó sustituir el sistema de acondicionamiento existente por el sistema Joule Thompson. Por último se sometieron ambas propuestas a una evaluación técnica-económica, con el programa See Plus. Como resultados se obtuvieron, desviaciones significativas del sistema operacional con respecto al diseño, para casi todos los motocompresores, principalmente en el flujo de alimentación, las rpm, las variables de descarga de la primera etapa de compresión. El gas combustible actual se encuentra fuera de las especificaciones de diseño, posee alto contenido de hidrocarburos pesados y fracciones significativas de H₂S y CO₂. Resultó ser más factible y económico emplear como sistema de gas combustible, el gas Anaco-Puerto Ordaz.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
RESUMEN.....	viii
CONTENIDO	ix
INDICE DE TABLAS	xiv
INDICE DE FIGURAS.....	xvi
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Presentación de la empresa.....	2
1.1.1 Divisiones de PDVSA	3
1.1.2 Misión y visión de la empresa	3
1.1.3 Ubicación geográfica de PDVSA, distrito San Tomé	4
1.1.4 Gerencia de plantas gas y agua.....	5
1.2 Planteamiento del problema	5
1.3 Objetivos	8
1.3.1 Objetivo general	8
1.3.2 Objetivos específicos.....	8
CAPÍTULO II	9
MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 Antecedentes	9
2.2 Gas.....	10
2.3 Gas natural.....	11
2.3.1 Composición del gas natural.....	11

2.3.2	Propiedades del gas natural	12
2.3.3	Clasificación del gas natural	12
2.3.4	Transporte y almacenamiento	12
2.3.4.1	Sistema de recolección	13
2.3.4.2	Sistema de transporte	13
2.3.4.3	Sistema de distribución	14
2.3.5	Sistema de gas	14
2.3.5.1	Estaciones de flujo	14
2.3.5.2	Estaciones de descargas	15
2.4	Planta compresora de gas natural	17
2.4.1	Componentes de una planta o sistema de compresión	19
2.5	Gas combustible	22
2.5.1	Ventajas del gas como combustible	22
2.5.2	Especificaciones del gas combustible	23
2.5.2.1	La detonación	23
2.5.2.2	Número normal de butano (normal butane number o NBN)	24
2.6	Compresores	25
2.6.1	Límites que afectan en la operación de los compresores	25
2.6.2	Tipos de compresores	26
2.7	Compresores de gas ariel (modelo JGC)	27
2.8	Compresores de gas dresser rand (modelo VIP)	28
2.9	Cromatografía a gas	28
2.9.1	Clasificación de la cromatografía a gas	29
2.10	Diagrama presión-temperatura de mezclas de hidrocarburos	29
2.10.1	Puntos de burbujeo	30
2.10.2	Puntos de rocío	30
2.10.3	Punto crítico	30
2.10.4	Líneas de isocalidad	31
2.11	Simulación de procesos	32

2.11.1 Simulador de procesos Hysys Plant (V 3.2).....	32
2.11.2 Modelador Dresser Rand (V 4.0)	33
2.11.3 Programa Ariel (V 7.5.6).....	34
2.11.4 Simulador Pipephase (V 8.0).....	35
2.12 Análisis económico	37
2.12.1 Propósito de un análisis económico.....	37
2.13 Sistema de evaluaciones económicas “SEE” (V 4.0).....	38
CAPÍTULO III.....	40
DESARROLLO DEL PROYECTO	40
3.1 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible con los datos de diseño y con las condiciones operacionales actuales	40
3.1.1 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible con los datos de diseño.....	40
3.1.1.1 Datos de diseño de las unidades compresoras	40
DEPO.....	45
3.1.1.2 Caracterización de las corrientes	46
3.1.2 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible con las condiciones operacionales actuales.....	47
3.1.2.1 Condiciones operacionales actuales.....	48
3.1.2.2 Condiciones operacionales de las corrientes de gas de proceso y gas combustible.....	50
3.1.3 Criterios de operación empleados para el montaje de la simulación.....	52
3.1.3.1 Simulador Dresser Rand	52
3.1.3.2 Procedimiento detallado para simular los compresores Ariel.....	55
3.1.3.3 Procedimiento detallado para simular con Hysys Plant.....	59
3.1.4 Aprobación de la simulación a las condiciones de diseño.....	62

3.1.5 Comparación entre las condiciones operacionales de los motocompresores que integran las plantas compresoras DEPO, DAC-1 y DAC-3 con las condiciones establecidas para el diseño.....	64
3.1.6 Cálculo de los caballos de potencia.....	64
3.2 Estudio de los problemas operacionales del sistema de gas combustible	65
3.2.1 Análisis cualitativo del gas combustible	66
3.2.2 Análisis cuantitativo del gas combustible	66
3.3 Planteamiento de propuestas para la optimización del gas combustible del campo de producción Dación.....	67
3.3.1 Fuente de suministro del gas combustible.....	67
3.3.1.1 Procedimiento detallado para simular con Pipephase.....	70
3.3.2 Proceso de acondicionamiento del gas combustible actual	76
3.4 Selección de la propuesta más favorable para el sistema, mediante evaluación técnico-económico.....	81
3.4.1 Procedimiento detallado para las evaluaciones económicas de las propuestas planteadas, empleando el programa “SEE”	82
3.5 Muestra de cálculos.....	92
3.5.1 Conversión de ppm a porcentaje molar	92
3.5.2 Cálculo de los porcentajes de desviación para la validación de la simulación.....	93
3.5.3 Determinación de los caballos de potencia por el método analítico ...	94
3.5.4 Cálculo del número del normal butano (NBN)	94
3.5.5 Cálculo de los GPM.....	95
 CAPÍTULO IV.....	 97
DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	97
4.1 Discusión de resultados.....	97
4.1.1 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible con los datos de diseño y a las condiciones operacionales actuales.....	97

4.1.1.1 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible con los datos de diseño	97
4.1.1.2 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible a las condiciones operacionales actuales	100
4.1.2 Estudio de los problemas operacionales del sistema de gas combustible	106
4.1.3 Planteamiento de las propuestas para la optimización del sistema de gas combustible en el campo de producción Dación	112
4.1.4 Selección de la propuesta más favorable para el sistema, mediante evaluación técnico-económica.....	114
4.2 CONCLUSIONES.....	116
4.3 RECOMENDACIONES	118
BIBLIOGRAFÍA	119
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	104

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Componentes del gas natural y su variación porcentual [5]	11
Tabla 3.1 Características de diseño de los compresores del campo de producción Dación	41
Tabla 3.2 Condiciones de diseño de los compresores del campo de producción Dación	42
Tabla 3.2 Condiciones de diseño de los compresores del campo de producción Dación (cont.).....	43
Tabla 3.3 Características de diseño de los motores del campo de producción Dación	44
Tabla 3.5 Composición de diseño del gas de proceso y gas combustible de las plantas compresoras DEPO, DAC-1 y DAC-3	47
Tabla 3.6 Variables operacionales de los compresores del campo de producción Dación	49
Tabla 3.6 Variables operacionales de los compresores del campo de producción Dación (cont.).....	50
Tabla 3.7 Composición actual de las corrientes de gas combustible en base seca, que manejan los diferentes compresores que operan en las plantas compresoras DEPO, DAC-1 y DAC-3	51
Tabla 3.8 Composición actual de las corrientes de gas de proceso en base seca, que manejan los diferentes compresores que operan en las plantas compresoras DEPO, DAC-1 y DAC-3	52
Tabla 3.9 Porcentajes de desviación establecidos para la validación de la simulación	63
Tabla 3.10 Premisas consideradas para la simulación de la línea de gas combustible	69

Tabla 3.11 Cromatografía del gas combustible actual en base seca y el gas Anaco- Puerto Ordaz	80
Tabla 3.12 Valores de NBN obtenidos para la corriente de gas combustible de la planta compresora DEPO	95
Tabla 3.13 Valores requeridos para determinar los GPM.....	96
Tabla 4.1 Comparación entre los valores reportados por el simulador y los establecidos por diseño, para la validación de la simulación a las condiciones de diseño	99
Tabla 4.2 Comparación entre los caballos de potencia de diseño y los arrojados por el simulador para la validación de la simulación en las diferentes plantas compresora	100
Tabla 4.3 Comparación entre los valores arrojados por el simulador operacionalmente y los establecidos por diseño, para las tres plantas en estudio.....	102
Tabla 4.3 Comparación entre los valores arrojados por el simulador operacionalmente y los establecidos por diseño, para las tres plantas en estudio (cont.).....	103
Tabla 4.3 Comparación entre los valores arrojados por el simulador operacionalmente y los establecidos por diseño, para las tres plantas en estudio (cont.).....	104
Tabla 4.4 Comparación entre los caballos de potencia (BHP) de diseño y operacionalmente, obtenidos por el método analítico.....	105
Tabla 4.5 Comparación entre los caballos de potencia (BHP) de diseño y operacionalmente, obtenidos por el simulador.....	106
Tabla 4.6 Composición de diseño y de operación de la corriente de gas combustible que manejan los compresores Ariel y Dresser Rand que operan en el campo Dación	109
Tabla 4.7 Comparación de los indicadores económicos entre las propuestas planteadas, para la optimización del sistema de gas combustible, del campo Dación	115

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica del distrito San Tomé [1].....	4
Figura 2.1 Estación de flujo [8].....	15
Figura 2.2 Estación de descarga. [8].....	16
Figura 2.3 Procesos estación de descarga. [8].....	17
Figura 2.4 Ciclo del gas [3].....	18
Figura 2.5 Diagrama de fases de mezclas de hidrocarburos [12]	30
Figura 2.6 Simulador Hysys Plant (V 3.2) [13]	33
Figura 2.7 Programa Dresser Rand (V 4.0) [11].....	34
Figura 2.8 Programa Ariel (V 7.5.6) [14]	35
Figura 2.9 Simulador Pipephase (V 8.0) [15]	37
Tabla 3.4 Características de diseño del separador de succión del campo de producción Dación	46
Figura 3.1 Arreglo de red.....	53
Figura 3.2 Diagrama de proceso	54
Figura 3.3 Análisis del gas.....	54
Figura 3.4 Esquemático del compresor.....	55
Figura 3.5 Arreglo de red.....	56
Figura 3.6 Ambiente de simulación	56
Figura 3.7 Análisis del gas.....	57
Figura 3.8 Especificaciones del compresor.....	58
Figura 3.9 Especificaciones del motor.....	58
Figura 3.10 Administrador básico de simulación	59
Figura 3.11 Análisis de la corriente de gas	60
Figura 3.12 Paquetes de fluidos	61
Figura 3.13 Ambiente de simulación	61
Figura 3.15 Distribución de gas combustible campo Dación	68

Figura 3.16 Descripción del proyecto de simulación.....	70
Figura 3.17 Definición del sistema de unidades	71
Figura 3.18 Análisis de la corriente de gas	71
Figura 3.19 Entorno del simulador	72
Figura 3.20 Información de las fuentes.....	73
Figura 3.21 Información de los sumideros.....	74
Figura 3.22 Información de las tuberías.....	75
Figura 3.23 Correlaciones de flujos para tuberías.....	76
Figura 3.24 Acondicionamiento del gas combustible.....	78
Figura 3.25 Acceso al sistema [16].....	82
Figura 3.26 Ventana del visualizador [16].....	83
Figura 3.27 Nuevo proyecto [16].....	84
Figura 3.28 Ejemplo de un nuevo proyecto [16].....	85
Figura 3.29 Datos económicos [16]	85
Figura 3.30 Ventana de inversión [16].....	86
Figura 3.31 Nueva inversión [16]	86
Figura 3.32 Estructura de costo de inversión [16]	87
Figura 3.33 Introducir inflación [16]	88
Figura 3.34 Distribución homogénea [16]	88
Figura 3.35 Introducir ingresos [16]	89
Figura 3.36 Introducir los costos de operación [16]	90
Figura 3.37 Reporte general de evaluación [16].....	91
Figura 3.38 Flujo de caja [16].....	91
Figura 3.39 Análisis de sensibilidad [16].....	92
Figura 4.1 Diagrama de fase del gas combustible de diseño	110
Figura 4.2 Diagrama de fase del gas combustible de la planta compresora DAC-1	110
Figura 4.3 Diagrama de fase del gas combustible de la planta compresora DAC-3	111

Figura 4.4 Diagrama de fase del gas combustible de la planta compresora DEPO.....	111
Figura 4.5 Velocidades de flujos y gradientes de presión obtenidos de la simulación de la línea de 6” de gas combustible.....	113
Figura 4.6 Resumen del reporte de la simulación de la línea de 6”	113

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El gas natural es un combustible de origen fósil que se encuentra en el subsuelo, y procede de la descomposición de materia orgánica. Su composición incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano en una proporción aproximada del noventa por ciento (90%). El gas natural es el combustible más puro y limpio que ofrece la tierra, por lo que contribuye decisivamente en la lucha contra la contaminación atmosférica.

La operación de compresión constituye una etapa fundamental común a cualquier sistema encargado del manejo del gas natural. La necesidad de comprimir gas natural surge ante el hecho de disponer de un volumen dado de gas a un nivel de presión inferior del nivel al cual se le piensa utilizar. Se requiere realizar la compresión del gas natural para su inyección en yacimientos petrolíferos a fin de mantener presiones de fondo para incrementar el volumen de petróleo a recuperar, o en caso de la transmisión de grandes volúmenes de gas a través de largos gasoductos hasta el centro de consumo urbano, o industriales.

Dependiendo del requerimiento, la compresión del gas natural se puede efectuar utilizando equipos centrífugos o reciprocantes. Los compresores centrífugos, permiten manipular grandes volúmenes de gas sometidos a bajas relaciones de compresión, pero cuando el interés es el nivel de presión, se utilizan los compresores reciprocantes, los cuales son capaces de manejar gases a presiones por debajo de la atmosférica hasta más de 40.000 psi y más allá en procesos especiales. Debido a ser una máquina que opera a presión variable y volumen constante, este tipo de

compresor presenta una relativa elevada eficiencia de compresión sobre todo para relaciones de compresión mayores de dos.

El área operacional Dación cuenta con cuatro plantas compresoras, en la cuales se comprime gas desde una presión de 60 psig hasta 1.350 psig, para usarlo como método artificial por gas para la recuperación de crudo. Los compresores que se encuentran en el campo Dación están acoplados a motores de combustión interna, que son los encargados de mantener en funcionamiento los compresores.

1.1 Presentación de la empresa

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es la casa matriz de la corporación, propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, regida por la ley orgánica que reserva al Estado, la industria y comercio de los hidrocarburos. Se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera, tiene como actividad coordinar, planificar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela, como en el exterior, ocupando una destaca posición entre los refinadores mundiales y su red de manufactura y mercadeo. Además realiza actividades en las áreas de investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética.

Con el reto de mantenerse como una empresa competitiva rentable frente a los nuevos tiempos, PDVSA ha puesto en marcha la transformación de su estructura corporativa, con el propósito fundamental de redefinir el papel de la casa matriz y consolidar la estructura operativa. En este sentido a finales de 1997, la corporación energética Venezolana creó con la fusión de sus filiales Corpoven, Maraven, Lagoven, la empresa PDVSA manufactura y mercadeo, y PDVSA servicios. Cada una de estas divisiones está integrada a su vez por diversas empresas y unidades de negocio, ubicadas tanto en Venezuela como en el exterior. [1]

1.1.1 Divisiones de PDVSA

- PDVSA Exploración, Producción y Mejoramiento: responsables del desarrollo del petróleo, gas, carbón y la manufactura de orimulsión, esta división está compuesta por las siguientes unidades de negocio: PDVSA Exploración, PDVSA Producción Faja, Bitor-Carbozulia y CVP.
- PDVSA Refinación: está a cargo de las actividades de refinación de crudos, así como la manufactura de productos, comercialización y suministro para el mercado nacional e internacional. Además, se encarga de la comercialización del gas natural y cumple funciones de transporte marítimo.
- PDVSA Comercio y Suministro: esta división es responsable del suministro de servicios integrados, especializados y competitivos, a toda la Corporación. Su área de gestión incluye una amplia gama de especialidades, entre las cuales se destacan: suministro de bienes y materiales, servicios técnicos, consultorías y asesorías profesionales, informática e ingeniería, entre otras.[1]

1.1.2 Misión y visión de la empresa

Visión: la visión que PDVSA tiene es, ser una organización global, líder en el sector energético, con creciente valor para los accionistas y socios, cuyos productos y servicios sean preferidos por sus consumidores, con alto sentido ético, con empleados excelentes y orgullosos de la empresa, con proveedores de alta calidad, reconocida como buen vecino, respetuosa del ambiente y preparada para enfrentar cambios.

Misión: Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, (PDVSA) es una organización energética, destinada a la exploración, producción y mejoramiento de hidrocarburos, esta corporación posee la misión de satisfacer las necesidades de energía de la sociedad, promoviendo el crecimiento socioeconómico. [1]

1.1.3 Ubicación geográfica de PDVSA, distrito San Tomé

PDVSA San Tomé, pertenece a la división Oriental y se encuentra ubicada específicamente en el municipio Freites, en la región centro sur del estado Anzoátegui, comprendiendo parte de la región centro oeste del estado Monagas y parte de la región sur del estado Guárico. Posee un área total de 17.085 kilómetros cuadrados, 135 kilómetros en dirección Norte-Sur y 180 kilómetros en dirección este-oeste.



Figura 1.1 Ubicación geográfica del distrito San Tomé [1]

Posee cinco unidades de producción: Dación, Liviano, Mediano, Pesado y Extrapesado.

La unidad de producción Dación se encuentra al este de San Tomé, con una extensión de 427 km², fue descubierto en el año 1944, siendo explotado por la Empresa Mene Grande Oil Company hasta que es declarado campo marginal. En el

año 2004 hasta la actualidad PDVSA asume la operación de los campos operacionales que tenía anteriormente la empresa ENI DACIÓN B.V. [1]

1.1.4 Gerencia de plantas gas y agua

La gerencia de planta gas y agua, se encuentra ubicada en PDVSA Petróleo y Gas, estado Anzoátegui, del distrito San Tomé, específicamente en el área de Exploración y Producción de Crudo y Gas; sirve de apoyo a las Unidades de Producción (UP): Dación, liviano, mediano y extrapesado, denominadas así por el tipo de crudo que producen; en el área de liviano mediano se inyecta gas, y en el área de pesado y extrapesado se inyecta vapor. Para el logro de un trabajo eficiente y de valor agregado en las operaciones, la Gerencia de Plantas cuenta con cinco unidades de operación: área I, área II, inyección a vapor, mantenimiento operacional y para el seguimiento administrativo cuenta con el Departamento de Control y Gestión. Esta gerencia se encarga principalmente del manejo de fluidos, específicamente del gas natural, contando con una serie de plantas compresoras, que comprimen el gas para la inyección en los yacimientos petroleros cuya presión ha disminuido, con el fin de darle la energía suficiente para ayudar al levantamiento y la recuperación de grandes volúmenes de petróleo crudo.

1.2 Planteamiento del problema

El bloque Dación agrupa a los campos petroleros Dación, Ganso, Leguas y Levas, los cuales se extienden sobre un área de 427 km². En el campo Dación se encuentran operativas cuatro plantas compresoras: las estaciones principales Dación Este (DEPE) y Dación Oeste (DEPO), con una capacidad instalada de compresión de 90 y 70 MMPCED respectivamente y las estaciones de compresión de gas DAC-1 y DAC-3 con capacidades de 50 y 18 MMPCED respectivamente, constituidas por

trenes de compresión, formados cada tren por un depurador de succión gas/líquido, un depurador de descarga gas/líquido y el conjunto de motocompresores.

Los fluidos producidos en el campo Dación (crudo, agua, gas asociado) se reciben en las estaciones principales conjuntamente con el gas recirculado del sistema de levantamiento artificial. Cabe destacar que el levantamiento artificial por gas abarca el 80 % de los métodos de producción en Dación y el 20 % aplica otros métodos como bombeo electrosumergible (BES), bombeo de cavidad progresiva, rota flex, entre otros.

Los fluidos extraídos de los pozos se someten a un proceso de separación trifásica en tres etapas que operan a 70 psig (separadores de agua libre), 35 psig (calentadores separadores) y presión atmosférica (tanques de asentamiento). El gas proveniente de los separadores de agua libre se une a la corriente de gas proveniente del sistema de recolección de gas del campo antes de alimentar las instalaciones de depuración, compresión y deshidratación. El gas deshidratado se retorna al sistema de levantamiento artificial a una presión alrededor de 1.300 psig.

El gas separado a 35 psig en los calentadores separadores se utiliza primordialmente en su propio sistema de gas combustible, mientras que el gas liberado en los tanques se recolecta en las unidades recuperadoras de vapor.

Actualmente, el campo Dación presenta problemas en el sistema de gas combustible que alimenta a los motocompresores en las diferentes plantas, ocasionando frecuentes paradas de los equipos por mantenimientos y diferidas en la producción de crudo. Estos problemas operacionales se encuentran directamente relacionados a las condiciones del gas asociado (composición, poder calorífico, % de humedad, presión, temperatura), que es separado en las estaciones de flujo y de descarga.

Considerando lo expuesto, la Gerencia de Plantas de Gas y Agua, requiere realizar la evaluación técnica del sistema de gas combustible del campo Dación, con el fin de optimizar la producción. Al minimizar los paros no programados y las fallas de los motocompresores, se mejorará el funcionamiento general de la planta aumentando el volumen de gas de proceso (gas de levantamiento artificial) y por ende aumentando la producción de crudo.

Para cumplir con ello, inicialmente se realizó una recopilación sobre toda la información bibliográfica y técnica que facilitaron el entendimiento del tema de compresión, posteriormente se realizaron visitas a las plantas compresoras DEPO, DAC-1 Y DAC-3 estudiando el funcionamiento de las misma y evaluando las variables involucradas en el proceso, que permiten establecer los parámetros más relevantes a evaluar. Además se recolectó información detallada sobre el diseño, especificaciones y diagramas de flujos de las plantas compresoras de Dación, a través de los manuales de operación. Con las variables necesarias se procedió a crear el modelo de simulación del sistema de gas combustible basándose en los datos de diseño, empleando como herramienta de cálculo los simuladores Dresser Rand, Ariel y Hysys Plant. Luego se realizó el levantamiento de la información actual de las variables de procesos mediante visitas a la planta y a través del monitoreo del sistema de supervisión continua SCADA, simulando con ello sistema actual.

Posteriormente se procedió a analizar las envolventes de fases de las corrientes de gas combustible actual, para determinar la desviación que estas presentan con respecto a lo establecido por los fabricantes, en cuanto a composición de metano y más pesados, los GPM del gas, la tendencia a detonar (NBN), el poder calorífico, la presencia de impurezas, y detectar así la causa de las detonaciones de los motocompresores.

Por último, de acuerdo a las fallas encontradas presentes en el gas, se procedió a proponer soluciones para la optimización del sistema, simulando las propuestas y seleccionando la más rentable mediante la evaluación técnico-económica.

La importancia de esta investigación radica en que, la evaluación técnica del sistema de gas combustible mediante el uso de los simuladores (HYSYS, DRESSER RAND, ARIEL y PIPEPHASE), permitió determinar la propuesta más acertada en costo-beneficio para la optimización de dicho sistema, incrementando la confiabilidad operacional del sistema de levantamiento artificial por gas (LAG), la producción de crudo y disminuyendo las paradas no programadas así como los costos por mantenimiento.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Evaluar técnicamente el sistema de gas combustible del campo Dación, Distrito San Tomé.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Realizar el modelo de simulación del sistema de gas combustible con los datos de diseño y con las condiciones operacionales actuales.
2. Estudiar los problemas operacionales del sistema de gas combustible.
3. Plantear propuestas para la optimización del sistema de gas combustible en el campo de producción Dación.
4. Seleccionar la propuesta más favorable para el sistema, mediante evaluación técnico-económica.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

En el año 2000 Zapata [2], realizó un estudio para el mejoramiento del sistema de gas combustible de la planta compresora Chimire-I, de PDVSA San Tomé, a fin de eliminar el problema de detonación y disminuir la elevada temperatura de descarga de los cilindros de fuerza y así mejorar el funcionamiento general de la planta. Planteó tres posibles fuentes de suministro de gas, sometió el gas a un proceso de expansión isoentálpica para mejorar su calidad, proponiendo cuatro alternativas las cuales fueron evaluadas mediante el simulador Pro/II. Verificó que el gas combustible utilizado en la planta no cumple con las especificaciones requeridas y seleccionó el proceso que cumple con las especificaciones de calidad, que requiere menor tasa de inyección de metanol para prevenir la formación de hidratos, que presenta corto tiempo de ejecución y no requiere de una inversión económica muy elevada.

En la investigación de Zapata se evaluaron las fuentes de suministro de gas de un motocompresor específico de la planta compresora antes mencionada, para el mejoramiento del sistema de gas combustible, mientras que en esta investigación se evaluará el gas combustible que alimenta al conjunto de trenes de compresores, que integran la etapa de compresión del gas de proceso del campo Dación.

En el año 2006 López [3], realizó una evaluación del sistema de gas combustible de la planta compresora NIPA 1, de PDVSA San Tomé, con la finalidad de minimizar los problemas de detonación asociados a una combustión inadecuada. Realizó un análisis cromatográfico y midió las diferentes variables de proceso.

Observó que tanto los componentes químicos del gas como las propiedades físicas estaban dentro de los parámetros operacionales y obtuvo como principal causa un déficit de aire para la combustión y en un segundo término una calibración deficiente de los cilindros de fuerza.

Esta investigación difiere de la de la investigación de López, en que la causa principal de la detonación de los motocompresores no es el déficit de aire para la combustión sino la calidad del gas combustible.

En el año 2008 Lista [4], realizó una memoria descriptiva del tendido de una tubería 4" STD desde la planta compresora DAC-2 a DEPE del área Dación, Distrito San Tomé, a fin de minimizar los paros no programados y fallas de los motocompresores por detonaciones. Realizó el tendido de la tubería de 4" y las pruebas de pre-arranque y arranque obteniendo un mayor rendimiento de las unidades motocompresoras de la planta DEPE.

A diferencia de la investigación de Lista, esta investigación se aplicará al gas combustibles de las plantas compresoras DEPO, DAC-1 y DAC-3 del campo de producción Dación, debido a que en DEPE se lograron minimizar las detonaciones de los motocompresores al instalar la tubería de 4" STD.

2.2 Gas

Un gas es definido como el estado de la materia diferente al sólido y al líquido, con muy baja densidad y viscosidad, con relativa gran expansión y contracción; con cambios de presión y temperatura, y la capacidad de difundirse uniformemente en un recipiente. [5]

2.3 Gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos parafínicos, cuyo componente principal es el metano (CH_4), además de otros, que forman parte del gas en menores porcentajes, de los cuales unos se muestran en forma de gas, como etano, propano, butano, y otros como líquidos: pentano, hexano, heptano; otros componentes del gas aparecen en muy bajas proporciones.[5]

2.3.1 Composición del gas natural

El gas natural es procesado para separar los diferentes hidrocarburos que lo componen. En la tabla 2.1 se muestran los componentes del gas y su variación porcentual.

Tabla 2.1 Componentes del gas natural y su variación porcentual [5]

Componentes	Fórmula química	Estado	Variación de % molar
Metano	CH_4	gas	55-98
Etano	C_2H_6	gas	0,10-20
Propano	C_3H_8	gas	0,05-12
n-Butano	C_4H_{10}	gas	0,05-3
i-Butano	C_4H_{10}	gas	0,02-2
n-Pentano	C_5H_{12}	líquido	0,01-0,80
i-Pentano	C_5H_{12}	líquido	0,01-0,80
Hexano	C_6H_{14}	líquido	0,01-50
Heptano	C_7H_{16}	líquido	0,01-0,40
Nitrógeno	N_2	gas	0,10-0,50
Dióxido de carbono	CO_2	gas	0,20-30

2.3.2 Propiedades del gas natural

- Es más ligero que el aire.
- Combustión limpia.
- Requiere ignición para la combustión.
- Eficiente y abundante.
- No tiene color ni olor, aunque para su detección, se incorpora un componente químico (mercaptano) que le proporciona un olor característico.
- No es corrosivo.
- No requiere de ningún proceso de transformación para su utilización. [3]

2.3.3 Clasificación del gas natural

Desde el punto de vista de producción, el gas natural puede clasificarse en dos categorías principales:

- **Gas asociado:** producido de yacimientos en donde el gas se encuentra disuelto en el petróleo crudo y es liberado cuando éste se produce.
- **Gas no asociado o gas libre:** producido de yacimientos donde el gas se encuentra en una capa sobre el petróleo crudo o de yacimiento de condensado que rinde gran cantidad de gas por volúmenes de hidrocarburos líquidos. [6]

2.3.4 Transporte y almacenamiento

Una vez tratado, el gas natural pasa a un sistema de transmisión para poder ser transportado hacia la zona donde será utilizado. El transporte puede ser por vía terrestre, a través de gasoductos que generalmente son de acero y miden entre 20 y 42

pulgadas de diámetro. Debido a que el gas natural se mueve a altas presiones, existen estaciones de compresión a lo largo de los gasoductos para mantener el nivel necesario de presión. [3]

Comparado a otras fuentes de energía, el transporte de gas natural es muy eficiente si se considera la pequeña proporción de energía perdida entre el origen y el destino. Los gasoductos son uno de los métodos más seguros de distribución de energía pues el sistema es fijo y subterráneo. [3]

El gas natural puede también ser transportado por mar en buques. En este caso, es transformado en gas natural licuado (GNL). El proceso de licuado permite retirar el oxígeno, el dióxido de carbono, los componentes de azufre y el agua. Los elementos principales de este proceso son una planta de licuado, barcos de transporte de baja temperatura y presurizados y terminales de regasificación. [3]

2.3.4.1 Sistema de recolección

El sistema de recolección constituye el primer eslabón de la cadena de transporte del gas natural. Los sistemas de recolección transportan el gas desde la cabeza del pozo hasta las instalaciones locales de procesamiento. [7]

2.3.4.2 Sistema de transporte

El sistema de transporte es el segundo eslabón en la cadena de transporte del gas natural. Existen dos tipos de sistemas transporte: sistemas regionales que transportan el gas dentro de departamentos o zonas específicas y sistemas nacionales que transportan el gas a través de todo el territorio. [7]

2.3.4.3 Sistema de distribución

El último eslabón de la cadena del gas natural es el sistema de distribución. La compañía distribuidora local, recibe el gas de la empresa transportadora, reduce la presión del gas, lo oloriza y luego lo distribuye a los clientes. [7]

2.3.5 Sistema de gas

Un sistema de gas consiste en un conjunto de instalaciones y equipos necesarios para el manejo del gas, desde su extracción hasta los sitios de utilización. [8]

2.3.5.1 Estaciones de flujo

En las estaciones de flujo se efectúa la separación gas-líquido. El líquido pasa a los depósitos de recolección de esa estación, de allí es enviado posteriormente a las plantas de tratamientos, desalación, remoción de sedimentos y estabilización según los casos (figura 2.1). Por lo general, las funciones principales de las estaciones de flujo son:

1. Separar el gas del crudo a las condiciones óptimas.
2. Permitir que los pozos sean probados individualmente. [8]

En los sistemas de baja presión, el gas proveniente de estaciones de flujo se suministra a la succión de las estaciones compresoras o también se utiliza como combustible. [8]

Cuando el gas proveniente de los separadores posee altas presiones, éste puede ser destinado a la venta o también se envía a las instalaciones para levantamiento artificial o proyectos de recuperación adicional. [8]

Los equipos e instalaciones principales que conforman una estación de flujo son:

- Múltiples de producción.
- Separadores de gas-líquido, de producción general y de prueba.
- Calentadores.
- Tratadores térmicos.
- Tanques de almacenamiento de crudo.
- Sistema de disposición de agua de producción. [8]

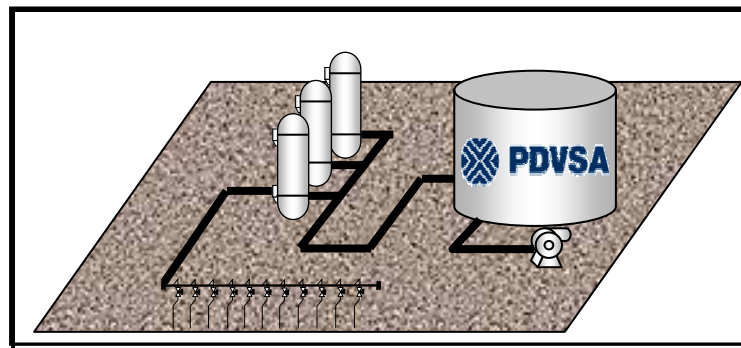


Figura 2.1 Estación de flujo [8]

2.3.5.2 Estaciones de descargas

Son llamados también puntos de control, los cuales están provistos de equipos destinados al tratamiento, almacenaje y bombeo de petróleo hacia los patios de tanques (en algunos casos directamente a los oleoductos troncales). La estación de descarga puede recibir crudo de las estaciones de flujo o directamente de los pozos. En ésta se realizan mediciones y se toman muestras de los fluidos para determinar sus especificaciones (figura 2.2 y 2.3). [8]

En las estaciones de descarga se encuentran las siguientes áreas para el tratado del crudo:

- **Área de separación.** Su función es separar el gas del crudo y enviarlo a la planta compresora, y el petróleo aún mezclado con agua se bombea hacia los calentadores.
- **Área de calentamiento.** Consta de calentadores y hornos. Su función es calentar el crudo para acelerar la deshidratación.
- **Área de deshidratación.** Consta de tanques de lavado. Su función es deshidratar el crudo del agua, por el principio de diferencia de densidades.
- **Área de almacenamiento.** Posee tanques de almacenamiento y su función es almacenar el crudo neto, listo para su transferencia a los patios de tanques.[8]

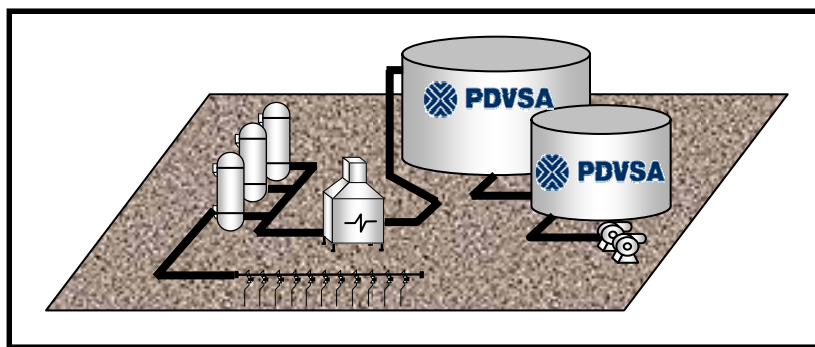


Figura 2.2 Estación de descarga. [8]

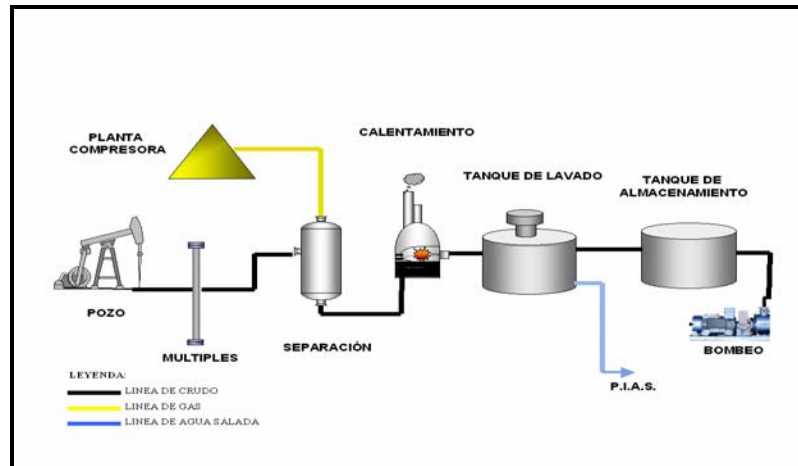


Figura 2.3 Procesos estación de descarga. [8]

2.4 Planta compresora de gas natural

Una planta compresora de gas es una instalación diseñada para aumentar la presión del gas recolectado, desde un nivel de presión menor a uno de mayor presión, con el objetivo de inyectarlo al yacimiento y ayudar a producir petróleo a través de los sistemas de levantamiento artificial. Las plantas compresoras pertenecen al sistema básico de producción de la industria petrolera, el cual está constituido principalmente por:

- Yacimientos petrolíferos.
- Pozos de producción.
- Instalaciones de superficie (plantas compresoras, estaciones de producción y bombeo).[3]

El gas natural cumple un ciclo en su recorrido, desde la producción por los pozos productores hasta su retorno al yacimiento, pasando por las estaciones de producción y las plantas compresoras. La mezcla de hidrocarburos crudo-agua-gas,

asciende desde el fondo del pozo fluyente hasta la superficie, dirigiéndose por medio de redes de transmisión a las distintas estaciones de producción, donde se inicia el proceso de separación en separadores trifásicos. La mezcla de hidrocarburos queda fraccionada en cada uno de sus elementos (crudo-agua-gas). El petróleo se trata en forma físico-química para ser almacenado en tanque y bombeado a los puntos de recolección, el agua se reinyecta a los yacimientos o se deposita en lagunas de oxidación, y el gas se transporta por medio de tuberías hacia la planta, donde es comprimido por la acción de motocompresores, para ser reinyectado en los yacimientos que no cuentan con la presión necesaria para permitir el flujo natural del crudo hacia la superficie. (figura 2.4) [3]

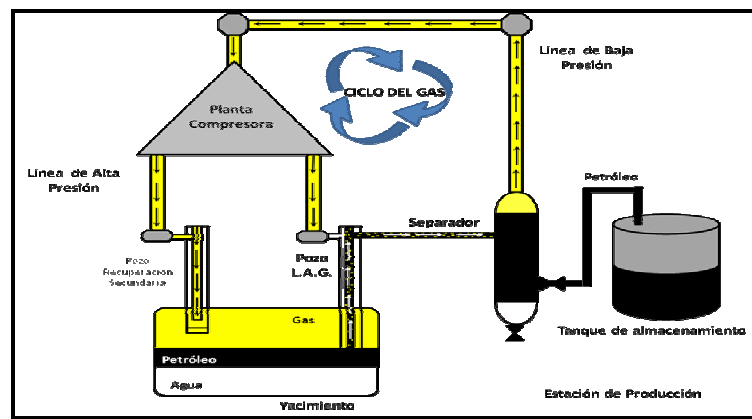


Figura 2.4 Ciclo del gas [3]

La operación de compresión realizada en los compresores recíprocos es de naturaleza cíclica, es decir, el gas es tomado del nivel inferior de presiones de cantidades fijas, es comprimido, luego es descargado en el nivel de presión superior, después de lo cual el mecanismo compresor admite un nuevo volumen de gas de baja presión para iniciar el ciclo descrito. [3]

Una planta compresora está normalmente formada por una o más unidades compresoras, asociadas cada una de estas por un motor que normalmente es de

combustión interna, aunque ocasionalmente puede ser eléctrico; la gran mayoría en el distrito social San Tomé son del tipo reciprocante, cuyo principal objetivo es elevar la presión de succión que se encuentra entre 60 a 250 psig hasta un nivel superior de presión de 800 a 2.100 psig. [3]

2.4.1 Componentes de una planta o sistema de compresión

- 1. Válvula de control de presión en la entrada.** Esta válvula tiene como función mantener constante la presión de succión a la planta. [5]
- 2. Medidor de flujo de gas a la planta.** Este medidor, normalmente del tipo placa orificio, mide el flujo de gas manejado por la planta. [5]
- 3. Depuradores.** Son recipientes cilíndricos que se instalan en la tubería de succión a la planta, para eliminar sólidos o líquidos que pudieran estar entrando por la tubería de alimentación a la planta. Los líquidos se pueden formar por variaciones de presión o temperatura en la tubería de alimentación. [5]
- 4. Separadores.** Son separadores igualmente cilíndricos que tienen la función de separar los líquidos condensados o en condiciones de condensación, para garantizar que el gas de succión no arrastre líquidos al compresor. [5]

En la compresión multi-etapa, se coloca un separador antes de cada etapa de compresión y después del enfriador ya que como consecuencia de la compresión y posterior enfriamiento se forman líquidos. En el caso del gas natural condensan los componentes más pesados, en el caso del aire condensa el agua.

Los depuradores y los separadores tienen una placa defletores en la entrada para que el gas cambie de dirección, precipitando los líquidos. En la descarga se coloca

una malla extractora de neblina que retiene las pequeñas gotas que se transportan en el gas por su poco peso. Estas gotas, se unen y precipitan por efecto del contacto con la malla.

El nivel del líquido que se acumula en el fondo se controla, mediante su extracción manual o automática por la tubería de drenaje en la parte inferior. [5]

5. Botellas amortiguadoras de pulsaciones. Estas botellas se colocan antes y después de los compresores. Su función es la de reducir la amplitud de las pulsaciones de presión que se generan con las aberturas y cierre de las válvulas de succión y descarga. Estas botellas son necesarias para evitar vibraciones y fuerzas indeseables en las tuberías que pueden producir grietas y fallas. [5]

6. Enfriadores. Como consecuencia de la compresión, el gas aumenta su temperatura y se enfría en intercambiadores para acondicionarlo para la succión al compresor de la siguiente etapa. Los enfriadores también se utilizan para enfriar a los compresores y motores, para garantizar su buen funcionamiento y larga vida.

Los sistemas de enfriamiento pueden ser de diferentes tipos: algunos usan intercambiadores del tipo carcasa y tubo, usando agua como medio de enfriamiento. Otros utilizan enfriadores tipo fin-fan cuyos ventiladores son de accionamiento eléctrico independiente o por el mismo motor. [5]

7. Compresores. Son máquinas que comprimen el gas, pueden ser del tipo reciprocante o centrífugo, según la cantidad y presiones del gas manejado. [5]

Las plantas compresoras de gas natural se denominan de diferentes maneras, según diversos criterios:

- **Plantas motocompresoras.** Son las plantas que tienen compresores reciprocantes. El accionamiento de estas plantas se hace con motores de combustión interna o eléctrica.
 - **Plantas turbocompresores.** Son las plantas que usan compresores centrífugos y accionamiento mediante turbinas de gas o motores eléctricos.
 - **Mini plantas compresoras.** Esta denominación la estableció la industria petrolera venezolana para llamar a las plantas compresora centrífugas accionadas con turbinas aeroderivadas. [5]
8. **Sistemas auxiliares.** Las plantas de gas requieren de diversos sistemas auxiliares como: sistema de aire de instrumento, sistema de gas combustible, sistemas de seguridad. [5]
- **Sistema de aire de instrumento y servicio.** Estos sistemas son de compresión de aire, cuya función es producir aire limpio a presión estable para el funcionamiento confiable y eficiente de los instrumentos.
 - **Sistemas de gas combustible.** Este es un sistema de acondicionamiento de gas extraído del mismo proceso y llevado a la presión especificada para el motor (motor alternativo o turbina de gas). Este sistema posee depurador y filtro, como mínimo. En algunos casos, estos sistemas son una verdadera planta de tratamiento con sistemas de endulzamiento, deshidratación y acondicionador del número de octanaje mediante la extracción de parte de hidrocarburos pesados.
 - **Sistemas de paro de emergencia.** Este sistema está formado por diversos subsistemas (sistemas de detección de condiciones inseguras, sistemas de venteo,

sistemas de sobre presión), destinados a proteger la planta contra fugas de gas, incendios, explosiones y sobre presión. [5]

2.5 Gas combustible

Es un gas que se utiliza como combustible para producir energía térmica mediante un proceso de combustión. El gas natural (cuyo mayor componente es el metano) es el más habitual, pero existen otros como:

- Gas licuado del petróleo, como propano o butano. Se obtienen mayoritariamente en torre de destilación en el refinado del petróleo. Otra parte es obtenida al separarlos del gas natural.
- Hidrógeno. Se obtiene a partir de la electrólisis del agua invirtiendo energía eléctrica, o a partir de gas natural. Es un vector energético y no una fuente de energía primaria. Puede llegar a ser utilizado en el futuro como gas combustible con una mejora de la tecnología.
- Gas de alumbrado (H_2 y CO_2), también conocido como gas de hulla o gas ciudad.
- Gas de agua (H_2 y CO). [3]

2.5.1 Ventajas del gas como combustible

El gas es un combustible de gran estabilidad y limpieza por sus muy bajas emisiones de NO_x , CO , no contamina el medio ambiente, tiene un aprovechamiento de más del 95 % al quemarse. No produce corrosión ni abrasión por la ausencia de óxidos de azufre, el fuego es directo ya que se evitan intercambiadores, no requiere precalentamiento, bombas de transferencia o aditivos, tiene un costo-rendimiento menor que otros combustibles. [9]

2.5.2 Especificaciones del gas combustible

Existen dos términos muy importantes que deben ser considerados al momento de referirse a un gas combustible. La detonación esta relacionada con los problemas que causa un gas combustible inadecuado, y el número normal de butano con la especificación propuesta para medir la calidad del gas combustible. [3]

2.5.2.1 La detonación

La detonación se origina en un motor de combustión interna a las condiciones de operación, cuando se utiliza un combustible que contiene grandes cantidades de hidrocarburos pesados. Esta se produce por el autoincendio de la mezcla de combustible que es comprimida por el pistón hasta alcanzar su temperatura de autoincendio, provocando así una detonación. [3]

La detonación se revela durante el funcionamiento del motor a grandes cargas, por la aparición del golpeteo estridente, el cual es el resultado de repercusiones periódicas de alta velocidad de las ondas de choque que se forma en los gases sobre las cámaras de combustión. [3]

El trabajo prolongado del motor con detonación es estrictamente no recomendado, ya que cuando surgen las ondas de choque crece bruscamente la emisión de calor desde los gases quemados, hacia las paredes de las cámaras, lo que puede conducir al recalentamiento del motor y la destrucción de algunas piezas en la cámara de combustión. El carácter migratorio de la carga sobre el embolo cuando hay detonación, puede suscitar la destrucción de la capa antifricción de las piezas que rozan entre sí, ocasionando el desgaste por fricción entre las mismas. [3]

2.5.2.2 Número normal de butano (normal butane number o NBN)

El número normal de butano (NBN) es un estándar aceptado internacionalmente para clasificar la tendencia a la detonación de combustibles gaseosos. Esta se define como: el porcentaje molar de n-butano mezclado en metano que exhibe la misma sensibilidad de detonación que el combustible desconocido. Por definición, el metano tiene un valor de NBN de cero (0) y el n-butano de cien (100). A valores más pequeños de NBN la mezcla combustible tendrá menos tendencia a la detonación. El componente que produce la detonación es el n-butano y es usado como variable para incrementar la sensibilidad a la detonación. [3]

El NBN establece una escala del rango de detonación para una mezcla de n-butano en metano. Para evaluar los otros hidrocarburos encontrados en el gas natural, se utiliza el número equivalente de butanos (NBE), cuando están mezclados con el metano. [3]

$$\boxed{\% \text{ n-butano} = \text{NBE} \times \% \text{ C}_n\text{H}_{2n+2}} \quad (\text{Ec.2.1})$$

Donde:

% n-butano = concentración de n-butano mezclado con metano.

% $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ = concentración de hidrocarburo mezclados con metano.

NBE = número equivalente de butano. [3]

Cuando se gráfica el % n-butano en función del porcentaje de hidrocarburo en metano, el NBE representa la pendiente de la sección recta de la curva. [3]

Para una mezcla de hidrocarburos, el NBN viene dado por la siguiente relación (en la región lineal de la curva). [3]

$$\left(\right. \\ \text{Ec.2.2)}$$

$$\text{NBN} = \sum (\text{NBE})_i \times (\% \text{C}_n\text{H}_{2n+2})$$

El rango de detonación de un gas es, por definición, válido para componentes combustibles de una mezcla. En el gas natural, generalmente están presentes compuestos no combustibles. Los compuestos no combustibles no incrementan la sensibilidad a la detonación de un gas combustible, sino por el contrario disminuyen la sensibilidad a la detonación cuando están presentes en grandes proporciones. Entre estos compuestos se pueden mencionar: O₂, N₂, CO₂, H₂O (vapor), H₂S, SO₂. [3]

Debido a que el gas natural puede presentar diferentes composiciones, en la práctica se acepta un valor de NBN máximo igual a diez (10). [3]

2.6 Compresores

Los compresores son máquinas que tienen por finalidad aportar una energía a los fluidos compresibles (gases y vapores) sobre los que operan, para hacerlos fluir aumentando al mismo tiempo su presión. [8]

Un compresor admite gas o vapor a una P₁ dada, descargándolo a una presión P₂ superior. La energía para efectuar este trabajo la proporciona un motor eléctrico o una turbina de vapor. [8]

2.6.1 Límites que afectan en la operación de los compresores

- Límites por eficiencia volumétrica.
- Límites por carga sobre la barra de cilindro pistón.
- Límite por alta temperatura en el cilindro.
- Reversibilidad en el pasador de la cruceta. [8]

2.6.2 Tipos de compresores

Según el método de compresión usado, existen dos grandes tipos de compresores: los de desplazamiento positivo o flujo intermitente y los de flujo continuo; entre los primeros están los compresores reciprocantes, de vena deslizante, de lóbulo recto, de lóbulo helicoidal, entre otros. Entre los segundos compresores están los centrífugos, axiales y mixto. [8]

A. Compresores reciprocantes

El compresor reciprocante es una unidad formada por varios cilindros compresores (CC), cada uno de ellos unido a un cigüeñal común por medio de dos piezas llamadas: cruceta y biela compresora. Los compresores reciprocantes pueden ser de dos tipos: integrales donde la misma unidad incluye parte motriz y parte compresora, sólo hay un cigüeñal; el otro tipo se le llama separados, cuando son dos unidades diferentes, por lo tanto dos cigüeñales. Dos o más compresores reciprocantes pueden instalarse en una misma planta para trabajar, o bien como unidades separadas o como unidades operando contra cabezal. [8]

Factores que afectan la operación de los compresores reciprocantes

1. Diseño del compresor.
2. Velocidad del compresor (en los casos de velocidad variable de amplio rango).
3. Diseño de las válvulas.
4. Temperaturas y presiones de succión y descarga.
5. Composición del gas natural.
6. Diseño de las tuberías de succión y descarga. [8]

B. Compresores de desplazamiento positivo

Los tipos de desplazamiento positivo son de dos categorías básicas: reciprocantes y rotatorias. El compresor reciprocante tiene uno o más cilindros en los cuales hay un pistón o émbolo de movimiento alternativo que desplaza un volumen positivo en cada carrera. Los rotatorios incluyen los tipos de lóbulos, espiral, aspas o paletas y anillo de líquido. Cada uno con una carcasa, o con más elementos rotatorios que se acoplan entre sí, como los lóbulos o las espirales, o desplazan un volumen fijo en cada rotación. [8]

2.7 Compresores de gas ariel (modelo JGC)

Estos compresores grandes, de velocidad media, reciprocantes y separables fueron diseñados para trabajar con motores eléctricos y motores a gas natural recientemente disponibles para unidades de compresión (paquetes). Ya han demostrado ser el método de compresión más rentable para la transmisión por gasoducto, la generación de energía, la refrigeración, el procesamiento y demás aplicaciones que requieran impulsores de gran potencia y capacidad de compresión.

Se cuenta con cilindros específicamente para la transmisión por gasoducto, así como una gama completa de cilindros para las demás aplicaciones. La demanda de los modelos JGC sigue siendo muy alta desde su introducción en el mercado de la transmisión de gas. Al igual que en todos los compresores Ariel, un mantenimiento mínimo y regular asegurará el funcionamiento continuo y sin problemas durante toda la vida útil de estas unidades. [10]

2.8 Compresores de gas dresser rand (modelo VIP)

Los compresores Dresser-Rand VIP son el corazón del campo de gas de la operación de la línea de productos. Se introdujo por primera vez a mediados de 1990. Hoy en día, los compresores VIP son increíblemente fiables y fáciles de operar y mantener.

Después de casi cinco años de aplicación en el mercado, el diseño VIP ha demostrado una mayor fiabilidad y menos gastos en mantenimiento, que otras unidades de alta velocidad. En estos compresores el diseño del pistón es convencional, de forma cilíndrica y adjunta a un vástago con un pistón y collares de tuerca.

Dresser Rand abarca prácticamente todas las aplicaciones en el campo de gas con el compresor más versátil de la línea en el mercado. Cualquiera que sea la solicitud, ninguna otra empresa puede igualar a los compresores Dresser-Rand en rendimiento, eficiencia, fiabilidad y bajo mantenimiento. [11]

2.9 Cromatografía a gas

Es una técnica de separación de los componentes de una mezcla, en la cual las muestras que se analizan deben ser vaporizadas previamente y pueden ser gaseosas, líquidas o sólidas. [6]

La cromatografía a gas se puede dividir en:

- **Cromatografía analítica.** Se usa para identificar y cuantificar los diferentes componentes que integran la mezcla analizada.

- **Cromatografía preparativa.** Se usa para separar y recoger muestras puras de uno o más componentes. [6]

La cromatografía a gas se realiza en un equipo denominado cromatógrafo a gas en el cual se obtienen las condiciones apropiadas para que se pueda efectuar el proceso de la separación. [6]

2.9.1 Clasificación de la cromatografía a gas

Según las fases presentes la cromatografía a gas se clasifica en:

- CGL: Cromatografía gas-líquido.
- CGS: Cromatografía gas-sólido.
- CLL: Cromatografía líquido-líquido.
- CLS: Cromatografía líquido-sólido.[5]

2.10 Diagrama presión-temperatura de mezclas de hidrocarburos

Los cambios de fase de las mezclas de hidrocarburos presentes naturalmente en un yacimiento de petróleo y gas son fácilmente reconocibles a través de un diagrama presión-temperatura (P-T) como el que se muestra en la figura. 2.5. [12]

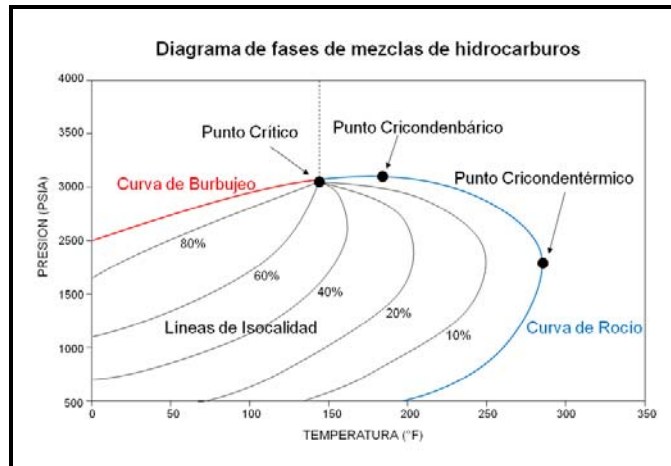


Figura 2.5 Diagrama de fases de mezclas de hidrocarburos [12]

Este es un diagrama de fases generalizado donde se pueden observar las envolventes de fases que resulta de unir las curvas de puntos de burbujeo y puntos de rocío.

2.10.1 Puntos de burbujeo

Los puntos de burbujeo son los puntos donde la fase líquida contiene una cantidad infinitesimal de gas, es decir, donde aparece la primera burbuja. [12]

2.10.2 Puntos de rocío

Los puntos de rocío son los puntos donde la fase gaseosa contiene una cantidad infinitesimal de líquido, es decir, donde aparece la primera gota. [12]

2.10.3 Punto crítico

Las curvas de burbujeo y rocío se unen en el punto crítico, punto donde las propiedades intensivas (aquellas que no dependen de la masa, densidad, viscosidad, etc.) del gas y líquido son iguales. [12]

La envolvente de fases divide el diagrama en tres regiones:

- **La del líquido** que está situada fuera de la envolvente y a la izquierda de la temperatura crítica.
- **La del gas** que también está fuera de la envolvente pero a la derecha de la temperatura crítica.
- **La de dos fases** que se encuentra dentro de la envolvente, en ésta región se hallan el gas y el líquido en equilibrio. [12]

2.10.4 Líneas de isocalidad

Las líneas de isocalidad son líneas que unen puntos de igual porcentaje volumétrico de líquido en la mezcla líquido-gas. Lo que implica que las curvas de burbujeo y rocío son líneas de 100% y 0% de líquido, respectivamente. Todas las curvas convergen en el mismo punto, el punto crítico.

Del diagrama también se puede observar los puntos extremos de presión y temperatura. El punto cricondértico ($T_{c dt}$) es la máxima temperatura a la cual existe equilibrio entre vapor y líquido. El punto cricondembárico ($P_{c dt}$) es la máxima presión a la cual existe equilibrio entre vapor y líquido. La posición relativa de los puntos cricondértico y cricondembárico con respecto al punto crítico depende de la composición del sistema.

Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento tiene un diagrama de fases característico, el cual permanece constante, mientras se mantenga constante la proporción de componentes en la mezcla; teniendo modificaciones cuando se altera las proporciones de los componentes debido a extracción preferencial de fluidos o a la inyección de algunos de ellos. [12]

2.11 Simulación de procesos

Los paquetes de simulación son instrumentos de cálculos básicos para la realización de diversas aplicaciones en el campo de la ingeniería. Los simuladores permiten realizar una evaluación rápida y confiable de diversos procesos, proporcionando información útil para el diseño conceptual y básico, así como para el estimado del costo de los equipos. También mediante ellos es posible analizar u optimizar diagramas de flujo, localizar restricciones (cuellos de botellas) y predecir el comportamiento de plantas existentes que pueden ser sometidas a diversas condiciones de operación, a fin de analizar las respuestas del proceso a estas modificaciones, proporcionando guías para una mejor operación. [13]

Se puede decir que un simulador es un programa que predice el comportamiento de un proceso a partir de un modelo adecuado previamente analizado, que incluye: ecuaciones de transferencia de calor, sistema termodinámico adecuado, modelos de propiedades de transporte y de las características de construcción del mismo. La exactitud con el cual el programa produce los resultados dependerá básicamente de la fidelidad de los modelos matemáticos y sus limitaciones teóricas, los modelos numéricos y la confiabilidad de los valores de las variables de entrada. [13]

2.11.1 Simulador de procesos Hysys Plant (V 3.2)

El Hysys Plant es un programa empleado en muchas industrias del petróleo y el gas natural a nivel mundial, de fácil manejo, que permite determinar variables de salida en un proceso de producción, de acuerdo a una serie de datos específicos. [13]

Dicho programa está basado en la representación gráfica de todas las corrientes y equipos involucrados en el proceso realizando su comportamiento bajo la aplicación

de paquetes termodinámicos de ecuaciones de estado y en este caso por ser gases se utilizará Peng Robinson. Proporciona una solución en modelo de procesos intuitiva e interactiva que permite crear los modelos en estado estacionario para diseño de una planta, supervisión de funcionamiento y localización de averías, entre otros. [13]

El simulador cuenta con un amplio conjunto de módulos para simular las operaciones unitarias, además de una amplia base de datos que permite el cálculo de propiedades termodinámicas y cinéticas de compuestos reales e hipotéticos. Para el inicio de un caso de estudio, se seleccionan los paquetes de propiedades a utilizar, así como los componentes de la base de datos o se crean los hipotéticos. El diagrama de flujo de información se construye en la pantalla, instalando las figuras que representan los módulos de los equipos u operaciones necesarias, y las corrientes de entrada y salida de cada uno. (figura 2.6) [13]



Figura 2.6 Simulador Hysys Plant (V 3.2) [13]

2.11.2 Modelador Dresser Rand (V 4.0)

D-rand es un potente programa diseñado para la selección y aplicación de compresores de gas para servicio de campo (figura 2.7). El programa incluye las siguientes funciones:

- Interfaz gráfica fácil de usar.
- Múltiples combinaciones de gas (para usar con sidestreams).
- Diagrama P & ID interactivo.
- Capacidad para el tamaño requerido por el compresor o el controlador de flujo de potencia.
- Base de datos completa de los compresores actuales Dresser-Rand y también una base de datos de compresores comercializados con anterioridad (para la predicción de rendimiento de compresores instalados de más edad).
- Permite la salida para ajuste de parámetros de rendimiento. [11]



Figura 2.7 Programa Dresser Rand (V 4.0) [11]

2.11.3 Programa Ariel (V 7.5.6)

Entre las características de este programa se incluyen:

- Interfaz gráfica con el usuario.
- Un programa sólido sobre las propiedades del gas que incluye un programa flash para el cálculo de la pérdida de hidrocarburos y agua entre etapas.
- Compresores de múltiples etapas y múltiples servicios.

- Cálculos de múltiples corridas con diagramas de rendimiento del compresor.
- Cálculos de ajuste al flujo y ajuste a la carga
- Hojas de datos de carcasas y cilindros.
- Generación de informes extensos.
- Cálculo del esfuerzo del cigüeñal y la fuerza elástica de la masa.
- Comentarios sobre la norma y excepciones en cuanto a las especificaciones API e ISO.
- Acceso a dibujos esquemáticos de equipos y datos sobre el pasaje de gas.
- Administrador de casos y administrador de paquetes destinados a la evaluación de múltiples puntos de funcionamiento y múltiples selecciones de unidades.
- Compendio de hojas de datos y manual de aplicaciones de Ariel. (figura 2.8)
[14]



Figura 2.8 Programa Ariel (V 7.5.6) [14]

2.11.4 Simulador Pipephase (V 8.0)

Es un potente simulador de flujo de fluido multifase en estado dinámico y estacionario, empleado comúnmente para predecir presiones, temperaturas y líquidos estancados en pozos, tuberías y sistemas de distribución y recolección. Es utilizado para diseñar nuevos sistemas, supervisar sistemas de corrientes y para prevenir o

solventar problemas de escala industrial; en fin realiza el estudio hidráulico en tubería y accesorios de líneas e incluye la optimización de sus capacidades. (figura 2.9) [15]

Beneficios

- Aumento global de activos en toda la producción.
- Mejora de la línea de flujo y así el rendimiento.
- Mejora de las instalaciones de tuberías y diseño integrado de planificación y el desarrollo del campo.
- La reducción de los costes de explotación.
- La reducción de los costes de capital. [15]

Aplicaciones

La combinación de un análisis riguroso de flujo multifásico, junto con una amplia capacidad de predicción de propiedad termodinámica, hacen de PIPEPHASE un programa adecuado para una amplia gama de aplicaciones, incluyendo:

- Redes de transporte de gas natural y distribución de tuberías.
- Análisis nodal.
- Línea de calibrado.
- Ámbito de planificación y estudios de gestión de activos.
- Redes de inyección de vapor.
- Gasoductos de CO₂.
- Análisis de “Gas-lift”.



Figura 2.9 Simulador Pipephase (V 8.0) [15]

2.12 Análisis económico

La ingeniería económica a través del análisis económico, les permite a los individuos lo mismo que a los negocios, las industrias y el gobierno, la evaluación de alternativas descritas en términos económicos. En este orden de ideas, la ingeniería económica es la aplicación de factores y criterios económicos para evaluar alternativas que consideren el valor del dinero en el tiempo al calcular una medida de valor económica específica de flujos de efectivos, estimados durante un período de tiempo específico. [16]

2.12.1 Propósito de un análisis económico

Permite pronosticar niveles de rentabilidad financiera y otros parámetros financieros de interés, con la finalidad de saber si la inversión en un negocio dado va a suministrar un mayor retorno que si se dejasen los fondos en donde están.

También se usa para atender como la rentabilidad se ve afectada por cambios en volumen, precios y costos (análisis de sensibilidad). De igual forma es utilizada para comparar el retorno de dos o más alternativas de inversión. [16]

2.13 Sistema de evaluaciones económicas “SEE” (V 4.0)

El Sistema de Evaluaciones Económicas SEE, es una herramienta que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de inversión a través de los siguientes indicadores económicos: valor presente neto (V.P.N.), tasa interna de retorno (T.I.R.), tasa interna de retorno modificada (T.I.R. Mod.), eficiencia de la inversión (E.I.) y tiempo de pago dinámico (T.P.D.).

Debido a que normalmente, las evaluaciones económicas se llevan a cabo considerando períodos largos, los flujos de cajas futuros son estimados y por ello sensibles a posibles variaciones durante las diferentes etapas de un proyecto, por esta razón el sistema está en capacidad de realizar un gráfico de sensibilidad con el propósito de conocer cuan susceptible es el valor presente neto (V.P.N.) del proyecto a los cambios en los parámetros tales como: inversión, costos, volúmenes y precios. Adicionalmente el sistema tiene la facilidad de poder evaluar varias alternativas de un proyecto bajo diferentes escenarios económicos.

El SEE fue desarrollado por el grupo de Evaluaciones Técnico-Económicas de Intevep e Intesa por requerimiento de la Gerencia de Presupuestos de Inversión de PDVSA M&M con el fin de obtener una herramienta que permitiera homologar procedimientos, conceptos y lineamientos en la determinación de los indicadores económicos de los proyectos de Refinación, Suministro y Comercio.

El Sistema de Evaluaciones Económicas se ha venido utilizando con este propósito desde el año 1998 en el circuito refinador venezolano incluyendo Isla, por

Deltaven y los negocios de metano y LGN de PDVSA Gas. En la actualidad cuenta con el módulo de producción de gas no asociado de PDVSA Gas. Actualmente los usuarios de Refinación, Suministro y Comercio están trabajando con la versión 4.0, la cual está siendo desarrollada en un ambiente multiusuario, lo que permitirá un mayor control durante todos los diferentes eventos presupuestarios desde la formulación del presupuesto de inversiones hasta la última revisión del presupuesto aprobado y podrá homologar los lineamientos de manera instantánea durante las diferentes revisiones de dichos eventos.

El programa funciona bajo el sistema operativo Windows y está desarrollado en la herramienta PowerBuilder 7.02, siendo compatible con ambientes Windows 95, 98, 2000, NT y XP, y bajo la plataforma multiusuario ORACLE (Manejador de Base de Datos). [16]

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible con los datos de diseño y con las condiciones operacionales actuales

3.1.1 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible con los datos de diseño

Para modelar el sistema de gas combustible de las plantas compresoras estudiadas DEPO, DAC-1 y DAC-3, inicialmente se estudió el proceso de compresión para establecer las variables a ser analizadas. Posteriormente se inició la recolección de la información detallada de diseño, obteniéndose con ello las especificaciones sobre el dimensionamiento de los equipos que integran la unidad de compresión, recomendaciones de operación y diagramas de flujo del proceso, todo ello obtenido de los manuales de diseño y operación de cada planta, manuales de especificación de los motocompresores, revistas científicas y libros especializados sobre el tema. La simulación se realizó haciendo uso de los simuladores Ariel y Dresser Rand específicos de cada compresor, y Hysys Plant para los compresores White Superior, por ser estos compresores convencionales.

3.1.1.1 Datos de diseño de las unidades compresoras

En las tablas 3.1 a la 3.4, se reflejan los datos de diseño de las plantas compresoras del campo de producción Dación empleados en el montaje de la simulación.

**Tabla 3.1 Características de diseño de los compresores del campo de producción
Dación**

Plantas compresoras	Compresores	Marca	Modelo	Capacidad c/u (MMPCD)	N° de etapas compresión c/u
DEPO	K1	Dresser Rand	VIP-4	10	3
	K2				
	K3				
	K4	Ariel	JGC-6	20	3
	K5				
DAC-1	K1	Dresser Rand	VIP-4	10	3
	K2				
	K3				
	K4				
	K5/K6	White Superior	G825	5	4
DAC-3	K1	Dresser	VIP-4	8	3
	K2	Rand		10	

**Tabla 3.2 Condiciones de diseño de los compresores del campo de producción
Dación**

Plantas compresoras	Compresores	Etapas	Rpm c/u	Presión de succión (psig)	Presión de descarga (psig)
DEPO	K1/K2/ K3	Primera	1.500	60	200
		Segunda		200	520
		Tercera		520	1.350
	K4/K5	Primera	1.000	60	157
		Segunda		157	463
		Tercera		463	1.300
DAC-1	K1/K2/K3/ K4	Primera	1.500	60	200
		Segunda		200	520
		Tercera		520	1.350
	K5/K6	Primera	840	60	150
		Segunda		150	330
		Tercera		330	850
		Cuarta		850	1.300
	DAC-3	K1/ K2	Primera	1.500	60
Segunda			200		520
Tercera			520		1.350

**Tabla 3.2 Condiciones de diseño de los compresores del campo de producción
Dación (cont.)**

Plantas compresoras	Compresores	Etapas	Temperatura de succión (°F)	Temperatura de descarga (°F)
DEPO	K1/K2/ K3	Primera	100	280
		Segunda	120	280
		Tercera	120	280
	K4/K5	Primera	105	240
		Segunda	120	291
		Tercera	120	291
DAC-1	K1/K2/K3/ K4	Primera	100	260
		Segunda	120	260
		Tercera	120	260
	K5/K6	Primera	120	210
		Segunda	140	215
		Tercera	140	230
		Cuarta	150	240
DAC-3	K1/K2	Primera	100	260
		Segunda	120	260
		Tercera	120	260

**Tabla 3.3 Características de diseño de los motores del campo de producción
Dación**

Plantas compresoras	Motocompresor	Marca	Modelo	N° cilindros
DEPO	K1	Waukesha	9390	12
	K2			
	K3			
	K4	Caterpillar	3616	12
	K5			
DAC-1	K1	Waukesha	9390	16
	K2			
	K3			
	K4			
	K5	White Superior	16G825	16
	K6		12G825	
DAC-3	K1	Waukesha	7044	4
	K2		9390	4

Tabla 3.3 Características de diseño de los motores del campo de producción
Dación (cont.)

Plantas compresoras	Motocomp resor	BHP Instalada c/u	rpm c/u
DEPO	K1	1.970	1.200
	K2		
	K3		
	K4	4.735	1.000
	K5		
DAC-1	K1	1.970	1.200
	K2		
	K3		
	K4		
	K5	1.600	900
	K6	1.200	
DAC-3	K1	1.970	1.200
	K2	1.470	1.200

Tabla 3.4 Características de diseño del separador de succión del campo de producción Dación

Planta compresora	Tipo	Presión (psig)	Temperatura (°F)	Diámetro x longitud T/T
DEPO 10 MMPCED	Separador vertical	60	100	5'0" x 14'0"
DEPO 5 MMPCED				5'6" x 16'0"
DAC-1	Separador vertical	63	100	5'6" x 10'6"
DAC-3	Separador vertical	63	100	4'0" x 10'4"

3.1.1.2 Caracterización de las corrientes

Para modelar el sistema de gas combustible empleando los datos de diseño, se hizo necesario caracterizar las corrientes principales de gas que entran al proceso de compresión como son: flujo de gas de proceso y flujo de gas combustible.

La composición del gas de proceso de diseño está determinada basándose en los requerimientos de los fabricantes de las unidades motocompresores, los cuales coinciden en sus análisis cromatográficos, estos fueron tomados de los manuales de diseño de los compresores y se muestran en la tabla 3.5.

Cabe destacar que el gas combustible que alimenta a los motores de combustión interna, para generar la energía necesaria para el proceso de compresión, es tomado de la misma corriente de gas de proceso, por lo que presenta la misma composición en diseño.

Tabla 3.5 Composición de diseño del gas de proceso y gas combustible de las plantas compresoras DEPO, DAC-1 y DAC-3

Componentes	Composición (% molar)
Metano	0,8178
Etano	0,0857
Propano	0,0192
i-Butano	0,0071
n-Butano	0,0065
i-Pentano	0,0031
n-Pentano	0,0020
Hexanos	0,0016
Heptanos	0,0014
Octanos	0,0006
Nitrógeno	0,0025
Díóx Carbono	0,0414
Ac. Sulhídrico	0,0001
Agua	0,0107

3.1.2 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible con las condiciones operacionales actuales

En esta sección se procedió a realizar la simulación del sistema de gas combustible empleando las condiciones operacionales actuales, con la finalidad de comprobar si el funcionamiento de las plantas compresoras bajo estas condiciones es el adecuado de acuerdo a las especificaciones de diseño o sí por el contrario, están

trabajando de forma interrumpida debido a detonaciones producidas en los motores de los compresores, lo que generaría frecuente paradas de plantas y elevados costos por mantenimiento. Para ello, inicialmente se realizó el levantamiento de la información de campo de las variables más importantes del proceso, a través de visitas a campo, entrevistas a los operadores y personal especializado y mediante el monitoreo del sistema de supervisión continua, SCADA, donde se obtuvieron corridas para diferentes días, empleando el promedio de estas para alimentar la simulación.

3.1.2.1 Condiciones operacionales actuales

En la tabla 3.6 se reportan las variables operacionales actuales del proceso de compresión, alimentadas al simulador y los históricos de estas variables de operación se muestran en las figuras A.8 a la A.16, del anexo A.

Tabla 3.6 Variables operacionales de los compresores del campo de producción
Dación

Planta compresora	Moto-compresor	Presión de succión (psig)	Presión de descarga (psig)	Temperatura de succión (°F)	Temperatura enf. interetapas (°F)
DEPO	K1	59,6	1.373,8	99,6	111,1
	K2	57,7	1.340,0	102,8	116,2
	K3	58,3	1.357,2	100,9	111,9
	K4	57,7	1.338,7	119,0	118,0
	K5	57,7	1.361,3	115,8	120,3
DAC-1	K1	62,2	1.073,9	109,1	113,9
	K2	62,2	1.353,8	113,7	118,3
	K3	61,0	1.357,0	116,1	114,0
	K4	62,1	1.323,8	110,2	106,8
	K5	59,6	1.277,6	106,5	109,6
	K6			109,2	127,3
DAC-3	K1	58,1	1.330,3	109,6	119,5
	K2	57,3	1.330,2	109,5	116,1

**Tabla 3.6 Variables operacionales de los compresores del campo de producción
Dación (cont.)**

Planta compresora	Moto- compresor	Flujo (MMPCED)	Capacidad (MMPCED)	rpm
DEPO	K1	8,2	59,3	1.139
	K2	8,6		1.108
	K3	8,3		1.145
	K4	17,6		921
	K5	16,6		891
DAC-1	K1	7,9	40,8	1.136
	K2	8,8		1.121
	K3	8,6		1.131
	K4	7,7		1.160
	K5	7,8		-----
	K6			-----
DAC-3	K1	6,7	13,8	1.117
	K2	7,1		1.144

3.1.2.2 Condiciones operacionales de las corrientes de gas de proceso y gas combustible

La información referente a las composiciones de las corrientes de gas de proceso y gas combustible, es decir, las cromatografías del gas en base seca de las plantas en estudio, fue proporcionada por el Centro de Análisis San Tomé, bajo las normas GPA 2166-05, 2261-00, 2286-95 y la norma ISO 10715-1997, mostradas en las figuras A.1 a la A.5, del anexo A. En la tabla 3.7, se muestra un cuadro comparativo de la composición del gas combustible que maneja el campo de

producción Dación y la tabla 3.8, muestra un cuadro comparativo de la composición del gas de proceso.

Tabla 3.7 Composición actual de las corrientes de gas combustible en base seca, que manejan los diferentes compresores que operan en las plantas compresoras DEPO, DAC-1 y DAC-3

Componentes	Composición (% molar)		
	DEPO	DAC-1	DAC-3
Metano	0,8146	0,8066	0,8151
Etano	0,0631	0,0628	0,0630
Propano	0,0309	0,0289	0,0313
i-Butano	0,0070	0,0075	0,0070
n-Butano	0,0080	0,0094	0,0079
i-Pentano	0,0018	0,0036	0,0018
n-Pentano	0,0012	0,0030	0,0011
Hexanos	0,0005	0,0037	0,0005
Heptanos	0,0002	0,0032	0,0002
Octanos	0,0001	0,0027	0,0002
Nitrógeno	0,0023	0,0020	0,0022
Dióx Carbono	0,0703	0,0668	0,0699
Ac. Sulfhídrico (ppm)	30,0000	40,0000	30,0000
Densidad (lb/pie ³)	0,2604	0,2715	0,2603
Peso molecular (lb/lbmol)	20,647	21,512	20,640
Flujo (MMPCED)	5,8	2,7	0,7

Tabla 3.8 Composición actual de las corrientes de gas de proceso en base seca, que manejan los diferentes compresores que operan en las plantas compresoras DEPO, DAC-1 y DAC-3

Componentes	Composición (% molar)		
	DEPO	DAC-1	DAC-3
Metano	0,8463	0,8073	0,8017
Etano	0,0543	0,0639	0,0625
Propano	0,0319	0,0248	0,0307
i-Butano	0,0080	0,0073	0,0086
n-Butano	0,0099	0,0096	0,0112
i-Pentano	0,0039	0,0040	0,0042
n-Pentano	0,0023	0,0032	0,0033
Hexanos	0,0017	0,0034	0,0031
Heptanos	0,0010	0,0029	0,0021
Octanos ⁺	0,0012	0,0030	0,0017
Nitrógeno	0,0057	0,0017	0,0018
Dióx. Carbono	0,0339	0,0691	0,0692
Ac. Sulhídrico	0,0077	0,0077	0,0077
Densidad (lb/pie ³)	0,2542	0,2712	0,2722
Peso molecular (lb/lbmol)	20,140	21,493	21,561

3.1.3 Criterios de operación empleados para el montaje de la simulación

3.1.3.1 Simulador Dresser Rand

Este programa es suministrado por los fabricantes de los compresores de alta tecnología Dresser Rand, para modelar el comportamiento de los mismo y así

emplearlos en los estudios de diseño y en la detección de fallas. Por ser compresores poco convencionales no fue posible evaluarlos empleando el simulador de procesos Hysys Plant, debido que arrojaba valores que se alejaban de la realidad. Por tal motivo se empleo el programa Dresser Rand para evaluar las fallas presentes en estos compresores.

Procedimiento detallado para modelar los compresores Dresser Rand

1. Arreglo de red

En esta sección, como se muestra en la figura 3.1, se establece la descripción del proyecto y se seleccionan las unidades de las variables a utilizar.

Figura 3.1 Arreglo de red

2. Diagrama de proceso

El diagrama de proceso se selecciona estableciendo el número de etapas y el número de cilindros por etapas, como se muestra en la figura 3.2. También deben suministrarse al programa las presiones de succión y descarga del compresor, las

temperaturas de succión y la de los enfriadores interetapas, los rpm del compresor, la capacidad de compresión, el modelo del compresor y los diámetros de los cilindros.

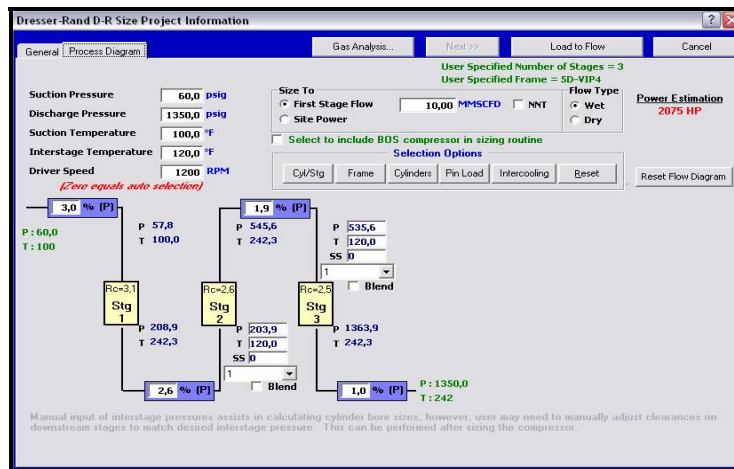


Figura 3.2 Diagrama de proceso

3. Análisis del gas

En esta ventana se carga la composición del gas a comprimir y otras propiedades, como se muestra en la figura 3.3.

Gas Entry

Gas Component	Amount
Methane (C1)	82,6896
Ethane (C2)	8,6653
Propane (C3)	1,9414
Isobutane (i-C4)	0,7179
N-butane (n-C4)	0,6572
I-pentane (i-C5)	0,3134
N-pentane (n-C5)	0,2022
N-hexane (n-C6)	0,1618
N-heptane (n-C7)	0,1416
Nitrogen	0,2528
Carbon dioxide	4,1860
Hydrogen sulfide	0,0101
N-octane (n-C8)	0,0607

Gas Properties

Gas Total (%) | 100,000
Humidity | 30
Mole Weight | 20,166
Specific Gravity | 0,696

Add/Remove Gas Components...
Natural Gas...
New Mixture
Copy Mixture
Delete Mixture
Save
Change Mixture Name...
Cancel

Figura 3.3 Análisis del gas

4. Esquemático del compresor

Una vez cargados los datos en el programa, este genera la ventana con el esquemático del compresor donde se especifican las etapas con sus respectivos cilindros y dimensiones de los mismos (figura 3.4)

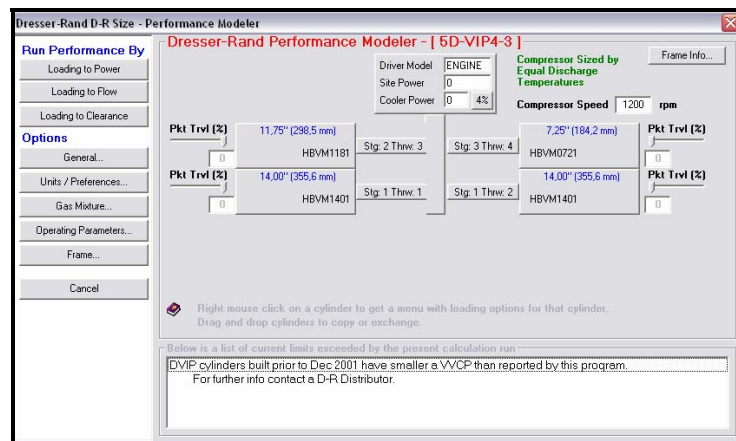


Figura 3.4 Esquemático del compresor

5. Reporte de la simulación.

En las figuras C.1 a la C.3, del anexo C, se observan los reportes arrojados por el programa Dresser Rand a las condiciones operacionales, indicando la información detallada del gas de análisis y del compresor por etapas.

3.1.3.2 Procedimiento detallado para simular los compresores Ariel

1. Arreglo de red

En esta sección, se especifican detalles del proyecto como la compañía encargada que ejecutará el programa, las unidades de las variables a utilizar y el tipo de compresor a simular. (figura 3.5)

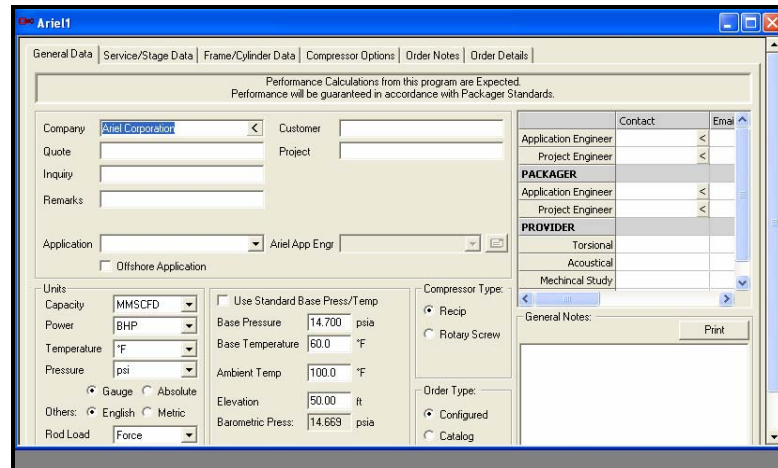


Figura 3.5 Arreglo de red

2. Ambiente de simulación

Como se muestra en la figura 3.6, el programa Ariel requiere datos como la presión de succión y descarga, la temperatura de entrada y el número de etapas de compresión, para describir el diagrama de flujo.

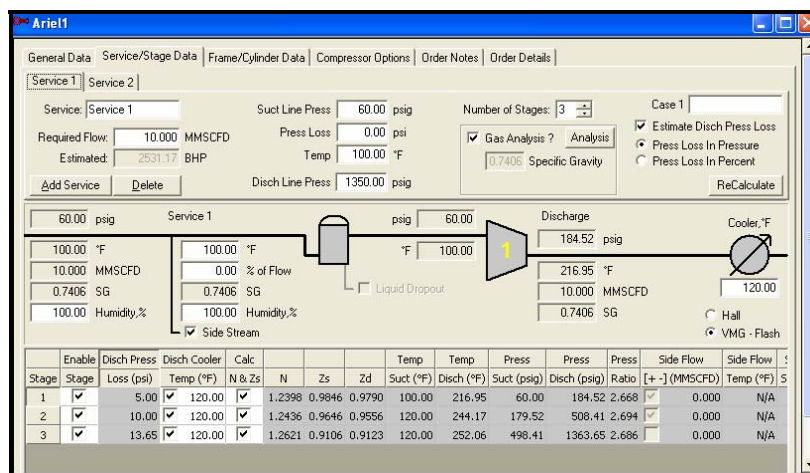


Figura 3.6 Ambiente de simulación

3. Análisis del gas

Al igual que el programa Dresser, el simulador Ariel cuenta con una sección para el análisis de gas (figura 3.7). En esta se especifican la composición del gas y se obtienen las propiedades características del mismo. También pueden observarse las envolventes de fase para cada etapa.

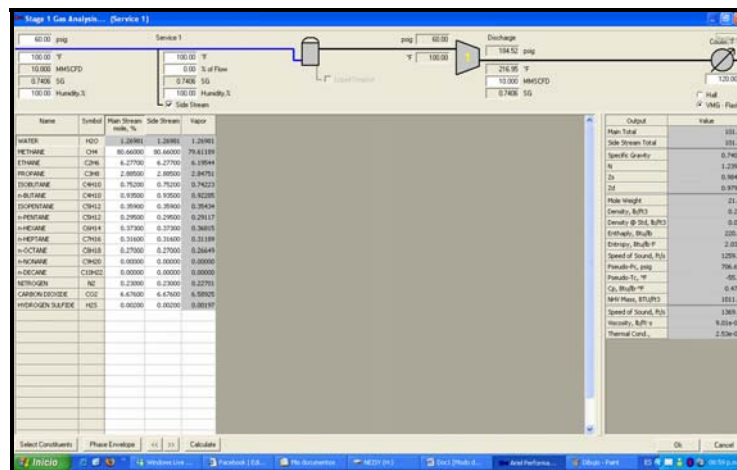


Figura 3.7 Análisis del gas

4. Especificaciones del compresor

Aquí se selecciona el modelo específico del compresor en estudio. El programa adquiere las especificaciones del compresor de una data contenida en el mismo, como se observa en la figura 3.8.

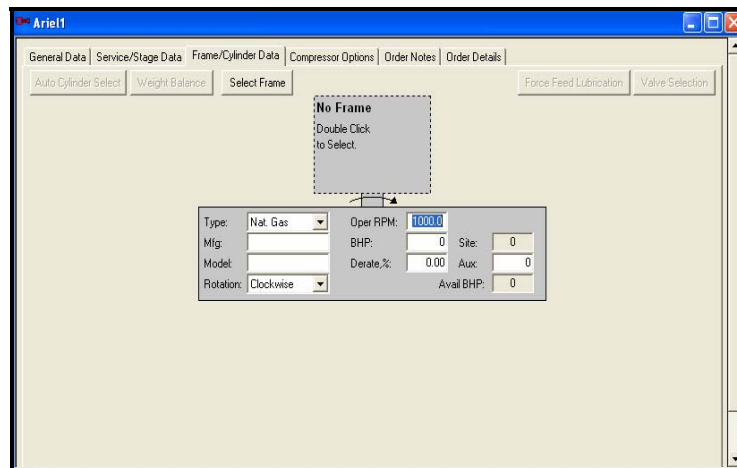


Figura 3.8 Especificaciones del compresor

5. Especificaciones del motor

En esta sección se aplica la analogía de las especificaciones del compresor para seleccionar el modelo del motor a simular. (figura 3.9)

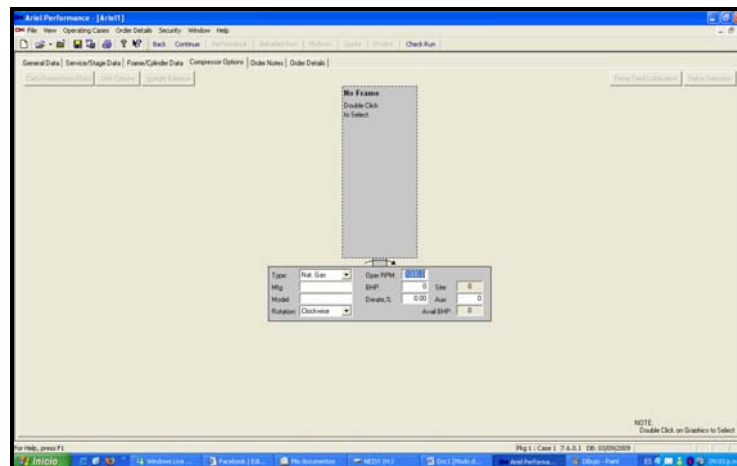


Figura 3.9 Especificaciones del motor

3.1.3.3 Procedimiento detallado para simular con Hysys Plant

1. Administrador básico de simulación

Como se muestra en la figura 3.10, Hysys genera una serie de ventanas que permiten ingresar los componentes de la mezcla de gas, elegir el paquete termodinámico, que en este caso por presentar la mezcla impurezas como el agua, CO₂ y H₂S, se empleó Peng Robinson. Otra ventana permite incorporar reacciones al proceso si se requiere y la que permite ingresar al ambiente de simulación.



Figura 3.10 Administrador básico de simulación

2. Análisis de la corriente gaseosa

En esta sección del simulador, se ingresan todos los componentes de la mezcla gaseosa con sus respectivos porcentajes que pueden expresarse en diferentes unidades, como se muestra en la figura 3.11.

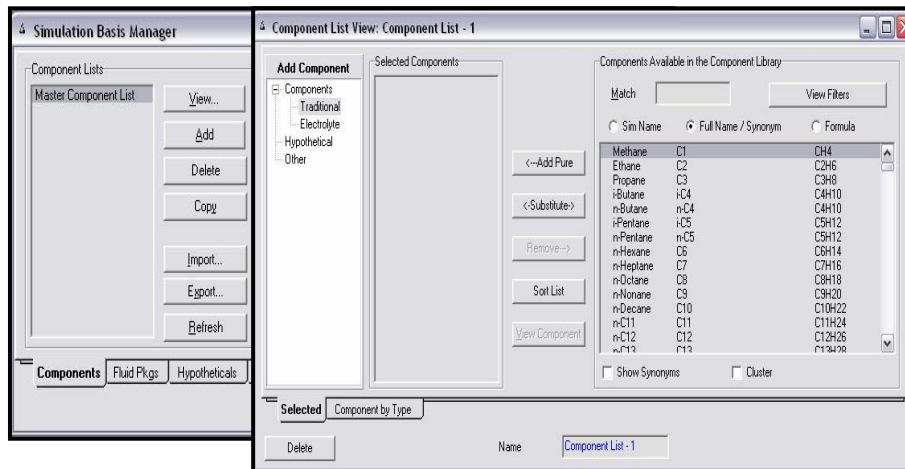


Figura 3.11 Análisis de la corriente de gas

3. Paquete de fluidos

El paquete de fluidos contiene toda la información para cálculos físicos de las propiedades de los componentes. Al abrir la pestaña Fluid Pkgs del simulador, se pueden usar múltiples paquetes de fluidos dentro de una simulación, asignándoselos a diferentes corrientes. En este caso se presenta una sola corriente gaseosa que debido a los componentes que la integran se seleccionó el paquete termodinámico Peng Robinson, además esta ecuación tiene una buena predicción de las propiedades físicas y termodinámicas en un amplio rango de presión y temperatura, tanto en fase líquida como en fase gaseosa y presenta menor costo de tiempo de computación. (figura 3.12)

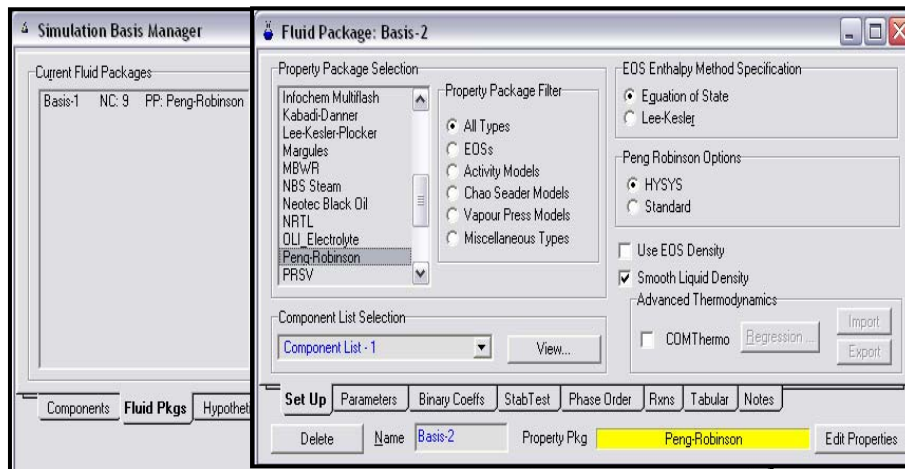


Figura 3.12 Paquetes de fluidos

4. Ambiente de simulación

Permite introducir los elementos a la simulación, lo cual es posible activando la paleta de objetos, la cual contiene secciones de: corrientes, equipos varios, equipos de industria petroquímica y funciones lógicas, como se observa en la figura 3.13.

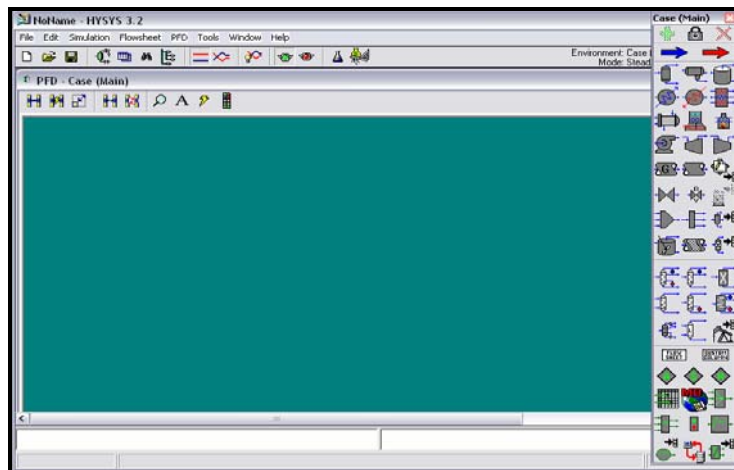


Figura 3.13 Ambiente de simulación

5. Diagrama de flujo de proceso

Para armar el diagrama de flujo, se arrastran los elementos deseados desde la paleta de objetos hacia el diagrama de flujo de proceso (PFD), y se ingresan las especificaciones de las corrientes y equipos.

6. Reporte del simulador

En las figuras C.12 a C.16, del anexo C, se muestran los reportes arrojados por el simulador, donde se visualizan los valores de las variables involucradas en el proceso.

3.1.4 Aprobación de la simulación a las condiciones de diseño

Para validar como confiable los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas con los datos operacionales, se procedió a determinar el porcentaje de desviación entre los valores certificados por el diseño y los arrojados por el simulador. Específicamente se analizaron las siguientes variables:

- Temperaturas de descarga.
- Presiones de descarga.
- Caballos de potencia.

Cabe destacar que para la validación de la simulación no se consideraron las presiones y temperaturas de succión, debido a que esos valores fueron alimentados al simulador y tomados de los manuales de operación de las plantas compresoras.

Para la validación se tomó como referencia los porcentajes de desviación establecido por el personal de PDVSA para determinadas variables, presentados en la tabla 3.9.

Tabla 3.9 Porcentajes de desviación establecidos para la validación de la simulación

Variable	% de desviación
Presión	5
Temperatura	10
Flujo	5

Para determinar si los porcentajes de desviación se encuentran dentro los rangos de aceptación, se empleó la siguiente fórmula para el cálculo de los mismos:

$$\%Desviación = \frac{valor_T - valor_S}{valor_T} \times 100 \quad (\text{Ec.3.1})$$

Donde;

% Desviación: porcentaje de desviación.

Valor_T: valor teórico de la variable analizada.

Valor_S: valor de la variable analizada obtenida por el simulador.

Este cálculo se muestra en la sección 3.5 y los resultados se reportan en la tabla 4.1 para los valores de temperatura y presión.

3.1.5 Comparación entre las condiciones operacionales de los motocompresores que integran las plantas compresoras DEPO, DAC-1 y DAC-3 con las condiciones establecidas para el diseño

En esta sección se compararon las variables (temperatura y presión de descarga por etapas, rpm, flujo, BHP) de operación de cada uno de los motocompresores que integran las plantas compresoras en estudio con las condiciones de diseño obtenidas de los reportes arrojados por las simulaciones realizadas en las secciones anteriores, para determinar el porcentaje de desviación que presenta el comportamiento actual de estos compresores, haciendo uso de la ecuación 3.1 y reportando los resultados en las tablas 4.3 a la 4.5.

3.1.6 Cálculo de los caballos de potencia

Una de las variables analizadas para determinar las desviaciones que presenta el gas combustible del campo de producción Dación con respecto al diseño, son los caballos de potencia (HP) que consume el compresor para realizar el trabajo de comprimir gas. Como se ha mencionado, los compresores del campo Dación son activados a través de motores de combustión interna a gas natural, en los cuales el gas natural realiza la combustión mediante reacción con el oxígeno proveniente del aire generando energía, suministrando la misma a los compresores.

Los caballos de potencia son analizados empleando dos métodos; a través del simulador, alimentado con los datos de diseño y con las condiciones operacionales actuales y de forma analítica empleando la siguiente ecuación: [10]

$$\boxed{HP = (22) \times R_{CO} \times n \times MMPCED} \quad (\text{Ec.3.2})$$

Donde;

HP: caballos de potencia.

R_{CO} : relación de compresión.

n: número de etapas.

MMPCED: flujo de gas.

Este cálculo no toma en consideración el caballaje adicional para vencer la fricción o algunas otras fuerzas adicionales.

La relación de compresión viene dado por: [10]

$$R_{CO} = \sqrt[n]{\frac{P_d}{P_s}} \quad (\text{Ec.3.3})$$

Donde;

n: número de etapas.

P_d : presión de descarga del compresor.

P_s : presión de succión del compresor.

En la sección 3.5, se muestran los cálculos de HP por el método analítico y los resultados fueron reportados en la tabla 4.4 para las condiciones de diseño y las condiciones operacionales actual respectivamente.

3.2 Estudio de los problemas operacionales del sistema de gas combustible

Uno de los factores que interviene en la detonación de los compresores, es la composición del gas combustible. El gas con un número de metano bajo tiene una capacidad detonante mayor que un gas natural con un número de metano mayor, ya que produce los radicales libres necesarios para el inicio de la reacción a una

temperatura inferior. Por consiguiente, para detectar si ésta es la causa de las fallas que presentan los compresores del campo de producción Dación, es necesario realizar un análisis cualitativo y cuantitativo al gas combustible empleado actualmente y evaluarlo con respecto a las especificaciones de diseño.

3.2.1 Análisis cualitativo del gas combustible

El análisis cualitativo se basa en la cantidad de metano y más pesados presentes en las corrientes de gas combustible que alimentan a los diferentes motocompresores de las plantas en estudio. Para este análisis se tomaron muestra del gas combustible y las mismas fueron analizadas por el Centro de Análisis San Tomé. Los resultados de estos análisis son las cromatografías en base seca del gas, que se muestran en las figuras A.1 a la A.5, del anexo A. Las mismas fueron introducidas en el simulador de procesos Hysys Plant, para obtener las envolventes de fase que estas describen, las cuales se muestran en las figuras 4.1 a la 4.4 y se compararon con la envolvente de la composición de diseño.

3.2.2 Análisis cuantitativo del gas combustible

En este análisis se determinó la tendencia a la detonación del gas combustible a través del número del normal butano (NBN), empleando las figuras B.2 a la B.6, del anexo B y también se compararon los líquidos condensables del gas (GPM), debido a que estos indican la cantidad de fracciones pesadas. Posteriormente se compararon los valores obtenidos para la corriente de gas combustible de diseño con los obtenidos con las variables operacionales actuales.

Los cálculos de NBN del gas combustible de las plantas compresoras DEPO, DAC-1 y DAC-3, se muestran en la sección 3.5 y los resultados se reportan en la

tabla 4.6 junto con los valores de GPM que fueron extraídos de las cromatografías de gas, para su comparación con respecto al diseño.

3.3 Planteamiento de propuestas para la optimización del gas combustible del campo de producción Dación

Una vez conocida la situación actual del sistema de gas combustible de las plantas en estudio y los problemas operacionales que este presenta, se procedió a plantear opciones que conlleven a la optimización de dicho sistema, tomando en cuenta dos aspectos: en primer lugar, la fuente de suministro del gas combustible y en segundo lugar el proceso de acondicionamiento del mismo.

3.3.1 Fuente de suministro del gas combustible

En esta sección se estudió la posibilidad de tomar como fuente de gas combustible, el gas proveniente del gasoducto Anaco-Puerto Ordaz, por ser un gas de alta calidad, con gran contenido de metano, un porcentaje de agua despreciable y por su disponibilidad en la empresa. La información referente al gasoducto Anaco-Puerto Ordaz fue facilitada por el personal autorizado de PDVSA, San Tomé y se muestra en la figura A.7, del anexo A. Dicha información fue suministrada a los programas Dresser Rand y Ariel, para evaluar el comportamiento de los compresores empleando un gas combustible de mejor calidad.

Para llevar a cabo esta propuesta, se requiere la construcción de un gasoducto para el suministro de gas combustible (Anaco-Puerto Ordaz) desde la estación principal Dación Este (DEPE), en la cual ya se emplea como gas combustible el gas Anaco-Puerto Ordaz, hacia las plantas compresoras DAC-1, DAC-3 y DEPO, como se muestra en la figura 3.15. Para ello, se realizaron una serie actividades entre las que destacan; el ruteo de tuberías entre las facilidades existentes, es decir, se realizó

un levantamiento planialtimétrico del corredor de tuberías de la red de gas a baja presión de la UP. Dación, como corredor propuesto para el tendido de dicha tubería, con el fin de determinar la longitud de la misma, y el análisis hidráulico del sistema de gas combustible, para determinar el diámetro de la tubería a utilizar.

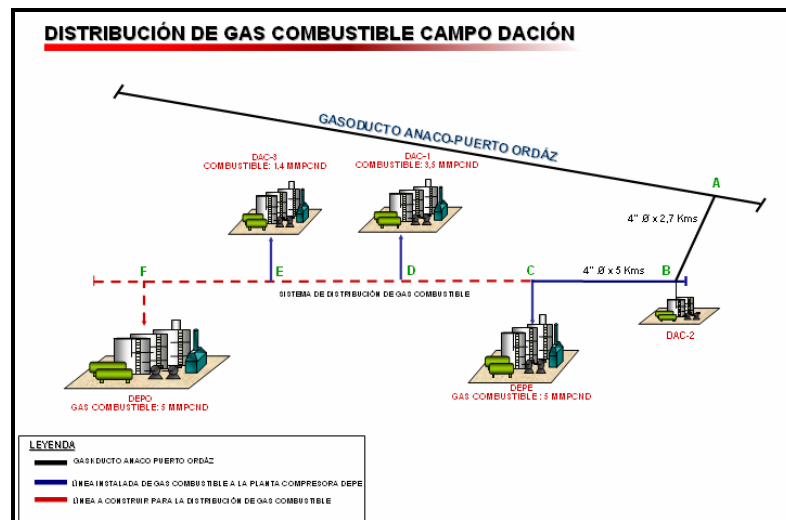


Figura 3.15 Distribución de gas combustible campo Dación

Para modelar el gasoducto, fue empleado como herramienta de cálculos el simulador Pipephase, versión 8.0, de Invensys Systems, Inc. A continuación se indican las bases y premisas tomadas para la realización de la simulación:

Bases:

- Temperatura ambiente: 90°F.
- Cromatografía del gasoducto Anaco-Puerto Ordaz.

Premisas:

Las condiciones de flujo de gas combustible como requerimiento en las plantas compresoras DAC-1, DAC-3, DEPO, la presión y temperatura en el gasoducto Anaco Puerto Ordaz, son las mostradas a continuación:

Tabla 3.10 Premisas consideradas para la simulación de la línea de gas combustible

Planta Compresora	Presión (psig)	Temperatura (°F)	Volumen (MMPCED)
DAC-1	-----	-----	3,5
DAC-3	-----	-----	1,4
DEPO	-----	-----	5
Sist. Anaco-Puerto Ordaz	880	90	-----

La presión de entrega del gas en la planta compresora DEPO (planta más lejana al punto de suministro del gasoducto Anaco–Puerto Ordaz) debe ser de 150 psig, debido a los parámetros operacionales ya existentes en esta planta compresora.

Para efectos del análisis hidráulico se consideró:

- La utilización de un gasoducto de 6” x 14,6 km desde la planta compresora DEPE hasta la planta compresora DEPO, con conexión a las líneas de 3” del sistema de gas condicionado de las plantas compresoras DAC-1 y DAC-3, regulando la válvula existente en la planta compresora DAC-2 de 300 psig a 800 psig.
- Se considera que la rugosidad de la tubería es de 0,0018 pulgadas, rugosidad estándar según las normas PDVSA, para una tubería de acero y *schedule* 40.
- El diferencial de presión por cada 100 pie de tubería será estimado basándose en la fricción del fluido.

- Para la evaluación de las líneas de gas se emplearon la norma PDVSA L-TP 1.5 “Cálculo Hidráulico de Tuberías y la Norma PDVSA 90616.1.024 “Dimensionamiento de Tuberías de Proceso”

3.3.1.1 Procedimiento detallado para simular con Pipephase

1. Descripción del proyecto de simulación

Como se observa en la figura 3.16, en esta sección del simulador se indica el nombre del proyecto a ejecutar, la problemática presente, el día en que se realiza la simulación y la empresa responsable.



Simulation Description	
Project	DACION
Date	06/22/09
Problem	GASCOMB
Site	PDVSA
User	
Description	OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE DEL CAMPO DE PRODUCCION DACION, DISTRITO SAN TOMÉ
OK Cancel Help	

Figura 3.16 Descripción del proyecto de simulación

2. Definición del sistema de unidades

El simulador Pipephase, cuenta con una sección para indicar el sistema de unidades con el cual se desea trabajar, este se puede modificar según la conveniencia de los datos a simular. (figura 3.17)

Input Units of Measurement

System: Petroleum

Temperature: F
Pressure: psig
Molar Rate: mole/hr
Weight Rate: lb/hr
Liquid Vol Rate: bbl/day
Gas Vol Rate: MM ft3/day
Default Basis: Gas Volume
Conductivity: Btu/hr-ft-F
Heat Transfer Coefficient: Btu/hr-ft2-F

Fine Length: in
Coarse Length: ft
Pipe Length: ft
Water Density: sp gr
Oil Density: API
Gas Density: sp gr
Power: hp
Duty: MM Btu/hr
Viscosity: cP
Velocity: mi/hr

OK Cancel Help

WARNING: Any changes will convert the defined Global Default, Calculation Method, and Network Method values. User-defined defaults and other values must be changed manually as needed.

Figura 3.17 Definición del sistema de unidades

3. Análisis de la corriente de gas

Al igual que el resto de los simuladores, Pipephase posee una sección que permite ingresar los componentes que integran la corriente de flujo en estudio. Esta corriente puede ser gas, agua, crudo o una mezcla de ellos y la selección de sus componentes se puede realizar por fórmulas, lista de nombres o número de carbonos, como se muestra en la figura 3.18.

Component Data

Component: [Empty]

No.	Type	Name	Alias	MW	Density	NBP

Library Component Data

Component Family List: Standard Production Set, Most Commonly Used, Acids, Alcohols, Aldehydes, Amides, Amines

Search Key: Carbon Number Library Name Formula
Search Location: Search all Families Search Current Family

Library ID: [Empty] Search

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

Select All Deselect All Add Components Remove Components

Add these Library Components to the Component List:

OK Cancel Help

Figura 3.18 Análisis de la corriente de gas

4. Entorno del simulador

Como se muestra en la figura 3.19, esta sección permite esquematizar el proceso en estudio, haciendo uso de la barra de herramientas ubicada en la parte superior de la ventana. Esta barra posee las fuentes, que simulan en este caso, la planta de donde parte la corriente y el sumidero modela las plantas que reciben dicha corriente.

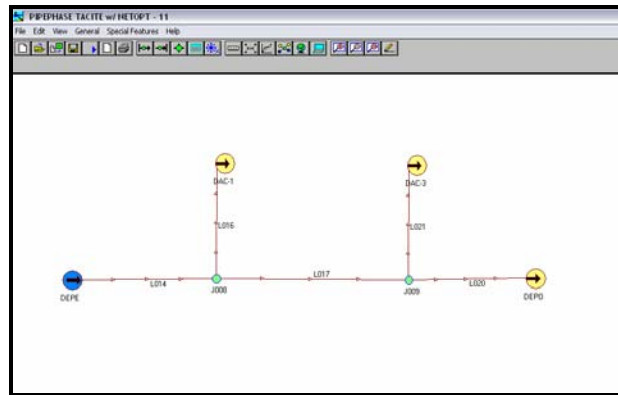


Figura 3.19 Entorno del simulador

5. Información de las fuentes

En esta sección se selecciona las fuentes involucradas en el proceso, apareciendo una ventana como la mostrada en la figura 3.20, en la cual se suministran al simulador las variables operacionales de las mismas. Como se puede observar en la figura, a las fuentes se le fija una variable (flujo o presión) y temperatura, y se le estima la variable no fijada, para el caso en estudio se fijó la presión del gas Anaco-Puerto Ordaz de 880 psig y temperatura ambiente (90 °F) y se estimó el flujo a proporcionar. Es importante resaltar que esta estimación es sólo un parámetro de cálculo para el simulador y no un patrón por el cual se rige. Además en esta misma

sección se introduce la composición de la corriente de flujo (gas Anaco-Puerto Ordaz), en porcentaje molar o porcentaje peso.

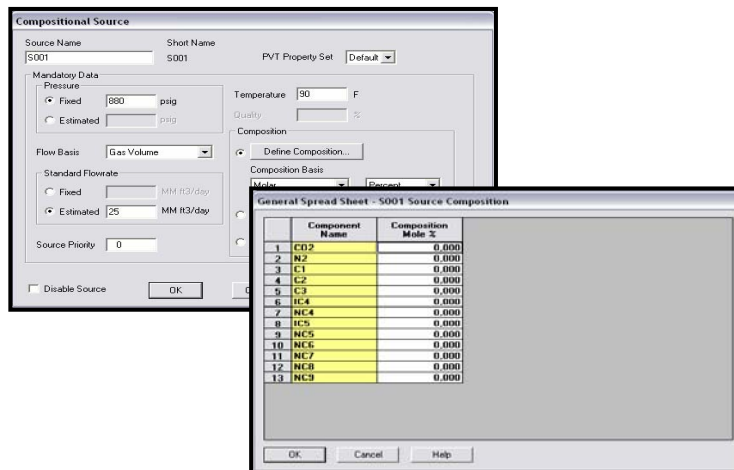


Figura 3.20 Información de las fuentes

6. Información de los sumideros

En esta sección se aplica la analogía de la sección anterior, con la diferencia de que se selecciona como variable fija, la estimada en las fuentes. Tomando como ejemplo la planta compresora DEPO, se fija el flujo de 5 MMPCED (10.416,67 lb/h), el cual es el máximo flujo que esta planta puede consumir en su óptimo funcionamiento y se estima una presión mínima de 150 psig, por el arreglo existente actualmente en la válvula reguladora de esta planta. (figura 3.21)

Sink

Sink Name: DEPO Short Name: D002

Injection Well

Mandatory Data

Pressure

Fixed psig

Estimated 150 psig

Standard Flowrate

Fixed 10416.67 lb/hr

Estimated lb/hr

PVT Property Set: Default

Disable Sink

OK Cancel Help

Figura 3.21 Información de los sumideros

7. Información de las tuberías

En esta sección se seleccionan los tramos de tuberías a modelar, que no son más que las líneas de conexión entre una fuente y un sumidero, surgiendo una ventana como la mostrada en la figura 3.22, donde se suministran los tipos y longitudes de tuberías a simular y cualquier dispositivo que la misma requiera como reguladores de presión, bombas y compresores, los cuales se muestran al lado derecho de la ventana. También se selecciona si la tubería es aérea, enterrada, en agua o isotérmica. Para el modelo del sistema de gas combustible propuesto, se seleccionó tubería aérea para aprovechar el corredor de tuberías existentes. Además se adicionan las elevaciones del terreno tomadas del plano planialtimétrico.

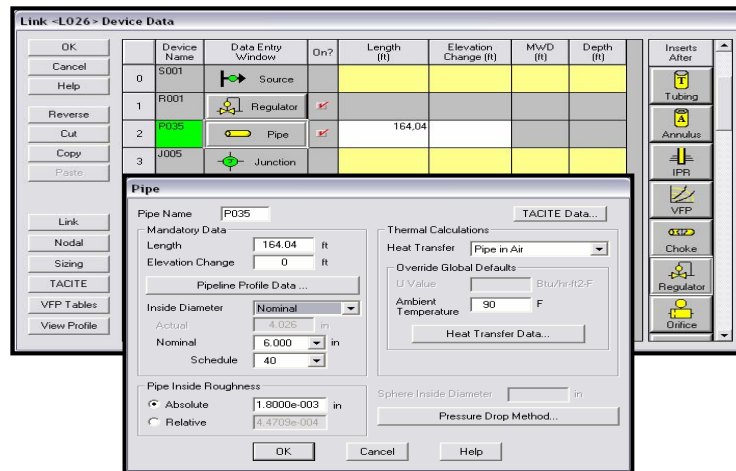


Figura 3.22 Información de las tuberías

8. Correlaciones de flujo para tuberías

En esta sección del simulador se seleccionan las correlaciones a emplear para los cálculos matemáticos. Para el cálculo del factor de fricción para gases, existen varias ecuaciones, desde la más común y general que es la de Colebrook y White, hasta algunas muy específicas como Pandhandle para gas natural (metano), Pitglass para casos en los que la caída de presión es muy pequeña, Babcock para vapor de agua y Weymouth cuando los gases se encuentran a altas presiones y el flujo es isotérmico. Por ser el gas Anaco-Puerto Ordaz un gas a alta presión se seleccionó la correlación para flujos de gas de Weymouth. (figura 3.23)

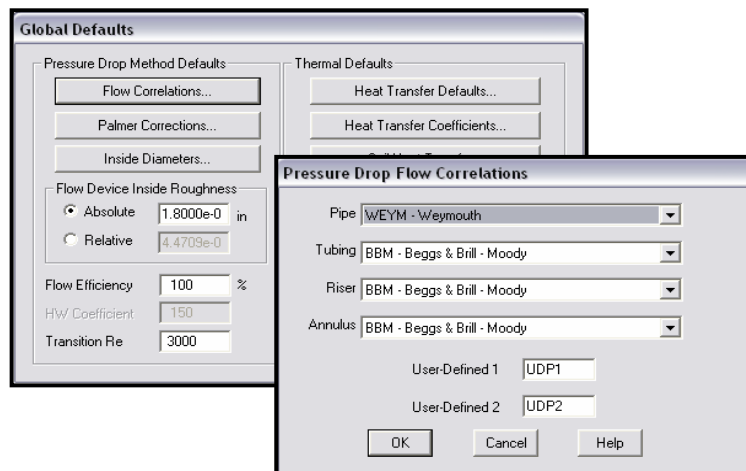


Figura 3.23 Correlaciones de flujos para tuberías

En la tabla 3.11, se muestra un cuadro comparativo entre el gas combustible que actualmente alimenta las plantas compresoras en estudio y el gas Anaco-Puerto Ordaz.

3.3.2 Proceso de acondicionamiento del gas combustible actual

El acondicionamiento del gas para utilizarlo como combustible, permite obtener una combustión adecuada y disminuye la cantidad de elementos tóxicos de la combustión al ambiente. Paralelamente, el aspecto de seguridad y el atractivo económico por el incremento en la eficiencia de compresión y en la disminución de los costos asociados al mantenimiento, hacen de los sistemas de acondicionamiento del gas natural un tema de interés para los ingenieros de proceso que se desempeñan en el área de producción de crudo.

En la planta compresora DEPO, se instaló un tren de acondicionamiento de gas combustible con el propósito de separar de la corriente principal de gas los hidrocarburos de mayor peso molecular (C_4^+) para mejorar el número de metano del gas combustible en un valor por encima de 90 %, antes de la entrada de los

compresores y mejorar la eficiencia en los trenes de compresión de las estaciones DEPO, DAC-1 y DAC-3. Este acondicionamiento consiste, en que una porción del gas de alta presión proveniente de la torre deshidratadora, a una presión aproximada de 1.300 psig y 100 °F, se pone en contacto indirecto a través de un intercambiador de calor con propano, el cual es un fluido refrigerante que recoge continuamente calor de la corriente de gas para enfriarlo, provocando que los hidrocarburos más pesados condensen en fase líquida, donde luego son llevados al depurador de gas combustible para su extracción.

Actualmente ésta planta acondicionadora de gas combustible presenta desviaciones en el proceso, provocando el incremento en el contenido de hidrocarburos pesados y la disminución del contenido de metano por debajo del 90% y de los requerimientos de presión del gas enviado como combustible a los trenes de compresión, causando problemas en el funcionamiento de los equipos y riesgos de paro e inclusive fallas catastróficas en compresores por arrastre de líquidos. Por lo descrito anteriormente se requiere de un acondicionamiento más profundo que remueva mayor proporción de la fracción pesada, el agua y las impurezas presentes.

En esta sección se planteó instalar una unidad Joule Thompson, para el mejoramiento de la calidad del gas combustible de la planta compresora DEPO, donde el gas a acondicionar ingresa en la unidad a alta presión a través de un recipiente separador, donde los líquidos arrastrados por el gas son separados por gravedad. Luego el gas fluye por un primer intercambiador de calor, donde el mismo es enfriado con la corriente de líquidos fríos condensados y rápidamente pasa a un segundo intercambiador de calor donde es enfriado con la corriente de gas frío de salida. Posteriormente, el enfriamiento principal del gas se produce por su despresurización al pasar a través de una válvula. De esta manera, los hidrocarburos más pesados condensan en fase líquida y son separados en otro separador, mediante

el uso de internos de alta eficiencia. Finalmente el gas fluye por el intercambiador gas-gas, enfriando el gas de entrada (figura 3.24). Al final del tratamiento se obtiene un gas despojado de hidrocarburos pesados, adecuándose a las especificaciones de diseño. Además, se obtienen los líquidos condensados con un potencial valor económico. El gas acondicionado en su punto de rocío mejora su punto de detonancia y por lo tanto permite su uso como combustible en forma eficiente en motores, turbinas, hornos y calderas.

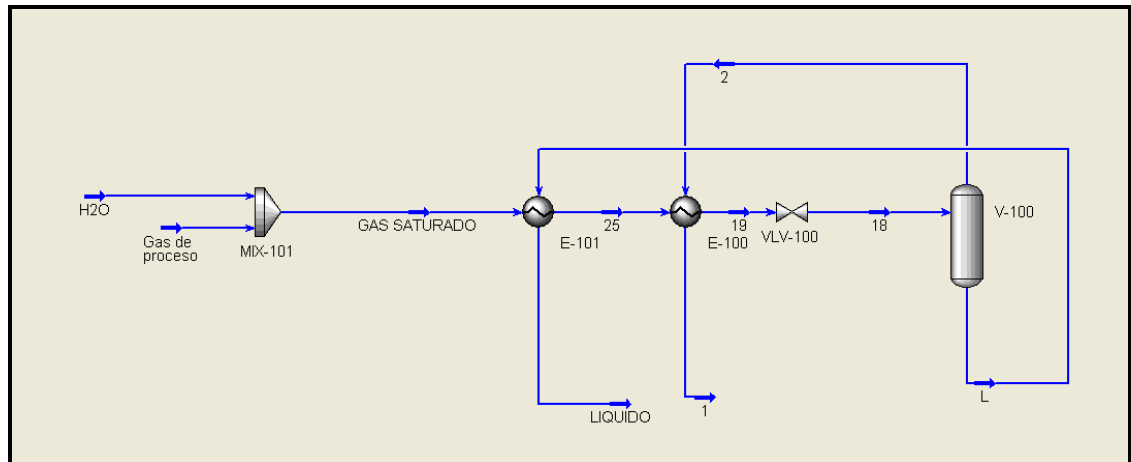


Figura 3.24 Acondicionamiento del gas combustible

Esta propuesta fue evaluada empleando como herramienta de cálculos el simulador Hysys Plant, tomando las siguientes bases:

Bases:

- Cromatografía del gas a la salida de la torre deshidratadora (figura A.6).
- Temperatura del gas: 100°F.
- Presión en línea: 1.350 psig.
- Flujo total de gas combustible: 10,1 MMPCED
- Paquete de fluidos: correlación Peng Robinson.

Las operaciones empleadas en el montaje de ésta simulación son:

- Mezclado. Se empleó un mezclador para agregar el contenido de agua a la corriente de gas que sale de la torre deshidratadora, cuya cromatografía fue facilitada en base seca por el laboratorio de PDVSA.
- Transferencia de calor. Para enfriar la corriente de gas se emplearon dos intercambiadores de calor de tubo y coraza, donde el primer enfriamiento se da con la corriente de líquido obtenida del separador; el gas resultante fluye al segundo intercambiador para ser enfriado nuevamente, pero empleando ahora la corriente de gas frío que sale del separador. Se usaron dos intercambiadores de calor para que la condensación del gas fuese fraccionada.
- Expansión. El enfriamiento principal ocurre por despresurización de la corriente de gas en una válvula Joule Thompson.
- Separación. Se emplea un separador cilíndrico vertical para separar el líquido condensado del gas.

Para estimar el contenido de agua en la corriente del gas a la salida de la torre deshidratadora, se empleó la correlación de R. Bukacek, que permite calcular el contenido de agua a partir de la presión y la temperatura del gas, por medio de la siguiente ecuación:

$$W = \frac{A}{P} + B \quad (\text{Ec.3.4})$$

Donde;

W= contenido de agua en el gas (lb H₂O/MMPCD).

A y B = constantes que dependen de la temperatura.

P= presión del gas natural (psig).

En el anexo B, se muestra la figura B.7 de las constantes empleadas por la correlación de Bukacek.

Tabla 3.11 Cromatografía del gas combustible actual en base seca y el gas Anaco-Puerto Ordaz

COMPONENTES	GAS COMBUSTIBLE ACTUAL (% molar)			GAS ANACO-PUERTO ORDAZ (% molar)
	DAC-1	DAC-3	DEPO	
Metano	80,660	81,510	81,460	88,904
Etano	6,277	6,299	6,312	4,541
Propano	2,885	3,125	3,090	0,405
i-Butano	0,752	0,698	0,704	0,042
n-Butano	0,935	0,786	0,799	0,056
i-Pentano	0,359	0,175	0,181	0,012
n-Pentano	0,295	0,112	0,117	0,011
Hexanos	0,373	0,050	0,051	0,017
Heptanos	0,316	0,024	0,019	0,049
Octanos	0,270	0,015	0,007	0,079
Nitrógeno	0,203	0,221	0,233	0,084
Dióx. Carbono	6,676	6,991	7,030	5,751
Ac. Sulfhídrico	0,0051	0,0038	0,0038	0,000
Peso Molecular	21,512	20,640	20,647	18,610
Poder calorífico bruto(Btu/pie ³)	1.132,447	1.077,741	1.076,943	1.007
Poder calorífico neto(Btu/pie ³)	1.025,936	975,017	974,289	908
Densidad (lb/pie ³)	0,0598	0,0574	0,0574	0,0519
Gravedad específica	0,743	0,713	0,713	0,644
GPM	2,014	1,478	1,472	0,219

3.4 Selección de la propuesta más favorable para el sistema, mediante evaluación técnico-económico

Una vez simuladas las propuestas planteadas para la optimización del sistema de gas combustible, se procedió a enviar dichas propuestas al departamento de Estimación de Costo de PDVSA, San tomé, para estimar los precios actuales de los equipos a emplear en cada propuesta a ejecutar. Se realizó una estimación de costo clase III, por ser sólo un requerimiento para evaluar las propuestas planteadas. Los estimados de costos fueron cargados al programa SEE PLUS, determinando la propuesta más factible técnico-económicamente.

De la simulación de la línea de gas combustible resultó, que para la ejecución de esta propuesta se requiere de:

- Una tubería de acero de 6" x 14,6 km.
- Dos válvulas de bola de 6".

El estimado de costo de la tubería de 6", se muestra en la figura C.19, del anexo C.

De la simulación del acondicionamiento del gas, empleando la válvula Joule Thompson resultó, que se requiere para la ejecución de esta obra los siguientes equipos:

- Intercambiadores de calor de tubo y coraza, dos pasos por los tubos y un paso por la coraza, con $UA= 8.997 \text{ kJ/}^\circ\text{C.h}$ y $UA= 29.670 \text{ kJ/}^\circ\text{C.h}$.
- Válvula Joule Thompson, con capacidad de 10,1 MMPCED y $\Delta P=8.756,34 \text{ kPa}$.
- Separador cilíndrico vertical, con capacidad de 10,1 MMPCED.

De igual forma se estimaron los costos de estos requerimientos, para su evaluación económica.

3.4.1 Procedimiento detallado para las evaluaciones económicas de las propuestas planteadas, empleando el programa “SEE”

1. **Acceso al sistema.** Para ingresar al Sistema de Evaluaciones Económicas, en “Aplicaciones Funcionales” haga click al botón correspondiente al “SEE” luego haga click en el icono de “Sistema de Evaluaciones Económicas” que aparece en la pantalla principal. Aparecerá la ventana de acceso al sistema (figura 3.25), en la cual debe escribir su cédula de identidad en la casilla donde se encuentre el cursor y la palabra clave de acceso, después presione ‘Ok’ para ingresar al sistema. Si usa el sistema por primera vez, una vez escrita la cédula presione ‘Ok’ luego aparecerá una pantalla solicitando la clave y la reconfirmación de la misma.

PDVSA
Sistema de Evaluaciones Económicas
Versión 4.0.0

Cédula:

Clave:

Introduzca su identificación de usuario

Este programa es propiedad de PDVSA INTEVEP, filial de Petróleos de Venezuela, S.A. y está protegido por Derechos de Autor. Está expresamente prohibida su reproducción parcial o total y restringido su uso sin la autorización previa de PDVSA Intevep. Cualquier violación de estas disposiciones es contraria a la ley e implica acciones civiles y penales a los infractores.

Figura 3.25 Acceso al sistema [16]

Al acceder, el programa SEE se conecta con la base de datos, en la cual se guarda toda la información suministrada por el usuario y por el administrador del sistema.

Inmediatamente se ingresa a la primera ventana donde se encuentran todos los proyectos evaluados, en la cual se puede crear uno nuevo, editar o modificar los datos generales y eliminar algún proyecto que no desee conservar en la base de datos. Todas éstas y otras funciones que se encuentran en la barra de menú se explicarán mas adelante. Para cerrar la ventana de datos generales del proyecto presione el botón **Cerrar**, si desea abrir de nuevo, oprima en la barra de menú, **Datos Generales**.

Al ingresar al sistema se encontrará el **visualizador**, mediante la cual se podrá navegar por la nueva versión del Sistema de Evaluaciones Económicas SEE (figura 3.26).

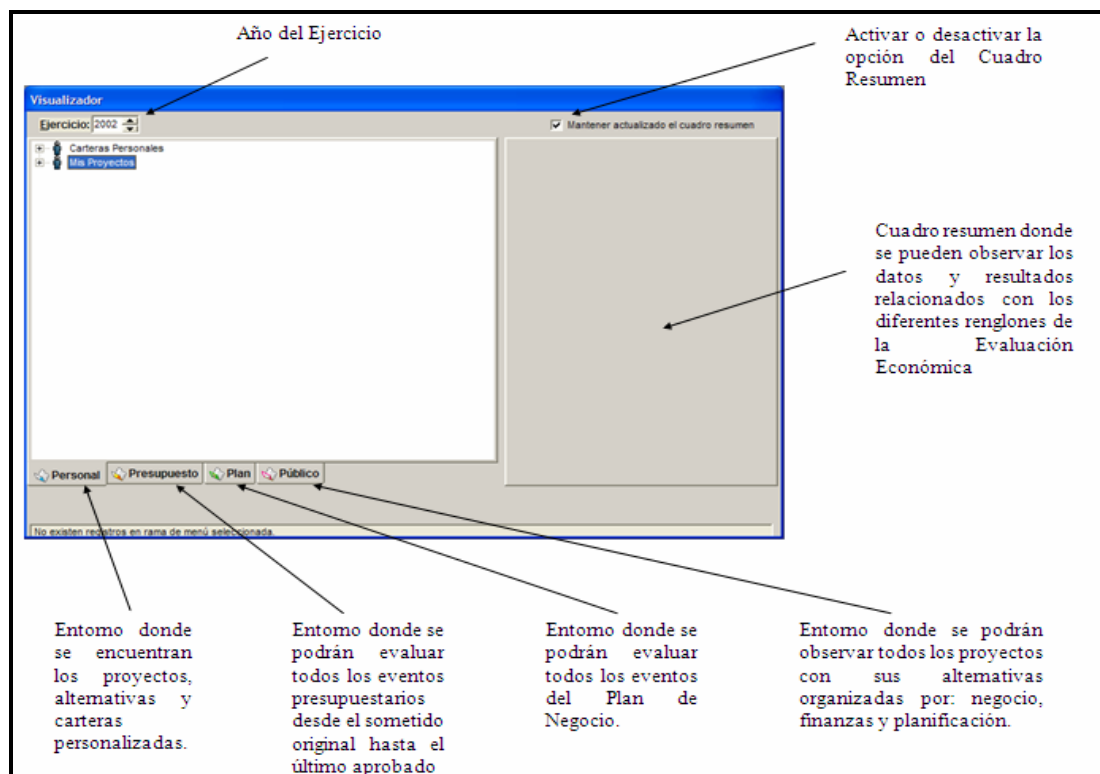


Figura 3.26 Ventana del visualizador [16]

2. **Crear un nuevo proyecto.** En la ventana representada en la figura 3.26, seleccione “**Mis Proyectos**” y presione el botón derecho del mouse, aparecerá la lista de opciones, escoja la opción “**Proyecto**” y oprima “**Insertar**”, (figura 3.27).

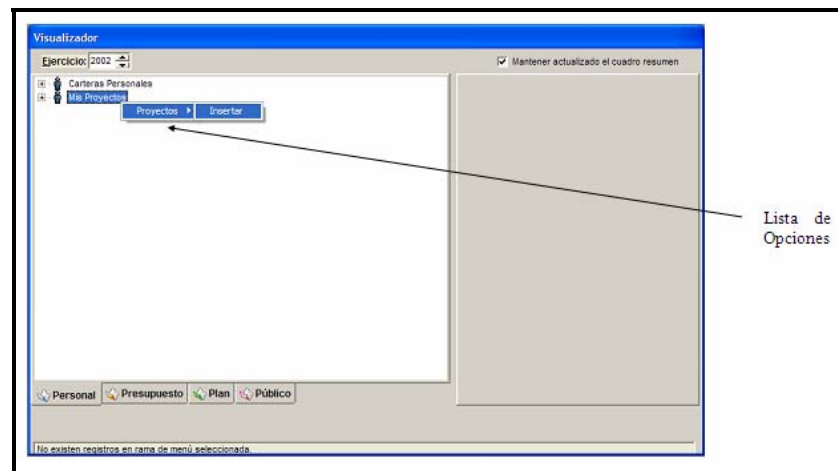


Figura 3.27 Nuevo proyecto [16]

En la siguiente ventana introduzca los datos del proyecto. (figura 3.28)

- Número de reglón.
- Código de caracterización.
- Nombre del proyecto.
- Análisis riesgo/costo/beneficio.
- Con exoneración del IVA.
- Año a someter la propuesta.
- Porcentaje de avance.
- Tipo de propuesta.
- Objetivo de la propuesta.
 - Descripción.
 - Alcance.

➤ Estructura jerárquica.

Datos del Proyecto

Número de Renglón: 1999-020 Activo:

Código de Caracterización: SLA1999G003 Año Ejercicio: 2002

Nombre del Proyecto: HV-8 COLUMN REVAMP

Año a Someter: 1999 Análisis Riesgo/Costo/Beneficio:

Avance (%): 0.00 Con Exoneración I.V.A.:

Tipo de Propuesta: Proyecto en Progreso Función: REF

Objetivo de la Propuesta: Crecer Fílab: PyG

Prioridad: Necesario

Descripción: Starting in 2001 new volatility specifications will be introduced for paraffinic baseoils. These specifications entail lower volatility and the production of an intermediate fraction, between SN-150 (traditional HV-95) and SN-500 (traditional HV-95).

Alcance: 1.Modification of man tower internals to suit new production goals. 2.Modification of man tower control scheme and control points. 3.Addition of a new 3000i castate circuit including side stripper, pump, cooler, run-down lines.

Comentarios: 4.Modification of existing side stripper for higher efficiency. 5.Modification of existing pumparound.

Anexos Proyecto

Usuario	Acceso
USUARIO PRUEBA MAESTRO (FRANCISCO)	Lectura y Escritura
Francisco Santos	Propietario

Oprima para ver el propietario del proyecto

Pulse sobre esta ventana para compartir este proyecto con otro usuario y asignele el tipo de acceso.

Figura 3.28 Ejemplo de un nuevo proyecto [16]

3. **Datos económicos.** Estando en la ventana del visualizador (figura 3.26), una vez creada la alternativa **Caso Base**, seleccione el proyecto al cual se le van a introducir los datos económicos, seleccione **Caso Base**, se desplegará la lista de datos posibles. (figura 3.29).

Visualizador

Ejercicio: 2002 Mantener actualizado el cuadro resumen

Proyecto USUARIO PRUEBA MAESTRO (FRANCISCO) - C.I.: 4
HV-8 COLUMN REVAMP

Alternativa 01
CASO BASE

Paridad Cambiaria: 1,040.00

Horizonte Económico

Año a Someter:	Año Base	Año Moneda:	Año de Inicio Operaciones	Cantidad de Años:
1999	2002	2002	2003	18

Resumen de las INVERSIONES

Año	Monto Total (MUS\$)
1999	143,23
1999	143,23
2000	228,99
2000	228,99
2001	2,861,10

Personal Presupuesto Plan Público

Listo

Figura 3.29 Datos económicos [16]

3.1 Crear una inversión nueva. En la ventana representada en la figura 3.29, seleccione “**1. Inversión**” y presione el botón derecho del mouse, escoja la opción “**Inversión**” y oprima “**Insertar**”, como se muestra en la figura 3.30.

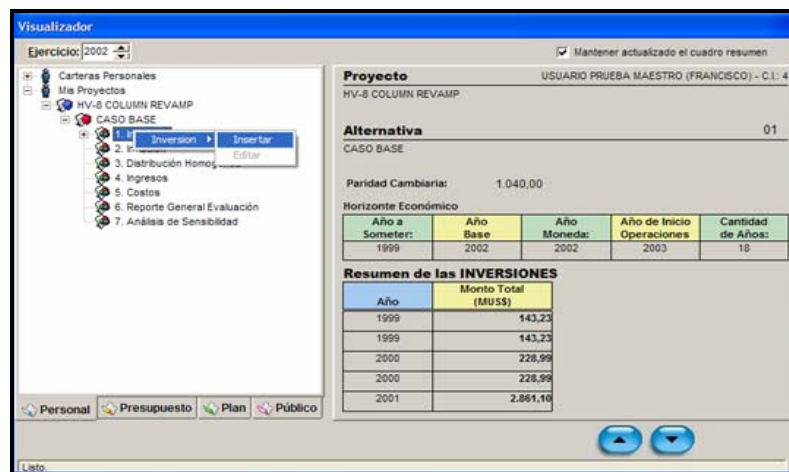


Figura 3.30 Ventana de inversión [16]

Una vez que se oprima el botón ‘**Insertar**’, aparecerá la ventana que se muestra en la figura 3.31. En esta ventana, se pulsa ‘**Nuevo**’ para crear una inversión y luego oprima ‘**Detalle**’ para crear la estructura de costo de la inversión

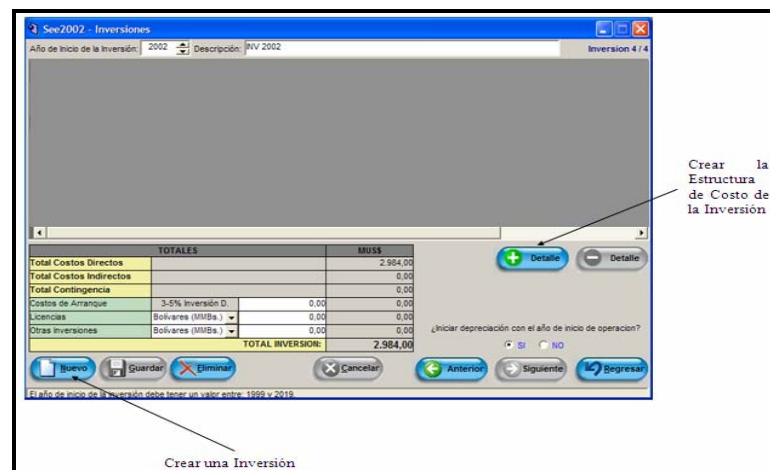


Figura 3.31 Nueva inversión [16]

Una vez creada la estructura de costo de la inversión, en la ventana que muestra la figura 3.32, introduzca los datos relacionados con la misma:

- Año de inicio de la inversión.
- Descripción de la inversión.
- Descripción del detalle.
- Número de unidades.
- Costos directos unitarios.
- Costos indirectos unitarios.
- Contingencia.
- Tipo de depreciación.
- Vida útil.
- Valor residual.
- Costos de arranque.
- Licencias.
- Otras inversiones.

Descripción del Detalle	N° de Unidades	Procedencia y Moneda	Costos Directos	Costos Indirectos	Contingencia (%)
INVERSION 2002	1	Nacional (MMBs.)	0,00	0,00	0,00
		Importado (MUSS)	2.984,00	0,00	0,00
TOT. DETALLE (MUSS)	2.984,00	SUB-TOTALES (MUSS)	2.984,00	0,00	0,00

TOTALES		MUSS
Total Costos Directos		2.984,00
Total Costos Indirectos		0,00
Total Contingencia		0,00
Costos de Arranque	3-5% Inversión D.	0,00
Licencias	Bolvares (MMBs.)	0,00
Otras Inversiones	Bolvares (MMBs.)	0,00
TOTAL INVERSION:		2.984,00

¿Iniciar depreciación con el año de inicio de operación?
 SI NO

El año de inicio de la inversión debe tener un valor entre: 1999 y 2019

Figura 3.32 Estructura de costo de inversión [16]

3.2 Introducir inflación. En la ventana representada en la figura 3.29, seleccione “**2. Inflación**” mediante un doble click para abrir la ventana de inflación, como se muestra en la figura 3.33.

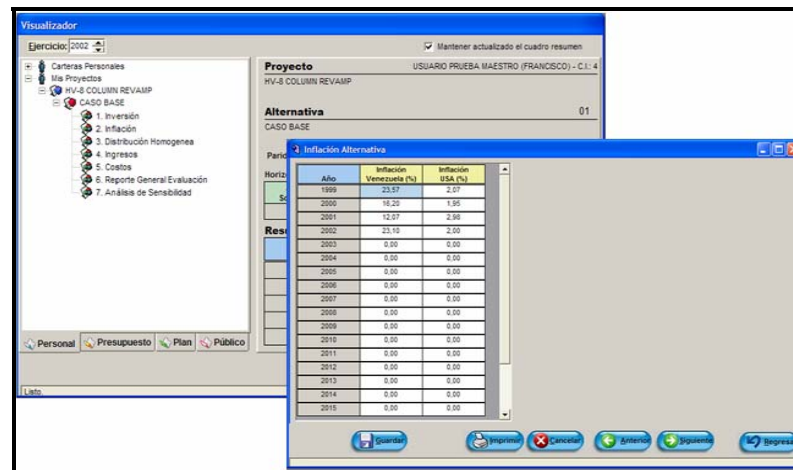


Figura 3.33 Introducir inflación [16]

3.3 Introducir la distribución homogénea. En la ventana representada en la figura 3.29, seleccione “**3. Distribución Homogénea**” mediante un doble click para abrir la ventana de distribución homogénea (figura 3.34).

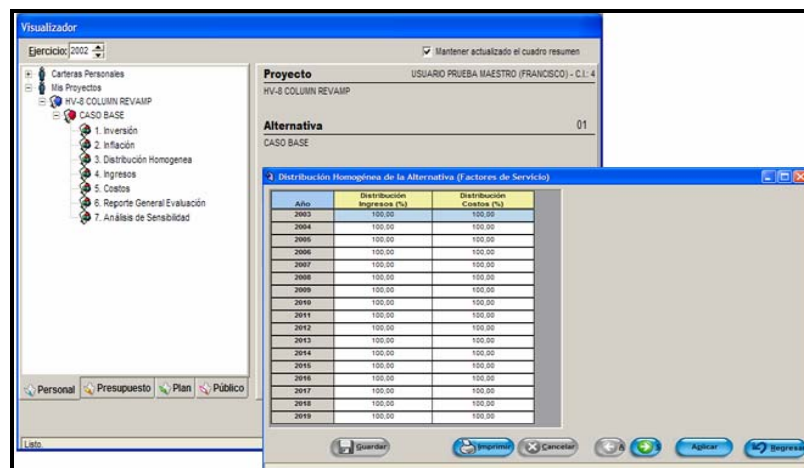


Figura 3.34 Distribución homogénea [16]

3.4 Introducir los ingresos. En la ventana representada en la figura 3.29, seleccione “**4. Ingresos**” y presione el botón derecho del mouse, escoja la opción “**Ingresos**” y oprima “**Insertar**”, como se muestra en la figura 3.35.

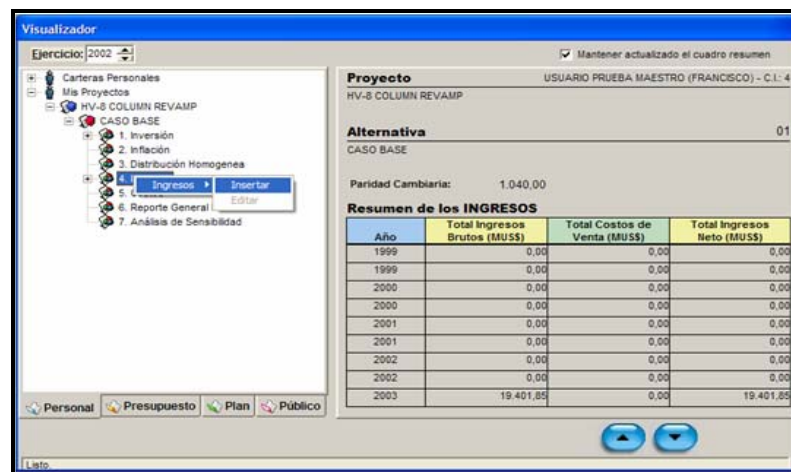


Figura 3.35 Introducir ingresos [16]

También en ésta sección del programa, se selecciona el tipo de ingreso y producto, la distribución de los perfiles de producción, los pagos de licencias (que son calculados con base en los ingresos generados por venta) y los costos de venta, mediante la cual el usuario puede seleccionar el mercado en el que se colocará el producto.

3.5 Introducir los costos de operación. En la ventana representada en la figura 3.29, seleccione “**5. Costos**”, mediante un doble click para abrir la ventana de costos (figura 3.36).

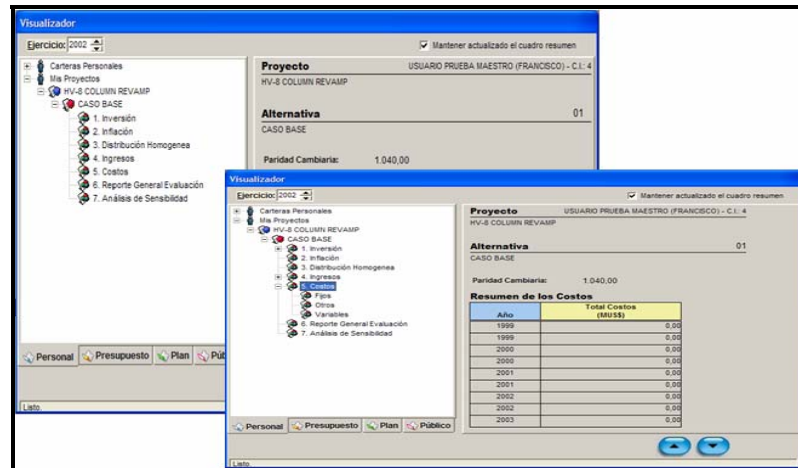


Figura 3.36 Introducir los costos de operación [16]

El sistema le permite introducir los costos de operación por tipo:

- Costos variables.
- Costos fijos.
- Otros costos.

3.6 Reporte general de evaluación. Con la finalidad de obtener los indicadores económicos, una vez introducidos todos los datos, haga doble click en **'6.Reporte General Evaluación'**, como se muestra en la figura 3.37. Los indicadores económicos que se obtienen como resultado son:

- Tasa interna de retorno (%).
- Tasa interna de retorno modificada (%).
- Valor presente neto (MUS\$) a diferentes tasas de descuento.
- Eficiencia de la inversión (MUS\$/MUS\$).
- Período de recuperación dinámico (años).

Ventana de Reporte

Indicadores Económicos

MU\$\$/Año constantes del año base

Año Inicio: 2003 Año Base: 2002
 Año Someter: 1999 Horizonte Económico: 18

	Indicador Económico			Sunk Cost		
	Filial	Corporación	Nación	Filial	Corporación	Nación
Tasa Interna de Retorno (%)	104.51	104.51	144.13	368.02	368.02	649.96
Tasa Interna de retorno Modificada (%)	24.25	24.25	28.35	33.35	33.35	38.74
Valor Presente Neto (MUS)						
Tasa de Descuento 1 del 10 (%)	73 885.87	73 885.87	147 771.74	75 693.33	75 693.33	151 386.65
Tasa de Descuento 2 del 15 (%)	54 796.86	54 796.86	109 593.73	56 702.33	56 702.33	113 404.66
Tasa de Descuento 3 del 20 (%)	42 459.49	42 459.49	84 918.98	44 464.77	44 464.77	88 929.54
Tasa de Descuento 4 del 25 (%)	34 043.26	34 043.26	68 086.52	36 150.22	36 150.22	72 300.43
Eficiencia de la Inversión (MUSS / MUSS)	12.20	12.20	23.39	26.37	26.37	51.73
Periodo de Recuperación dinámico (Años)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Zoom: 50% 100% 150%
 Listo

Flujo de Caja Imprimir Salvar Archivo Regresar

Figura 3.37 Reporte general de evaluación [16]

Presionando el botón ‘**Flujo de Caja**’ se obtiene el flujo de caja anual en US\$ constante al año base (figura 3.38), el cual incluye la siguiente información:

- Inversiones.
- Ingresos por ventas: brutos y neto.
- Costos de operación: servicios, costos de producción, licencias, depreciación, ISLR.
- Ingresos antes y después del ISLR.

Ventana de Reporte

Nivel de Detalle:

Flujo de Caja

MU\$\$/Año constantes del año base

HV-8 COLUMN REVAMP
 CASO BASE

	1999	2000	2001	2002
INVERSIONES				
Inv 1999				
INVERSION 1999	143.23	0.00	0.00	0.00
MONTO DE ARRANQUE (0%)	0.00	0.00	0.00	0.00
MONTO DE LICENCIAS	0.00	0.00	0.00	0.00
OTROS	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL Inv 1999	143.23	0.00	0.00	0.00
Inv 2000				
INVERSION 2000		228.99	0.00	0.00
MONTO DE ARRANQUE (0%)		0.00	0.00	0.00
MONTO DE LICENCIAS		0.00	0.00	0.00
OTROS		0.00	0.00	0.00
TOTAL Inv 2000		228.99	0.00	0.00

Zoom: 50% 100% 150%
 Listo

Indicadores Imprimir Salvar Archivo Regresar

Figura 3.38 Flujo de caja [16]

3.7 Análisis de sensibilidad. Con la finalidad de ver el Diagrama Araña del proyecto, haga doble click en '**7. Análisis de Sensibilidad**' (figura 3.39). Los gráficos de sensibilidades a los indicadores económicos incluyen:

- Sensibilidad al VPN en función de las principales variables evaluadas (inversión, costos de operación, precios y volumen de los productos).
- Sensibilidad al VPN en función de los principales renglones de la inversión.

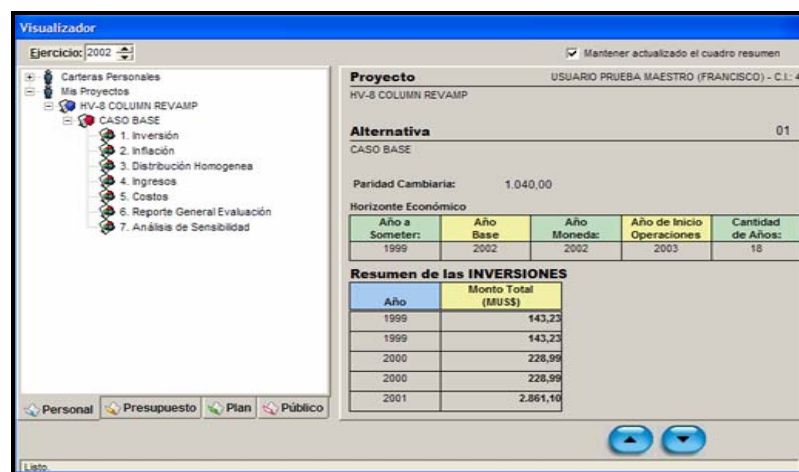


Figura 3.39 Análisis de sensibilidad [16]

3.5 Muestra de cálculos

3.5.1 Conversión de ppm a porcentaje molar

En las cromatografías del gas de proceso y gas combustible de las plantas en estudio, que se muestran en el anexo A, se reporta el porcentaje de H₂S en partes por millón (ppm) y para ser alimentado a los simuladores se requiere la conversión de éste a % molar, por lo cual se empleó la siguiente conversión:

Tomando como muestra los datos de la tabla 3.7, correspondientes al gas combustible de la planta compresora DEPO, se obtiene:

$$30 \text{ ppm} = \frac{30 \text{ pie}^3 \text{ H}_2\text{S}}{10^6 \text{ pie}^3 \text{ gas}} \times \frac{1 \text{ lbmol H}_2\text{S}}{379,5 \text{ pie}^3 \text{ H}_2\text{S}} \times \frac{379,5 \text{ pie}^3 \text{ gas}}{1 \text{ lbmol gas}}$$

$$30 \text{ ppm} = \frac{30 \text{ lbmol H}_2\text{S}}{10^6 \text{ lbmol gas}}$$

$$30 \text{ ppm} = 3 \times 10^{-5} \frac{\text{mol H}_2\text{S}}{\text{mol gas}} = \% \text{ molar H}_2\text{S}$$

Este cálculo se repite para el gas combustible y gas de proceso de las tres plantas compresoras, reportando los resultados en la tabla 3.11.

3.5.2 Cálculo de los porcentajes de desviación para la validación de la simulación

Como se mencionó en la sección anterior, para validar la simulación como aceptable se hizo necesario determinar los porcentajes de desviación de las presiones y temperaturas de descarga, así como de la potencia generada por la combustión del gas que es suministrada al compresor, arrojadas por el simulador con respecto a las condiciones de diseño.

Tomando como ejemplo el valor de la presión de descarga de la primera etapa, de diseño y operación, arrojados por el simulador, para los compresores Dresser Rand de 10 MMPCED de capacidad, reportados en la tabla 4.1 y mediante el uso de la ecuación 3.1, se obtiene:

$$\%Desviación = \frac{200 - 200,48}{200} \times 100 = -0,24\%$$

Este cálculo se repite para el resto de las variables tomadas en cuenta para validar la simulación, reportando los resultados en las tablas 4.1 y 4.2.

3.5.3 Determinación de los caballos de potencia por el método analítico

Para este cálculo se tomaron como muestra los datos operacionales de la tabla 3.6, correspondientes al compresor Dresser Rand K1, de la planta compresora DEPO y sustituyéndolos en las ecuaciones 3.2 y 3.3, se obtiene:

$$R_{CO} = \sqrt[3]{\frac{1.373,8}{59,6}} = 2,8459 \quad \Rightarrow \quad HP = (22) \times 2,8459 \times 3 \times 8,2 = 1.540,22$$

Este procedimiento se repite para el resto de los compresores y para las distintas plantas en estudio, reportando los resultados en la tabla 4.4.

3.5.4 Cálculo del número del normal butano (NBN)

Para calcular el número del normal butano (NBN), se eliminaron los componentes no combustibles de la corriente gaseosa, normalizando la misma. Posteriormente se le asigna al metano un valor de NBN igual a cero (0) y para el resto de los componentes se empleó las figuras B.2 a la B.6, del anexo B.

Como ejemplo se muestra en la tabla 3.12 los valores de NBN obtenidos para la corriente de gas combustible, de la planta compresora DEPO. Los valores de NBN obtenidos para el resto de las plantas en estudio y para el gas de diseño, se reportan en la tabla 4.6.

Tabla 3.12 Valores de NBN obtenidos para la corriente de gas combustible de la planta compresora DEPO

GAS COMBUSTIBLE DEPO	Componentes	% Molar	Normalizado	NBN
	Metano	81,46	87,85	0,00
	Etano	6,31	6,80	0,90
	Propano	3,09	3,33	1,30
	i-Butano	0,70	0,75	0,52
	n-Butano	0,80	0,86	0,54
	i-Pentano	0,18	0,19	0,64
	n-Pentano	0,12	0,13	0,48
	Hexanos	0,05	0,05	0,51
	Heptanos	0,02	0,02	0,20
	Octanos	0,01	-----	-----
	Nitrógeno	0,23	-----	-----
	Dióx. Carbono	7,03	-----	-----
	Ac. Sulfhídrico	0,38	-----	-----
TOTAL	-----	100,00	5,09	

3.5.5 Cálculo de los GPM

Este cálculo se hizo necesario para la corriente de gas de diseño y el gas proveniente del gasoducto Anaco-Puerto Ordaz, ya que estos valores no se reflejaron en sus análisis cromatográfico. Para ello se empleó la siguiente ecuación: [6]

$$GPM = \frac{1.000}{379} \times \sum \frac{Y_i \times PM}{\rho_i} \quad (\text{Ec.3.5})$$

Donde;

GPM: galones de líquidos por cada 1.000 pie³ de gas.

Y_i : fracción molar.

PM: peso molecular.

ρ_i : densidad del líquido (lb/pie³).

Como muestra, se toman los valores de la composición de la corriente de gas combustible de diseño de la tabla 3.5, obteniéndose:

Tabla 3.13 Valores requeridos para determinar los GPM

Componente	PM	ρ_i	Y_i	GPM
Propano	44,097	4,231	0,0192	0,5280
i-Butano	58,123	4,684	0,0071	0,2325
n-Butano	58,123	4,861	0,0065	0,2051
i-Pentano	72,150	5,261	0,0031	0,1122
n-Pentano	72,150	5,206	0,0020	0,0731
Hexanos	86,177	5,535	0,0016	0,0657
Heptanos	100,210	6,424	0,0014	0,0576
Octanos	114,220	5,910	0,0006	0,0306
Total	-----	-----	-----	1,3048

El resultado se reporta en la tabla 4.6. Este procedimiento se repite para el gas Anaco-Puerto Ordaz, reportándose el resultado en la tabla 3.11.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Discusión de resultados

4.1.1 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible con los datos de diseño y a las condiciones operacionales actuales

4.1.1.1 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible con los datos de diseño

Para modelar el sistema de gas combustible del campo de producción Dación, se emplearon tres programas para evaluar el comportamiento actual de los compresores y sus desviaciones con respecto al diseño. Los compresores Dresser Rand fueron evaluados con el programa suministrado por los fabricantes de los mismos, al igual que los marca Ariel, mientras que los compresores White Superior por ser equipos convencionales fueron evaluados con el simulador de procesos Hysys Plant.

Para el montaje de la simulación con los datos de diseño se introdujeron los valores de temperatura y la presión de succión, la presión de descarga, las rpm del compresor, las características del motor y del compresor a evaluar y la cromatografía del gas de diseño saturada con agua, recopilados de los manuales operacionales de las plantas en estudio y de los manuales técnicos de los compresores.

Los programas arrojaron toda la información de operación del motocompresor, como las temperaturas y presiones interetapas, la capacidad de flujo máxima que éste

puede manejar, la potencia consumida para realizar el trabajo de compresión a las condiciones suministradas y otros parámetros mecánicos para el funcionamiento óptimo del mismo.

Para validar como confiable las simulaciones realizadas, se establecieron comparaciones entre los valores arrojados por el simulador y los establecidos por diseño, comparándose estos con los porcentajes de desviación establecidos para los simuladores reportados en la tabla 3.9.

Las tablas 4.1 y 4.2, se muestran los porcentajes de desviación de las variables calculadas por los simuladores Dresser Rand, Ariel y Hysys Plant, para los respectivos compresores. En la tabla 4.1, se observan que los porcentajes de desviación para los compresores Dresser Rand y Ariel se encuentran dentro de los parámetros establecidos para los simuladores de proceso, obteniéndose como mayor valor, el porcentaje de desviación de la temperatura de descarga de la primera etapa de los Dresser (10,96 %). Estos resultados certificaron como correcto el uso de estos simuladores para determinar de acuerdo a las condiciones operacionales el funcionamiento actual de los compresores.

Para los compresores White Superior no se logró obtener un programa creado por los fabricantes del mismo para evaluar su funcionamiento, por lo que se empleó el simulador Hysys Plant, que evalúa procesos de compresión para equipos convencionales como estos. En la tabla 4.1 se observa para estos compresores, porcentajes de desviación muy por debajo de los valores de diseño y fuera de los rangos establecidos en la tabla 3.9, lo que documenta que este simulador no es el adecuado para evaluar estos compresores, pero se tomaran en cuenta sus resultados para tener un estimado aproximado de su funcionamiento.

Cabe destacar que los compresores White Superior son empleados en la planta compresora DAC-1 como equipos de respaldo y no de operación continua como lo son los compresores Dresser Rand y Ariel. Se emplean para casos de paradas no programadas por mantenimiento o fallas del resto de los compresores que operan en esta planta, por tal motivo, estos compresores no se reflejan en los reportes diarios de producción de gas y no son de gran significado para este estudio.

Tabla 4.1 Comparación entre los valores reportados por el simulador y los establecidos por diseño, para la validación de la simulación a las condiciones de diseño

Compresor	Variable	Etapas	Diseño	Simulador	% Desviación
Dresser Rand (10 MMPCED)	Temperatura descarga (°F)	Primera	280	249,33	10,96
		Segunda	280	254,28	9,19
		Tercera	280	256,57	8,37
	Presión descarga (psig)	Primera	200	200,48	-0,24
		Segunda	520	539,12	-3,68
		Tercera	1.350	1.363,64	-1,01
Ariel (20 MMPCED)	Temperatura descarga (°F)	Primera	240	234,00	2,50
		Segunda	291	278,00	4,47
		Tercera	291	293,00	-0,69
	Presión descarga (psig)	Primera	157	161,91	-3,13
		Segunda	463	470,97	-1,72
		Tercera	1.300	1313,15	-1,00
White Superior (5 MMPCED)	Temperatura descarga (°F)	Primera	210	225,70	-7,48
		Segunda	215	262,00	-21,86
		Tercera	230	295,10	-28,30
		Cuarta	240	227,00	5,42

Como se puede observar en la tabla 4.2, los caballos de potencia consumidos por los compresores a las condiciones de diseño, fueron comparados por planta compresoras y no por compresor, debido a que los valores establecidos para el diseño fueron suministrados por el personal de la empresa bajo este esquema. Los porcentajes de desviación obtenidos fueron menores al 15 %, y aunque no se cuenta con un patrón para evaluar estos resultados, son porcentajes bajos que igualmente certifican como confiables las simulaciones realizadas, según los parámetros de la empresa.

Tabla 4.2 Comparación entre los caballos de potencia de diseño y los arrojados por el simulador para la validación de la simulación en las diferentes plantas compresora

Planta compresora	BHP		% Desviación
	Diseño	Simulador	
DEPO	15.380	13.144,36	14,54
DAC-1	7.880	7.272,48	7,71
DAC-3	3.650	3.308,04	9,37

4.1.1.2 Realización del modelo de simulación del sistema de gas combustible a las condiciones operacionales actuales

Para simular el sistema de gas combustible a las condiciones operacionales actuales, se realizó una supervisión diaria a las variables de operación de cada uno de los compresores de las tres plantas en estudio, mediante el sistema de supervisión continua SCADA ubicada en la planta compresora DEPO. Mediante este sistema se obtuvo de cada compresor; las presiones y temperaturas interetapas, los flujos de gas que maneja cada compresor y las rpm, para varios días. Estos valores fueron promediados y alimentados a los simuladores, obteniéndose el reporte de cada

simulación con el funcionamiento de los compresores a las condiciones dadas, y se muestran en las figuras C.1 a la C.11, del anexo C.

Para determinar el porcentaje de desviación del comportamiento actual de los compresores con respecto al diseño, se procedió a establecer comparaciones de las variables en estudio como: presión y temperatura de descarga de cada etapa, la capacidad de compresión y los rpm del compresor, tomados de los reportes, como se muestra en la tabla 4.3.

Los resultados muestran significativos porcentajes de desviación para casi todos los compresores Dresser Rand y Ariel principalmente en las variables de descarga de la primera etapa de cada compresor y en el flujo de alimentación, lo que genera disminución en la capacidad de compresión de los mismos. Operacionalmente estos compresores también se ven afectados por los arreglos mecánicos con los que están funcionando, es decir, los reportes muestran que para comprimir bajo estas condiciones el área de compresión es menor que la establecida por el diseño, esto se ve reflejado en el porcentaje de apertura de los bolsillos de los compresores reflejados en los reportes de las simulaciones. Para los compresores White Superior se obtuvieron porcentajes de desviación muy elevados, lo que certifica lo planteado en la sección anterior, que el simulador de procesos Hysys Plant no es el adecuado para evaluar estos compresores.

Tabla 4.3 Comparación entre los valores arrojados por el simulador operacionalmente y los establecidos por diseño, para las tres plantas en estudio

Planta	Moto-compresor	Variable	Etapas	Diseño	Operación	% Desv.
DEPO	K1	T _D (°F)	Primera	249,33	231,86	7,0
			Segunda	254,28	248,67	2,2
			Tercera	256,57	260,64	-1,6
		P _D (psig)	Primera	200,48	174,54	13,0
			Segunda	539,12	493,04	8,5
			Tercera	1.363,64	1.387,68	-1,8
		rpm	-----	1.200	1.139	5,1
	Q(MMPCED)	-----	10,00	8,20	18	
	K2	T _D (°F)	Primera	249,33	241,79	3,0
			Segunda	254,28	252,26	0,8
			Tercera	256,57	260,42	-1,5
		P _D (psig)	Primera	200,48	179,46	10,5
			Segunda	539,12	499,43	7,4
			Tercera	1.363,64	1.353,54	0,7
		rpm	-----	1.200	1.108	7,7
	Q(MMPCED)	-----	10,00	8,60	14	
	K3	T _D (°F)	Primera	249,33	230,96	7,4
			Segunda	254,28	250,86	1,3
			Tercera	256,57	263,71	-2,8
		P _D (psig)	Primera	200,48	168,19	16,1
			Segunda	539,12	479,57	11,1
			Tercera	1.363,64	1.370,91	-0,5
		rpm	-----	1.200	1.145	4,6
	Q(MMPCED)	-----	10,00	8,30	17	
K4	T _D (°F)	Primera	234,00	252,00	-7,7	
		Segunda	278,00	280,00	-0,7	
		Tercera	293,00	299,00	-2,0	
	P _D (psig)	Primera	161,91	154,85	4,4	
		Segunda	470,97	460,05	2,3	
		Tercera	1.313,15	1.352,23	-3,0	
	rpm	-----	1.000	921	7,9	
Q(MMPCED)	-----	20,00	17,60	12		

Tabla 4.3 Comparación entre los valores arrojados por el simulador operacionalmente y los establecidos por diseño, para las tres plantas en estudio (cont.)

Planta	Moto-compresor	Variable	Etapas	Diseño	Operación	% Desv.
DEPO	K5	T _D (°F)	Primera	234,00	248,00	-3,0
			Segunda	278,00	279,00	-0,4
			Tercera	293,00	299,00	-2,0
		P _D (psig)	Primera	161,91	155,70	3,8
			Segunda	470,97	463,28	1,6
			Tercera	1.313,15	1.375,06	-4,7
		rpm	-----	1.000	891	10,9
Q(MMPCED)	-----	20,00	16,60	17		
DAC-1	K1	T _D (°F)	Primera	249,33	223,20	10,5
			Segunda	254,28	244,71	3,8
			Tercera	256,57	244,81	4,6
		P _D (psig)	Primera	200,48	157,58	21,4
			Segunda	539,12	429,91	20,3
			Tercera	1.363,64	1.084,78	20,4
		rpm	-----	1.200	1.136	5,3
	Q(MMPCED)	-----	10,00	7,90	21	
	K2	T _D (°F)	Primera	249,33	241,73	3,0
			Segunda	254,28	244,68	3,8
			Tercera	256,57	236,60	7,8
		P _D (psig)	Primera	200,48	176,44	12,0
			Segunda	539,12	462,90	14,1
			Tercera	1.363,64	1.064,48	21,9
		rpm	-----	1.200	1.121	6,6
	Q(MMPCED)	-----	10,00	8,80	12	
	K3	T _D (°F)	Primera	249,33	245,45	1,6
			Segunda	254,28	249,05	2,1
			Tercera	256,57	261,15	-1,8
		P _D (psig)	Primera	200,48	174,93	12,7
			Segunda	539,12	491,80	8,8
Tercera			1.363,64	1.370,71	-0,5	
rpm		-----	1.200	1.131	5,8	
Q(MMPCED)	-----	10,00	8,60	14		

Tabla 4.3 Comparación entre los valores arrojados por el simulador operacionalmente y los establecidos por diseño, para las tres plantas en estudio (cont.)

Planta	Moto-compresor	Variable	Etapas	Diseño	Operación	% Desv.
DAC-1	K4	T _D (°F)	Primera	249,33	221,47	11,2
			Segunda	254,28	245,54	3,4
			Tercera	256,57	262,73	-2,4
		P _D (psig)	Primera	200,48	153,26	23,6
			Segunda	539,12	447,78	16,9
			Tercera	1.363,64	1.337,18	1,9
	rpm	-----	1.200	1.160	3,3	
	Q(MMPCED)	-----	10,00	7,70	23	
	K5/K6	T _D (°F)	Primera	225,70	175,4	22,1
			Segunda	262,00	215,3	17,8
Tercera			295,10	245,20	16,9	
Cuarta			227,00	252,10	-11,0	
DAC-3	K1	T _D (°F)	Primera	226,24	220,51	2,5
			Segunda	261,45	262,62	-0,4
			Tercera	274,14	282,38	-3,0
		P _D (psig)	Primera	165,72	143,69	13,3
			Segunda	474,26	430,97	9,1
			Tercera	1.363,64	1.343,74	1,5
	rpm	-----	1.200	1.117	6,9	
	Q(MMPCED)	-----	8,00	6,70	16,3	
	K2	T _D (°F)	Primera	249,33	224,84	9,8
			Segunda	254,28	257,32	-1,2
Tercera			256,57	276,24	-7,7	
P _D (psig)		Primera	200,48	147,09	26,6	
		Segunda	539,12	437,23	18,9	
		Tercera	1.363,64	1.343,64	1,5	
rpm		-----	1.200	1.114	7,2	
Q(MMPCED)	-----	10,00	7,10	29		

Los valores de los caballos de potencia también fueron comparados por los dos métodos descritos en el capítulo anterior, con los datos operacionales actuales y los establecidos por diseño.

En la tabla 4.4, se muestra los valores de BHP obtenidos por el método analítico con las condiciones de diseño y con los datos operacionales actual, y la tabla 4.5 los valores obtenidos por el simulador.

Tabla 4.4 Comparación entre los caballos de potencia (BHP) de diseño y operacionalmente, obtenidos por el método analítico

Planta compresora	Compresores	Método analítico		% Desviación
		HP diseño	HP op.	
DEPO	K1	1.863,25	1.540,22	17,3
	K2		1.615,36	13,3
	K3		1.559,01	16,3
	K4	3.726,50	3.405,00	8,63
	K5		3.294,00	11,6
DAC-1	K1	1.863,25	1.347,60	27,7
	K2		1.621,62	13,0
	K3		1.596,34	14,3
	K4		1.409,11	24,4
DAC-3	K1	1.490,60	1.255,67	15,8
	K2	1.863,25	1.336,77	28,3

Tabla 4.5 Comparación entre los caballos de potencia (BHP) de diseño y operacionalmente, obtenidos por el simulador

Planta compresora	Compresores	Simulación		% Desviación
		HP diseño	HP op.	
DEPO	K1	1.818,12	1.505,78	17,2
	K2		1.510,19	16,9
	K3		1.461,86	19,6
	K4	3.845,00	3.369,00	12,4
	K5		3.176,00	17,4
DAC-1	K1	1.818,12	1.267,52	30,3
	K2		1.398,93	23,1
	K3		1.491,67	18,0
	K4		1.320,57	27,4
DAC-3	K1	1.490,72	1.198,50	19,6
	K2	1.818,12	1.266,37	30,3

Los porcentajes de desviación obtenidos por ambos métodos son muy similares, lo que certifica que la ecuación 3.2 es confiable para determinar las potencias consumidas por los compresores al igual que los simuladores Dresser Rand y Ariel. En las tablas 4.4 y 4.5, se observan significativos porcentajes de desviación de la operación con respecto al diseño, con valores por encima del 10 %, lo que documenta lo antes expuesto sobre la baja calidad de la combustión del gas, generada quizás por la composición que presenta el gas combustible actual del campo Dación.

4.1.2 Estudio de los problemas operacionales del sistema de gas combustible

Una vez conocido el estado actual que presentan los motocompresores de las plantas DEPO, DAC-1 y DAC-3, del campo de producción Dación, y comprobar que

éstos muestran desviaciones operacionales con respecto al diseño, se procedió a analizar si estas desviaciones eran causadas por el gas combustible que alimenta a los motores para llevar a cabo la reacción de combustión y así generar la energía suficiente para que el compresor realice su trabajo. Como se describió en el capítulo anterior este análisis se realizó desde dos puntos de vista: cualitativamente referida a la composición del metano y más pesados y cuantitativamente, referida a la tendencia a detonar y los GPM de las corrientes de gas combustible.

En la tabla 4.6, se muestra la comparación entre la composición de las corrientes del gas combustible de diseño y operacional, de las tres plantas en estudio. En ésta se puede observar que la composición de la corriente de gas combustible de diseño, es la misma de la corriente del gas de proceso, esto se debe a que en el diseño de este sistema se consideró, que la corriente de gas combustible sería tomada a salida de la segunda etapa de compresión. Operacionalmente el gas combustible proviene de la salida de la torre deshidratadora, pasando luego por la planta acondicionadora, descrita en la sección 3.5.4 y alimenta a las plantas compresoras DEPO, DAC-1 y DAC-3, por lo que estas tres corrientes deberían presentar composiciones similares. Estas plantas también cuenta con un sistema auxiliar, que consiste en suministrar gas de proceso a los motores cuando baja la presión del gas proveniente de la planta acondicionadora, a través de una válvula reguladora de presión.

Se observa que la composición de las corrientes de gas combustible de las plantas compresora DEPO y DAC-3, son muy similares mostrando desviación la corriente de DAC-1. Ésto debido a que las muestras fueron tomadas a la succión del compresor, posterior a la válvula reguladora de presión, la cual se encontraba dañada para el momento del muestreo, ocasionando que el motor sea alimentado con una mezcla del gas de proceso y el gas condicionado. Estas cromatografías fueron alimentadas al simulador de procesos Hysys Plant, obteniéndose las envolventes de fase que estas describen, las cuales se muestran en las figuras 4.1 a la 4.4.

Realizando una comparación entre el gas combustible de diseño y el operacional, se observa que este último presenta mayor porcentaje molar de hidrocarburos pesados (C_3^+), lo que aumenta la tendencia a detonar y menor porcentaje de metano y etano, por tal motivo, la calidad de la combustión es baja y no se genera la energía suficiente para que el compresor funcione óptimamente. Esto también se evidencia, en el desplazamiento hacia la derecha de las envolventes de fase de las figuras 4.2 a la 4.4 correspondientes al gas combustible actual. Estos problemas afirman, que estas corrientes se encuentran fuera de las especificaciones de diseño.

También se puede observar que estas corrientes son más ricas en impurezas (H_2S , CO_2 y H_2O), los cuales son perjudiciales por su alto poder de corrosión. Su contacto con equipos, líneas y sistemas, provocan desgastes y daños irreparables, que reducen la vida útil de los compresores. Estos compuestos también disminuyen el poder calorífico del gas y promueven la formación de hidratos. Además la combustión del gas con presencia de estos compuestos forma SO_2 , que igualmente es altamente tóxico. En las figuras 4.2 a la 4.4, se observa que la presencia de las impurezas antes mencionada en las corrientes de gas, disminuye su criconderbárico. Todos estos problemas demuestran que el gas combustible empleado actualmente en el campo de producción Dación, es el mayor causante de las fallas de detonación y fallas por desgastes de las piezas mecánicas de los compresores.

Como era de esperarse, el análisis cuantitativo de las corrientes de gas confirman los resultados obtenidos del análisis cualitativo, al obtenerse que las corrientes de gas combustible actual son corrientes ricas en componentes pesado, ya que presentan mayor GPM que la corriente de diseño y por ende tienen un número de normal butano (NBN) alto, lo que certifican su tendencia a detonar.

Tabla 4.6 Composición de diseño y de operación de la corriente de gas combustible que manejan los compresores Ariel y Dresser Rand que operan en el campo Dación

Componentes	Composición (% molar)			
	Diseño	DEPO	DAC-1	DAC-3
Metano	0,8178	0,8146	0,8066	0,8151
Etano	0,0857	0,0631	0,0628	0,0630
Propano	0,0192	0,0309	0,0289	0,0313
i-Butano	0,0071	0,0070	0,0075	0,0070
n-Butano	0,0065	0,0080	0,0094	0,0079
i-Pentano	0,0031	0,0018	0,0036	0,0018
n-Pentano	0,0020	0,0012	0,0030	0,0011
Hexanos	0,0016	0,0005	0,0037	0,0005
Heptanos	0,0014	0,0002	0,0032	0,0002
Octanos	0,0006	0,0001	0,0027	0,0002
Nitrógeno	0,0025	0,0023	0,0020	0,0022
Dióx. Carbono	0,0414	0,0703	0,0668	0,0699
Ac. Sulfhídrico	0,0001	0,0174	0,0233	0,0175
Agua	0,0107	0,0126	0,0126	0,0126
NBN	5,090	5,950	8,580	5,950
GPM	1,305	1,472	2,014	1,478

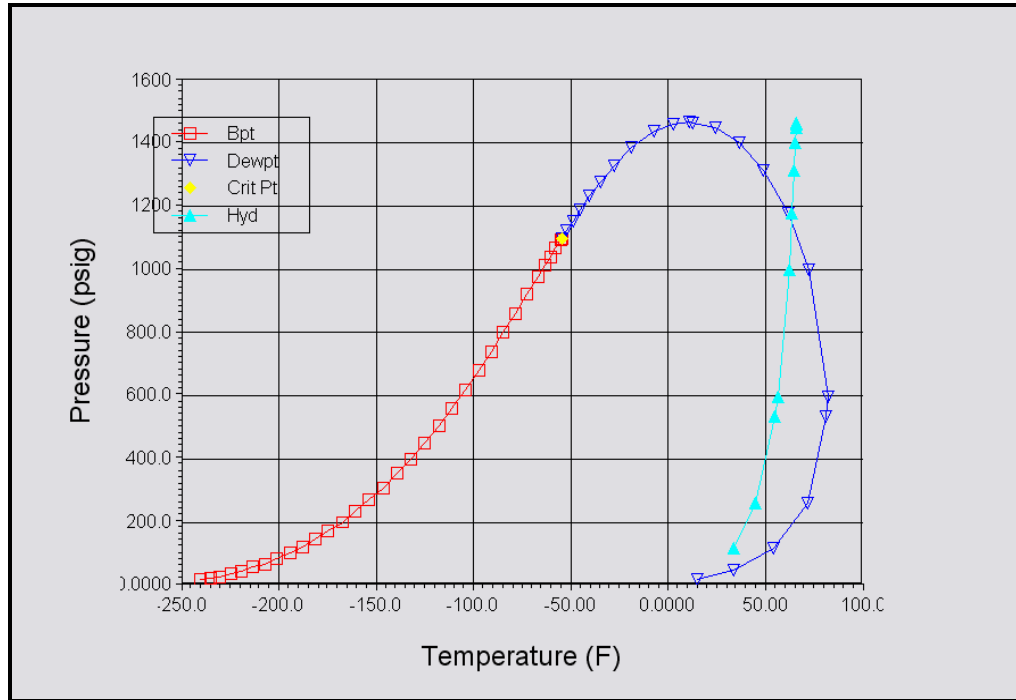


Figura 4.1 Diagrama de fase del gas combustible de diseño

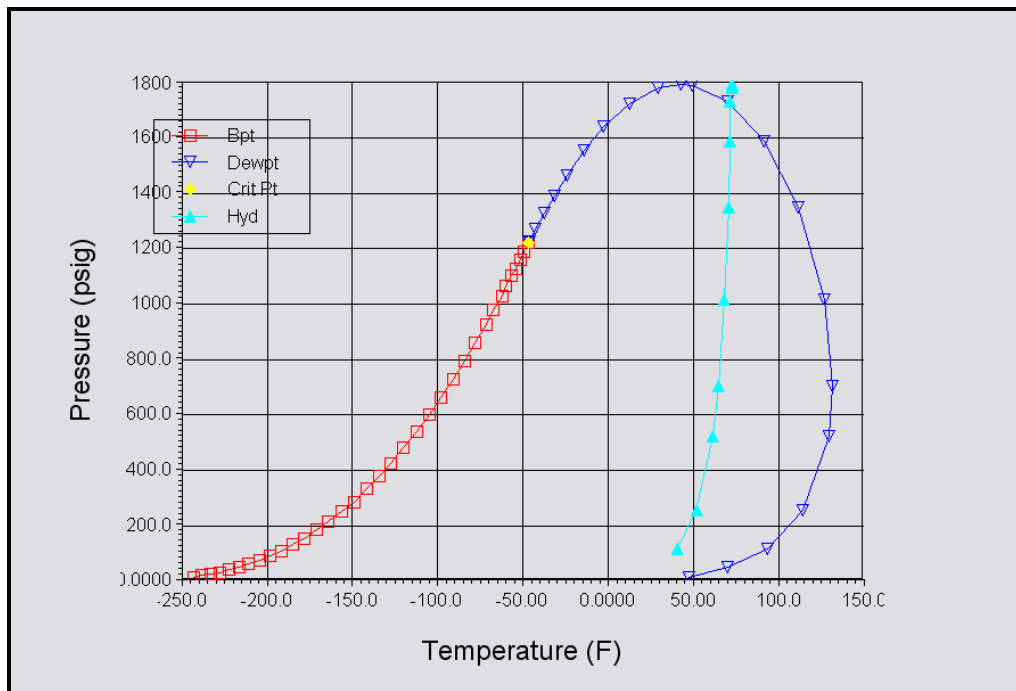


Figura 4.2 Diagrama de fase del gas combustible de la planta compresora DAC-1

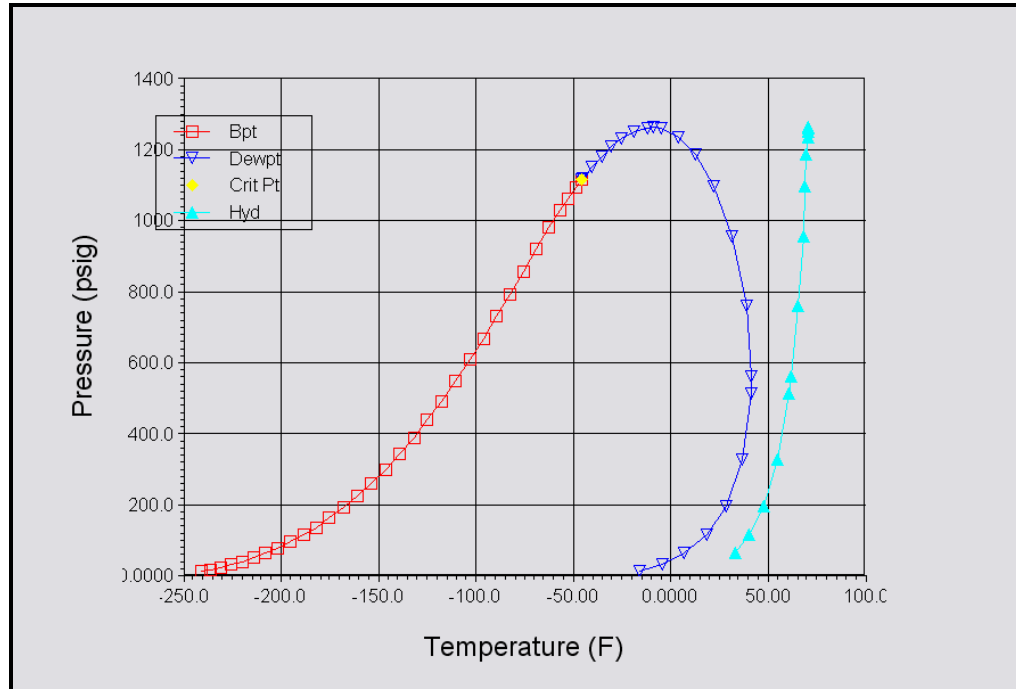


Figura 4.3 Diagrama de fase del gas combustible de la planta compresora DAC-3

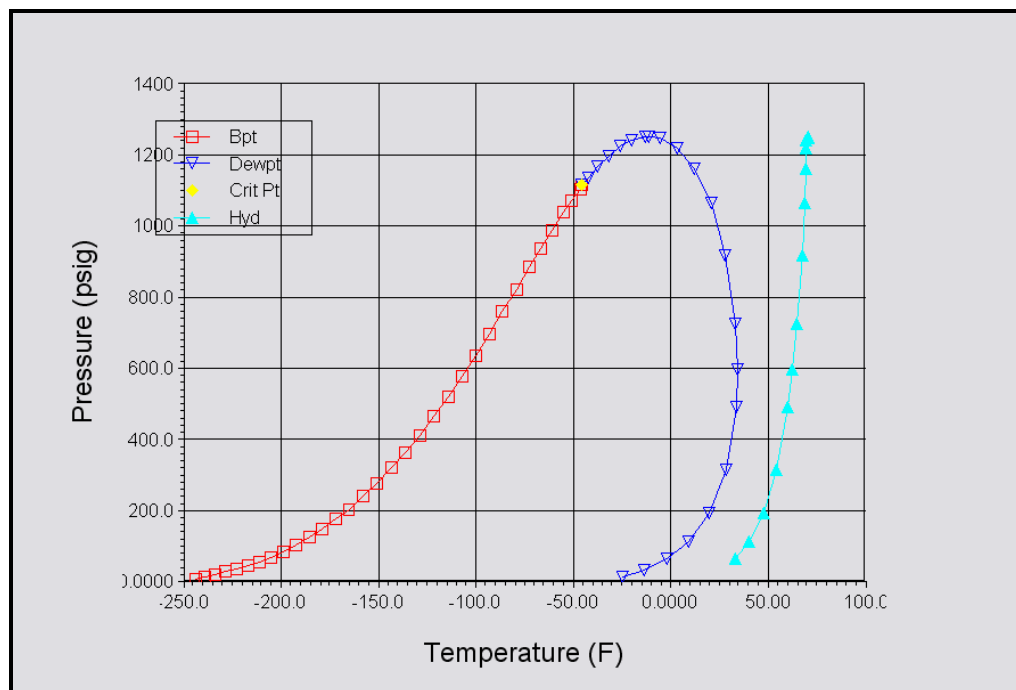


Figura 4.4 Diagrama de fase del gas combustible de la planta compresora DEPO

4.1.3 Planteamiento de las propuestas para la optimización del sistema de gas combustible en el campo de producción Dación

Una vez distinguidos los problemas operacionales que presenta el gas combustible actual del campo de producción Dación y certificar que el mismo se encuentra fuera de las especificaciones establecidas por los fabricantes de los compresores, por ser un gas rico en componentes pesados e impurezas, generando detonaciones y fallas mecánicas en los compresores, se procedió a evaluar las propuestas planteadas en la sección 3.3, para optimizar este sistema.

Con respecto a la fuente de suministro de gas combustible, se obtuvo como resultado de la simulación, una tubería de 6" x 14,6 km desde la planta compresora DEPE hasta la planta compresora DEPO, con conexiones a la línea de 3" de gas condicionado de las plantas compresora DAC-1 y DAC-3, quedando como sistemas auxiliares el sistema de gas de proceso (gas lift) y la planta acondicionadora de gas. Con el tendido de esta línea se cumple con los requerimientos operacionales de la planta compresora DEPO (punto más distante del sistema de suministro), de llegar gas a una presión superior a 150 psig. Como se observa en la figura 4.6, el gas combustible llegará a esta planta con una presión de 196,6 psig y consumirá un total de 27 MMPCED del sistema Anaco-Puerto Ordaz.

Para validar esta simulación se compararon los gradientes de presión y las velocidades de flujo de la línea de 6", con las normas: PDVSA L-TP 1.5 "Cálculo Hidráulico de Tuberías y PDVSA 90616.1.024 "Dimensionamiento de Tuberías de Proceso" mostradas en las figuras C.17 y C.18, del anexo C. Para líneas de gas (dentro de los límites de batería), la norma establece un máximo de 0,5 psi/100 pies y el máximo valor obtenido de la simulación realizada es de 2 psi/100 pies, reflejada en la figura 4.5, y las velocidades de flujos máximas permitidas por las normas para líneas de 6" está en los rangos de 45 a 90 pies/s y el máximo valor obtenido de la

simulación es de 85,02 pies/s. Si bien el valor de pérdidas por fricción es mayor a lo establecido en la norma L-TP 1.5, la velocidad de gas está dentro de los límites recomendados. Esta excesiva caída de presión no impide, que la presión en el punto de llegada cumpla con el requerimiento exigido, por lo tanto se considera que el diámetro de la tubería escogido es adecuado para la entrega de gas hasta la planta compresora DEPO.

VELOCITY SUMMARY								
LINK	DEVICE NAME	DEVICE TYPE	MIXTURE VELOCITY (INLET/OUTLET) (FPS)		CRITICAL VELOCITY (FPS)	PRESSURE GRADIENT (INLET/OUTLET) (PSIFT)		PRESSURE DROP (PSIG)
L013	T1N1	PIPE	24.45	26.10	1348.04	-7.0E-3	-7.5E-3	-64.0
L015	R030	DREG						
L015	N1D2	PIPE	11.78	11.78	1355.31	-1.5E-3	-1.5E-3	-0.2
L016	R033	DREG						
L016	N1N2	PIPE	34.20	85.08	1349.88	-0.02	-0.05	-490.4
L017	N2DP	PIPE	30.36	30.68	1390.01	-6.4E-3	-6.5E-3	-4.2
L018	P002	PIPE	26.26	31.19	1390.74	-2.8E-3	-3.3E-3	-45.8
L018	P003	PIPE	31.25	35.76	1405.62	-3.3E-3	-3.8E-3	-34.7
L020	N3D1	PIPE	49.85	50.48	1404.92	-0.02	-0.02	-6.0
L022	P008	PIPE	23.16	25.34	1408.87	-1.6E-3	-1.9E-3	-20.5
L023	N4D3	PIPE	21.73	21.79	1410.76	-3.2E-3	-3.2E-3	-1.0
L026	N4PD	PIPE	19.82	20.97	1411.27	-1.1E-3	-1.0E-3	-12.0
■ VERSION 9.0								R
SIMULATION SCIENCES, INC.					PIPEPHASE		PAGE 18	
PROJECT					OUTPUT			
PROBLEM					NETWORK REPORT		07/15/09	

Figura 4.5 Velocidades de flujos y gradientes de presión obtenidos de la simulación de la línea de 6” de gas combustible

RESULTS SUMMARY									
LINK	DEVICE NAME	DEVICE TYPE	MIXTURE FLOW RATE (LBHR)	PRESSURE INLET/OUTLET (PSIG)		TEMPERATURE INLET/OUTLET (F)		QUALITY INLET/OUTLET (FRAC)	
L013	T1N1	PIPE	55592.40	800.0	816.0	90.00	88.39	1.000	1.000
L015	R030	DREG							
L015	N1D2	PIPE	24500.00	800.0	799.8	87.53	87.69	1.000	1.000
L016	R033	DREG							
L016	N1N2	PIPE	31092.40	800.0	309.6	87.53	82.16	1.000	1.000
L017	N2DP	PIPE	10467.00	309.6	305.4	82.16	85.60	1.000	1.000
L018	P002	PIPE	20625.40	309.6	263.8	82.16	89.70	1.000	1.000
L018	P003	PIPE	20625.40	263.8	229.1	89.70	89.50	1.000	1.000
L020	N3D1	PIPE	7291.70	229.1	223.1	89.50	89.30	1.000	1.000
L022	P008	PIPE	13333.70	229.1	208.6	89.50	89.78	1.000	1.000
L023	N4D3	PIPE	2916.70	208.6	207.6	89.78	89.89	1.000	1.000
L026	N4PD	PIPE	10417.00	208.6	196.6	89.78	89.94	1.000	1.000
■ VERSION 9.0								R	
SIMULATION SCIENCES, INC.					PIPEPHASE		PAGE 19		
PROJECT					OUTPUT				
PROBLEM					ERROR SUMMARY		07/15/09		

Figura 4.6 Resumen del reporte de la simulación de la línea de 6”

De la evaluación del proceso de acondicionamiento del gas combustible actual, se obtuvo que al emplear una válvula Joule Thompson condensa un flujo considerable de líquidos de gas de 0,4902 MMPCED, enriqueciendo la corriente de gas combustible actual de un 81 % a un 85 % de metano, valor por encima de los requerimientos de diseño y reduciendo el contenido de agua de 0,03 % a 0 %, lo que garantiza el buen funcionamiento de los equipos y disminuye las fallas en los compresores por arrastre de líquidos. Estos resultados se reflejan en el reporte arrojado por el simulador, el cual se muestra en las figuras C.20 y C.21, del anexo C.

4.1.4 Selección de la propuesta más favorable para el sistema, mediante evaluación técnico-económica

Con los estimados de los costos clase III de las propuestas planteadas para optimizar el sistema de gas combustible, del campo de producción Dación, se procedió a cuantificar la rentabilidad de las mismas, mediante indicadores económicos como: valor presente neto (V.P.N.), tasa interna de retorno (T.I.R.), tasa interna de retorno modificada (T.I.R. Mod.), eficiencia de la inversión (E.I.) y tiempo de pago dinámico (T.P.D.). En la tabla 4.7, se muestra la comparación de estos indicadores económicos para ambas propuestas.

Tabla 4.7 Comparación de los indicadores económicos entre las propuestas planteadas, para la optimización del sistema de gas combustible, del campo Dación

Indicadores económicos	Línea de 6" de gas combustible	Equipo Joule Thompson
Valor presente neto (V.P.N) %	7.835,45	-23.144,58
Tasa interna de retorno (T.I.R) %	153,76	0,00
Tasa interna de retorno Modificada (T.I.R.Mod.) %	68,64	0,00
Tiempo de pago dinámico (T.P.D) %	1,41	0,00

Los valores reportados en esta tabla, se reflejan en los reportes generales de evaluación del programa See, mostrados en las figuras C.22 y C.23, del anexo C. En la tabla 4.7, se observa, para la propuesta de instalar una válvula Joule Thompson para acondicionar la corriente de gas combustible, un valor presente neto (V.P.N) negativo y una tasa interna de retorno (T.I.R) de 0 %, lo que significa que esta propuesta económicamente no es rentable para la producción de gas a manejar, ya que no se recuperaría su inversión. Por otro lado la propuesta de instalar una línea de 6" x 14,6 km desde la planta compresora DEPE hasta DEPO, para transportar como gas combustible el gas Anaco-Puerto Ordaz, arroja un 153,76 % de T.I.R, que indica que con esta propuesta se alcanzaría el objetivo de optimizar la corriente de gas combustible y se generarán ganancias que garantizaran la recuperación de la inversión.

4.2 CONCLUSIONES

1. Las simulaciones realizadas con los programas Dresser Rand y Ariel, bajo las especificaciones de diseño, reproducen los resultados con desviaciones menores al 10 %, lo que valida el uso de estos simuladores, para modelar el sistema actual de gas combustible.
2. El modelo de simulación realizada con las condiciones operacionales actual, reprodujo las variables operacionales con desviaciones muy significativas con respecto al diseño, principalmente en el flujo de alimentación, las rpm, las variables de descarga de la primera etapa de compresión y el área de compresión, para casi todas las unidades compresoras.
3. El gas combustible empleado actualmente en el campo de producción Dación, se encuentra fuera de las especificaciones de diseño, ya que posee mayor contenido de pesados (C_3^+) y menor contenido de metano, que los establecidos por los fabricantes de los equipos, responsabilizándolo de las detonaciones producidas frecuentemente en las unidades de compresión, del campo de producción Dación.
4. El gas combustible actual está contaminado con fracciones de H_2S , CO_2 y H_2O , demostrando que no es un combustible ideal por su alto poder corrosivo y la disminución del poder calorífico.
5. La propuesta de instalar una unidad de Joule Thompson para el acondicionamiento del gas combustible, no resultó económicamente factible por arrojar una V.P.N negativo y una T.I.R de 0 %, resultando factible la propuesta de instalar una línea de 6" para alimentar como gas combustible el gas Anaco-Puerto Ordaz.

6. El contenido de metano en el gas Anaco-Puerto Ordaz (88,904 % molar), está por encima del recomendado en el diseño (81,78 % molar), por lo genera mayor energía de combustión.
7. El gas Anaco-Puerto Ordaz posee un poder calorífico inferior al gas combustible actual y cercano al establecido para el diseño, además posee una tendencia a detonar muy baja (NBN= 1,76).
8. Con el tendido de la tubería de 6" x 14,6 km, para el sistema de gas combustible Anaco-Puerto Ordaz se aliviará el sistema de gas Lift, generando mayor volumen de gas para inyección, lo que a su vez garantiza mayor volumen de producción de crudo.
9. Se empleará un total de 27 MMPCED del gas Anaco-Puerto Ordaz como combustible en el campo de producción Dación y la presión de llegada a la planta compresora DEPO (196,6 psig) cumple con las exigencias operacionales de esta planta.
10. El empleo del gas Anaco-Puerto Ordaz como combustible, disminuirá la diferida de producción de crudo existente en campo y minimizará las paradas no programadas por mantenimiento.

4.3 RECOMENDACIONES

- 1.** Verificar el funcionamiento óptimo de los equipos registradores-controladores del flujo, presentes en el campo de producción Dación, a la hora de realizar el muestreo.
- 2.** Simular los compresores White Superior con el programa creado por los fabricantes de los mismos.
- 3.** Incluir en el reporte diario de gas, la capacidad de compresión de los compresores White Superior, instalados en la planta compresora DAC-1.
- 4.** Aumentar el área de compresión, para manejar mayor volumen de gas de proceso.
- 5.** Adiestrar al personal de operación encargada del área de compresión de gas, en el manejo del software DRESSER RAND y ARIEL.
- 6.** Modelar con frecuencia el sistema de gas combustible para detectar a tiempo posibles fallas, evitando paradas no programadas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Historia de PDVSA, “www.Intranet.pdvsa.com”. (2004).
2. Zapata, M. “**Estudio para el Mejoramiento del Sistema de Gas Combustible de la Planta Compresora Chimire –I**”. Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Química, UDO; Barcelona, Venezuela (2000).
3. López, F. “**Evaluación del Sistema de Gas Combustible de la Planta Compresora NIPA 1 de PDVSA San Tomé**”. Informe de Pasantía, Instituto Universitario de Tecnología “José Antonio Anzoátegui”, El Tigre, Venezuela (2006).
4. Lista W. “**Tendido de Tubería 4” STD desde Planta Compresora DAC-2 a DEPE del Área Dación, Distrito San Tomé**”. Memoria Descriptiva, Gerencia Planta de Gas y Agua, San Tomé, Venezuela (2008).
5. Espinoza, H. “**Ingeniería de Compresores: Teoría, Selección y Funcionamiento**”. Centro termofluidodinámica y mantenimiento (CTYM). Anzoátegui, Venezuela (2008)
6. Rodríguez, P. “**Ingeniería de Gas**” (NIVEL I). Asesores termo petroleros. Venezuela.
7. Yahoo. “**Sistema de Recolección**”. 2009. Disponible en: ↵
www.ar.answers.yahoo.com

8. Azocar, M. **“Evaluación de las Alternativas para el Manejo del Gas Asociado a la Estación de Flujo EPTI-1, Perteneciente al Campo las Piedritas del Distrito San Tomé”**. Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, UDO; Barcelona, Venezuela (2006).
9. Gastecnic. **“Ventajas del Gas como Combustible”**. 2009. Disponible en: ↵ www.gastecnic.com
10. Ariel Corporation. **“Curso de Operación y Mantenimiento de Compresores Ariel”**. Venezuela (2008).
11. Dresser-Rand Company. **“Compresores VIP de Gas Dresser-Rand”**. 2009. Disponible en: ↵ www.dresser-rand.com
12. Craft, B. **“Diagrama de Fases para Yacimientos de Hidrocarburos”**. (2009). Disponible en: ↵ www.yacimientos-de-gas.blogspot.com
13. Vicent, E. **“Evaluación de las Pérdidas de Trietilenglicol en las Plantas Deshidratadora de Gas del Área Dación, Distrito San Tomé, PDVSA”**. Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Química, UDO; Barcelona, Venezuela (2008).
14. Arielcorp. **“Software de Selección de Compresores de Ariel”**. 2009. Disponible en: ↵ www.arielcorp.com
15. Invensys Process Systems. **“Pipephase”**. 2009. Disponible en: ↵ www.ips.invensys.com

16. Estudios de factibilidad técnico económicas, PDVSA-INTEVEP. **“Sistemas de Evaluaciones Económicas SEE”**. Venezuela (1998).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	"Evaluación Técnica del Sistema de Gas Combustible del Campo Dación, Distrito San Tomé PDVSA"
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Coronado V., Neisy C	CVLAC: 17.673.085 E MAIL: neisy85@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Planta Compresora

Gas Combustible

Motocompresores

Levantamiento Artificial por Gas

Distrito San Tomé

Simulación de Procesos

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
<u>Ingeniería y Ciencias Aplicadas</u>	<u>Ingeniería Química</u>

RESUMEN (ABSTRACT):

El gas natural es un energético de origen fósil y un combustible de gran estabilidad y limpieza. Actualmente el campo Dación presenta problemas en el sistema de gas combustible que alimenta a los motocompresores de las plantas DEPO, DAC-1 y DAC-3, ocasionando frecuentes paradas de los equipos por mantenimiento y diferidas en la producción de crudo. Por tal motivo se requirió realizar la evaluación técnica del sistema del gas combustible del campo, con el fin de optimizar la producción. Para ello se recolectó la información detallada del diseño, a través de los manuales de operación, modelando el sistema de gas combustible con programas de simulación. Posteriormente, se realizó el levantamiento de la información actual, modelando el sistema nuevamente. Se procedió al estudio de los problemas operacionales que presenta el gas combustible, mediante análisis cualitativos y cuantitativos. Seguidamente se plantearon opciones que conlleven a la optimización del sistema de gas combustible, tomando en cuenta en primer lugar, la fuente de suministro y en segundo lugar, el acondicionamiento. Por último se sometieron ambas propuestas a una evaluación técnica-económica. Se obtuvieron, desviaciones significativas del sistema operacional con respecto al diseño, principalmente en el flujo de alimentación, las rpm, las variables de descarga de la primera etapa de compresión. El gas combustible actual se encuentra fuera de las especificaciones de diseño, posee alto contenido de hidrocarburos pesados y fracciones significativas de H₂S y CO₂. Resultó ser más factible y económico emplear como sistema de gas combustible, el gas Anaco-Puerto Ordaz.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
Hernán R. Raven.	CVLAC:	4.136.007			
	E_MAIL	hgravenc@hotmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU X
Arturo Rodulfo	CVLAC:	8.300.709			
	E_MAIL	Rodulfo99@tmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU X
Fidelina Moncada	CVLAC:	13.366.691			
	E_MAIL	fidelinamoncada@cantv.net			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	04	15
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis. Gas Combustible.doc	Documento en word

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:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:

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

Br. Neisy C. Coronado V

AUTOR

Prof. Hernán R. Raven

TUTOR

Prof. Fidelina Moncada

JURADO

Prof. Arturo Rodolfo

JURADO

Prof. Yraimas Salas

POR LA SUBCOMISION DE TESIS