

INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS  
SUPERIORES DE MONTERREY  
CAMPUS MONTERREY  
DIVISION DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERIA



REDUCCION EN LA QUEMA DE GAS Y EN LA EMISION  
DE CONTAMINANTES DENTRO DE LOS PROCESOS  
DE EXPLOTACION DE PEMEX.

TESIS

PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA  
OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS  
ESPECIALIDAD EN INGENIERIA AMBIENTAL

JAVIER GARCIA PEREZ

MAYO DEL 2000

**INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS  
SUPERIORES DE MONTERREY  
CAMPUS MONTERREY  
DIVISION DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERIA**



**REDUCCIÓN EN LA QUEMA DE GAS Y EN LA EMISIÓN  
DE CONTAMINANTES DENTRO DE LOS PROCESOS  
DE EXPLOTACIÓN DE PEMEX**

**TESIS**

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA  
OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS  
ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA AMBIENTAL**

**JAVIER GARCÍA PÉREZ**

**MAYO DE 2000**

INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY  
CAMPUS MONTERREY

DIVISION DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA



REDUCCIÓN EN LA QUEMA DE GAS Y EN LA EMISIÓN DE CONTAMINANTES  
DENTRO DE LOS PROCESOS DE EXPLOTACIÓN DE PEMEX

**TESIS**

PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER  
EL GRADO ACADÉMICO DE

**MAESTRO EN CIENCIAS**

ESPECIALIDAD EN INGENIERIA AMBIENTAL

**JAVIER GARCÍA PÉREZ**

MAYO DE 1999

## DEDICATORIA

A Dios

A mi esposa, Mónica:

Por brindarme su amor y  
apoyarme en todas mis locuras.  
Sin ti no lo hubiera logrado.  
Te amo.

A mis padres, Jairo y Nubia:

Por su apoyo y cariño  
incondicional en los momentos  
en los que más lo necesite.

A mis hermanos, Gonzalo,  
Santiago y Rodrigo:

Por su colaboración y por tener  
una voz de aliento en todo  
momento.

A mis sobrinos y cuñadas.



## AGRADECIMIENTOS

Al ITESM, Campus Monterrey, por darme la oportunidad de realizar mis estudios de posgrado.

Al Comité de Tesis: Dr. Belzahet Treviño, Dr. Joaquín Acevedo y M.C Fernando E. Santos, por brindarme sus valiosos consejos y su tiempo.

Al Centro de Tecnología Limpia, por permitirme ser parte de su equipo y proporcionarme el tema para la tesis.

A la M.C Gabriela Ortiz y la Ing. Mayra Cisneros, por su valiosa colaboración en la impresión de la tesis.

A la Sra. Ana Lucía Villafañe, por prestarme su computadora portátil para facilitar la realización de la tesis.

A las Ing. Irma Sabino, Adriana de la Garza y Leticia López por su constante apoyo en los momentos más difíciles y cooperar siempre en el desarrollo de esta tesis.

A todas aquellas personas, a quienes no he nombrado en este momento, pero que contribuyeron de una u otra forma a la realización de esta tesis.

## INDICE

|                                                                                     |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. RESUMEN                                                                          | 1  |
| 1.1 Objetivos                                                                       | 1  |
| 1.1.1 Objetivo general                                                              | 1  |
| 1.1.2 Objetivos específicos                                                         | 1  |
| 1.2 Metodología                                                                     | 2  |
| 1.3 Resultados generales                                                            | 3  |
| 1.4 Conclusión                                                                      | 4  |
| 2. INTRODUCCIÓN                                                                     | 5  |
| 2.1 La contaminación atmosférica                                                    | 5  |
| 2.2 La contaminación atmosférica en el complejo Abkatun-A                           | 5  |
| 2.3 Rediseño de los procesos                                                        | 6  |
| 2.4 Procesos principales en la explotación de crudo                                 | 9  |
| 2.5 Descripción específica del proceso de compresión de gas                         | 12 |
| 3. MARCO TEÓRICO                                                                    | 21 |
| 3.1 Definición de contaminantes                                                     | 21 |
| 3.1.1 Monóxido de carbono (CO)                                                      | 21 |
| 3.1.2 Óxidos de azufre (SO <sub>x</sub> )                                           | 22 |
| 3.1.3 Hidrocarburos                                                                 | 22 |
| 3.1.4 Ozono (O <sub>3</sub> )                                                       | 22 |
| 3.1.5 Óxidos de nitrógeno (NO <sub>x</sub> )                                        | 23 |
| 3.1.6 Material particulado                                                          | 23 |
| 3.2 Efectos de la contaminación                                                     | 24 |
| 3.2.1 Efecto invernadero                                                            | 24 |
| 3.2.2 Smog fotoquímico                                                              | 25 |
| 3.2.3 Lluvia ácida                                                                  | 25 |
| 3.3 Índices de evaluación de potencial                                              | 26 |
| 3.3.1 Capacidad                                                                     | 26 |
| 3.3.2 Eficiencia                                                                    | 26 |
| 3.3.3 Confiabilidad                                                                 | 26 |
| 3.3.4 Disponibilidad                                                                | 26 |
| 3.3.5 Flexibilidad                                                                  | 26 |
| 3.3.6 Seguridad                                                                     | 26 |
| 3.3.7 Medio Ambiente                                                                | 26 |
| 3.3.8 Calidad                                                                       | 26 |
| 3.4 Panorama tecnológico de sistemas de compresión de gas                           | 26 |
| 3.4.1 Compresión de gas                                                             | 27 |
| 3.4.2 Desfogue de gas y alivio de presiones                                         | 29 |
| 4. METODOLOGÍA                                                                      | 35 |
| 4.1 Fase I. Detección y jerarquización de áreas de oportunidad                      | 35 |
| 4.1.1 Actividades específicas                                                       | 35 |
| 4.1.2 Ponderación y jerarquización de las áreas de oportunidad                      | 35 |
| 4.2 Fase II. Identificación de los mecanismos de origen de las áreas de oportunidad | 38 |
| 4.2.1 Actividades específicas                                                       | 38 |
| 4.2.2 Elaboración de árboles causa-efecto                                           | 39 |

|       |                                                                                 |     |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.2.3 | Análisis de los mecanismos de origen                                            | 39  |
| 4.3   | Fase III. Determinación de alternativas de rediseño a los procesos              | 40  |
| 4.3.1 | Actividades específicas                                                         | 40  |
| 4.4   | Fase IV. Evaluación técnica-económica de las propuestas de rediseño             | 40  |
| 4.4.1 | Actividades específicas                                                         | 40  |
| 5.    | RESULTADOS                                                                      | 43  |
| 5.1   | Fase I. Detección y jerarquización de áreas de oportunidad                      | 43  |
| 5.1.1 | Definición general de índices de evaluación de potencial                        | 43  |
| 5.1.2 | Obtención de índices específicos para el proceso                                | 48  |
| 5.1.3 | Análisis de índices e identificación de áreas de oportunidad                    | 55  |
| 5.1.4 | Evaluación de áreas de oportunidad                                              | 64  |
| 5.2   | Fase II. Identificación de los mecanismos de origen de las áreas de oportunidad | 67  |
| 5.2.1 | Mejorar el funcionamiento global de los quemadores                              | 67  |
| 5.2.2 | Reducir el potencial de paros en compresores                                    | 76  |
| 5.2.3 | Mejorar el rendimiento del proceso de compresión                                | 83  |
| 5.3   | Fase III. Determinación de alternativas de rediseño a los procesos              | 90  |
| 5.3.1 | Mejorar el funcionamiento global de los quemadores                              | 90  |
| 5.3.2 | Reducir el potencial de paros en compresores                                    | 100 |
| 5.3.3 | Mejorar el rendimiento del proceso de compresión                                | 104 |
| 5.4   | Fase IV. Evaluación técnico-económica de las propuestas de rediseño             | 109 |
| 5.4.1 | Mejorar el funcionamiento global de los quemadores                              | 109 |
| 6.    | DISCUSIÓN                                                                       | 155 |
| 6.1   | Resultados                                                                      | 155 |
| 6.2   | Metodología                                                                     | 159 |
| 6.2.1 | Fase I. Detección y jerarquización de áreas de oportunidad                      | 159 |
| 6.2.2 | Fase II. Identificación de los mecanismos de origen de las áreas de oportunidad | 162 |
| 6.2.3 | Fase III. Determinación de alternativas de rediseño a los procesos              | 162 |
| 6.2.4 | Fase IV. Evaluación técnico-económica de las propuestas de rediseño             | 162 |
| 7.    | CONCLUSIONES                                                                    | 163 |
| 8.    | BIBLIOGRAFÍA                                                                    | 169 |

## INDICE DE TABLAS

|                                                                                                                       |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 1. Gas importado vs Gas quemado                                                                                       | 2   |
| 2. Procesos para el rediseño                                                                                          | 7   |
| 3. Ponderación de los índices de evaluación de potencial                                                              | 36  |
| 4. Ponderación de los procesos                                                                                        | 36  |
| 5. Descripción del impacto vs calificación del impacto                                                                | 37  |
| 6. Matriz de impactos para el área de oportunidad "Reducir el potencial de paros en compresores"                      | 37  |
| 7. Tiempo de mantenimiento por módulo de compresión                                                                   | 49  |
| 8. Tiempo de operación vs tiempo de vida útil                                                                         | 49  |
| 9. Flujo nominal vs Gas de formación                                                                                  | 50  |
| 10. Flujo comprimido durante 1999                                                                                     | 51  |
| 11. Relación entre cantidad de módulos utilizados vs módulos existentes                                               | 51  |
| 12. Cantidad y duración de fallas durante 1999                                                                        | 52  |
| 13. Flujo de gas quemado                                                                                              | 52  |
| 14. Índice de eventos extraordinarios                                                                                 | 52  |
| 15. Índice de seguridad de accidentes                                                                                 | 52  |
| 16. Resumen de índices de desempeño y ponderaciones para el proceso de compresión                                     | 54  |
| 17. Lista de áreas de oportunidad jerarquizadas de mayor a menor impacto para el Complejo Abkatun-A                   | 64  |
| 18. Areas de oportunidad jerarquizadas de acuerdo a la metodología (Permanente)                                       | 66  |
| 19. Areas de oportunidad jerarquizadas de acuerdo a la metodología (Compresión)                                       | 66  |
| 20. Ponderación de los orígenes por estadística de fallas                                                             | 82  |
| 21. Ponderación de los orígenes por estadística de fallas                                                             | 82  |
| 22. Recirculación de módulos durante junio                                                                            | 103 |
| 23. Quema de gas por concepto                                                                                         | 116 |
| 24. Ahorros para la alternativa de planear maniobras de gran magnitud                                                 | 116 |
| 25. Costos de inversión para la alternativa de instalar quemador para flujos continuos y extraordinarios              | 119 |
| 26. Costos de inversión para la alternativa de instalar un sistema de encendido discontinuos                          | 122 |
| 27. Ahorros por instalar un sistema de encendido discontinuo                                                          | 123 |
| 28. Retorno de inversión                                                                                              | 123 |
| 29. Costos de inversión para la alternativa de instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador     | 126 |
| 30. Ahorros al implantar la alternativa de instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador         | 127 |
| 31. Retorno de inversión                                                                                              | 128 |
| 32. Costos de inversión por integrar el gas de primera etapa en la RMSO                                               | 132 |
| 33. Costos de inversión por modernizar el control de distribución de flujos a la succión de los módulos de compresión | 133 |
| 34. Ahorros por implantar estas dos alternativas                                                                      | 134 |
| 35. Paros totales por fluctuaciones del gas en la succión                                                             | 135 |
| 36. Costos de operación asociados a integrar el gas de primera etapa en la RMSO                                       | 136 |
| 37. Retorno de la inversión                                                                                           | 136 |



|                                                                                        |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 38. Costos de inversión para la alternativa de instalar un quemador cubierto en Atasta | 139 |
| 39. Ahorro al implantar la alternativa de instalar un quemador cubierto en Atasta      | 140 |
| 40. Costos de operación asociados a instalar un quemador cubierto en Atasta            | 141 |
| 41. Retorno de la inversión                                                            | 141 |
| 42. Costos de inversión para la alternativa de intercambiar los soloaires              | 145 |
| 43. Costos de inversión para la separación de condensados                              | 146 |
| 44. Ahorros al implantar la alternativa de enfriar con agua de mar el gas interetapas  | 147 |
| 45. Costos de operación                                                                | 148 |
| 46. Retorno de la inversión                                                            | 148 |
| 47. Costos de inversión para la alternativa de instalar equipo de ciclo combinado      | 151 |
| 48. Ahorros al implantar la alternativa de instalar un equipo de ciclo combinado       | 152 |
| 49. Costos de operación asociados a instalar un equipo de ciclo combinado              | 152 |
| 50. Retorno de la inversión                                                            | 153 |
| 51. Beneficios ambientales de las propuestas de rediseño                               | 155 |
| 52. Beneficios económicos de las propuestas de rediseño                                | 156 |
| 53. Resumen general para el proceso de Compresión de gas                               | 167 |

## INDICE DE FIGURAS

|                                                                                                     |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. Complejo Abkatun-A                                                                               | 7  |
| 2. Quemadores elevados                                                                              | 8  |
| 3. Gas quemado durante abril/99                                                                     | 9  |
| 4. Diagrama de flujo general del proceso                                                            | 10 |
| 5. Manejo de gas en la Región Marina Suroeste                                                       | 13 |
| 6. Diagrama de flujo de la plataforma de Compresión                                                 | 14 |
| 7. Diagrama de flujo para la plataforma de Permanente                                               | 15 |
| 8. Compresor de alta (Plataforma de Permanente)                                                     | 17 |
| 9. Enfriadores de gas de proceso "Soloaires"                                                        | 17 |
| 10. Separador de hidrocarburos V-103                                                                | 18 |
| 11. Slug catcher de baja                                                                            | 19 |
| 12. Curva característica para compresores centrífugos                                               | 28 |
| 13. El efecto coanda                                                                                | 31 |
| 14. Región de inestabilidad de la llama                                                             | 32 |
| 15. Planta de recuperación de gas                                                                   | 32 |
| 16. Diseño del separador de gas/líquido                                                             | 33 |
| 17. Baffles en los separadores de gas/líquido                                                       | 34 |
| 18. Boquilla desmontable                                                                            | 34 |
| 19. Árbol de causa-efecto                                                                           | 39 |
| 20. Índices de desempeño                                                                            | 54 |
| 21. Tiempo de operación vs vida útil en las turbinas de potencia                                    | 56 |
| 22. Tiempo de operación vs vida útil en los generadores de gases                                    | 56 |
| 23. Tiempo vs índice de capacidad de proceso (Plataforma de Compresión)                             | 57 |
| 24. Tiempo vs índice de capacidad de proceso (Plataforma de Permanente)                             | 57 |
| 25. Tiempo vs índice de capacidad promedio de proceso                                               | 58 |
| 26. Tiempo vs índice de flexibilidad en el proceso (Plataforma de Compresión)                       | 59 |
| 27. Tiempo vs índice de flexibilidad en el proceso (Plataforma de Permanente)                       | 59 |
| 28. Tiempo vs índice de flexibilidad promedio en el proceso                                         | 60 |
| 29. Cantidad y duración de fallas por mes                                                           | 61 |
| 30. Gas quemado real vs meta de gas quemado (Plataforma de Compresión)                              | 62 |
| 31. Gas quemado real vs meta de gas quemado (Plataforma de Permanente)                              | 62 |
| 32. Gas quemado real vs meta de gas quemado                                                         | 63 |
| 33. Árbol causa-efecto del área de oportunidad "Mejorar el funcionamiento global de los quemadores" | 68 |
| 34. Árbol causa-efecto del área de oportunidad "Mejorar el funcionamiento global de los quemadores" | 69 |
| 35. Gas quemado por rechazos de Atasta y por otros conceptos                                        | 70 |
| 36. Encendido del quemador con bengala                                                              | 72 |
| 37. Estado de la boquilla del quemador                                                              | 73 |
| 38. Funcionamiento de los quemadores                                                                | 74 |
| 39. Mecanismos de orígenes principales del quemador                                                 | 76 |
| 40. Mecanismos de orígenes principales de la calidad del gas                                        | 76 |
| 41. Árbol causa-efecto del área de oportunidad "Reducir el potencial de paros en compresores"       | 77 |
| 42. Diagrama de control                                                                             | 79 |

|                                                                                                                                                 |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 43. Diagrama de causas para el área de oportunidad de "Reducir el potencial de paros en compresores"                                            | 83  |
| 44. Mecanismo de origen principal                                                                                                               | 83  |
| 45. Árbol causa-efecto del área de oportunidad "Mejorar el rendimiento del proceso de compresión"                                               | 84  |
| 46. Árbol causa-efecto de la eficiencia en el generador de gases para el área de oportunidad "Mejorar el rendimiento del proceso de compresión" | 85  |
| 47. Mecanismo de origen principal en la eficiencia de los compresores                                                                           | 89  |
| 48. Mecanismo de origen principal en la eficiencia de los GG y TP                                                                               | 89  |
| 49. Quemadores para diferentes flujos                                                                                                           | 92  |
| 50. Quemador múltiple                                                                                                                           | 93  |
| 51. Recuperación de gas                                                                                                                         | 94  |
| 52. Quemador cubierto                                                                                                                           | 95  |
| 53. Tuberías entre las plataformas                                                                                                              | 96  |
| 54. Sistema de encendido                                                                                                                        | 97  |
| 55. Bomba para descargar el tanque de desfogue                                                                                                  | 99  |
| 56. Separador ciclónico                                                                                                                         | 100 |
| 57. Diagrama de un compresor multietapas con recirculación en la descarga                                                                       | 101 |
| 58. Intercambiador de placas                                                                                                                    | 106 |
| 59. Sistema de ciclo combinado                                                                                                                  | 108 |
| 60. Quemador con eliminación de humo                                                                                                            | 118 |
| 61. Quemador tipo "candelabro"                                                                                                                  | 118 |

## **1. RESUMEN**

### **1.1 OBJETIVOS**

#### **1.1.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar el proceso de compresión de gas en las plataformas petroleras de Pemex para encontrar áreas de oportunidad que ayuden a realizar un mejor aprovechamiento de los recursos no renovables impactando al mínimo el medio ambiente.

#### **1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Se tienen tres impactos de la quema de gas natural que apoyan la justificación de esta tesis, los cuales se presentan a continuación:

- Contaminación atmosférica

Reducir la contaminación generada durante la quema de gas en las plataformas petroleras de Pemex, disminuyendo las emisiones de SO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub> e hidrocarburos a la atmósfera, para no incidir en fenómenos como la lluvia ácida, el efecto invernadero y el aumento del ozono en la troposfera.

- Seguridad

Controlar la quema de gas para reducir el riesgo por exposición, a gases de combustión, del personal que labora en las instalaciones.

Reducir los problemas de riesgo por eventualidad cuando se emiten gases de hidrocarburos sin quemar, debido a su alta explosividad, y cuando hay mal funcionamiento de los compresores y/o quemadores.

- Económico

Reducir la importación de gas natural en el país; al incrementar los niveles de producción y reducir la quema del mismo.

Durante 1999 se quemó un promedio mensual de 776.7 MMPCS de gas, lo cual es una cantidad bastante alta teniendo en cuenta que el país importa un promedio mensual de 4,735.7 MMPCS de gas natural. En la Tabla 1 se observa la cantidad de gas natural importado comparado con la cantidad de gas quemado durante todo el año.



Tabla 1.- Gas importado vs Gas quemado

| Mes        | Gas importado (MMPCS) | Gas quemado (MMPCS) |
|------------|-----------------------|---------------------|
| Enero      | 4,302.3               | 942.4               |
| Febrero    | 4,637.4               | 912.8               |
| Marzo      | 6,261.2               | 894.6               |
| Abril      | 4,311.8               | 846.0               |
| Mayo       | 5,117.0               | 858.0               |
| Junio      | 4,936.9               | 774.0               |
| Julio      | 4,470.8               | 831.0               |
| Agosto     | 4,343.6               | 693.0               |
| Septiembre | 4,449.6               | 558.0               |
| Octubre    | 4,780.3               | 621.0               |
| Noviembre  | 4,449.6               | 699.0               |
| Diciembre  | 4,767.4               | 690.0               |
| Promedio   | 4,735.7               | 776.7               |
| Porcentaje | 100 %                 | 16.4 %              |

En la Tabla 1 se visualiza fácilmente que en caso de no quemar esa cantidad de gas podría suplirse al menos una quinta parte de la demanda de gas importado.

Al reducir la quema de gas se incrementa la cantidad de gas natural disponible para la generación de energía eléctrica en el país, ya que actualmente el incremento de la demanda de electricidad es mayor al crecimiento de la economía del país. Esto se debe, principalmente, al desarrollo de las actividades económicas del país y al aumento de la población.

## 1.2 METODOLOGÍA

La metodología utilizada para el rediseño de procesos consta de cuatro fases que a continuación se describen.

### FASE I - Detección y jerarquización de áreas de oportunidad dentro de los procesos.

El objetivo de esta primer fase es definir las áreas de oportunidad dentro de los procesos que tengan un mayor impacto de acuerdo a *criterios de desempeño* definidos por la empresa. Con base en esta información, la empresa puede dirigir sus recursos hacia los procesos con mayor potencial de beneficio e incrementar su efectividad en la aplicación de los mismos.

Las principales actividades incluidas en esta fase de la metodología son el acopio de información y datos de planta, el procesamiento de esta información a través de análisis estadísticos, simulación de procesos, etc., y la elaboración del diagnóstico para generar y jerarquizar las áreas de oportunidad.

## **FASE II - Identificación de los mecanismos de origen de las áreas de oportunidad**

El objetivo de esta fase es encontrar la condición inicial u origen que genera el área de oportunidad. Esto permite reducir la complejidad de las modificaciones en el rediseño de los procesos y, por lo tanto, minimizar tiempos e inversiones de implantación.

Las principales actividades incluidas en esta fase son el acopio de información de planta, el procesamiento de esta información para dar seguimiento al proceso y definir la cadena generadora del área de oportunidad.

## **FASE III - Determinación de alternativas de rediseño a los procesos**

El objetivo de esta fase es definir opciones de rediseño para cada uno de los orígenes identificados, con base en información a nivel internacional. La búsqueda y adecuación de tecnologías como herramienta para el rediseño de procesos, permite reducir los tiempos y costos del rediseño de los procesos al discriminar tecnologías disponibles, definir desarrollos tecnológicos necesarios y dar un marco de referencia a la optimización de los procesos existentes en la empresa.

Las actividades relevantes dentro de esta fase empiezan con una revisión bibliográfica exhaustiva dentro del marco definido por las áreas de oportunidad y la generación de alternativas de rediseño.

## **FASE IV - Evaluación técnica-económica de las propuestas de rediseño**

El objetivo de esta fase es evaluar las alternativas de rediseño para los orígenes y mecanismos de propagación identificados. Dentro de esta fase se realiza una evaluación técnico-económica de las diferentes opciones de rediseño generadas en fases anteriores, permitiendo identificar las opciones con mayor beneficio para la empresa y menor impacto al medio ambiente y la seguridad.

Las principales actividades incluidas en esta fase son la evaluación técnica y operativa de las propuestas, donde se estudian las implicaciones en campo de la posible implantación de las alternativas identificadas, y su factibilidad económica.

## **1.3 RESULTADOS GENERALES**

- Contaminación atmosférica
- Reducción de 4,512.1 MMPCS al año en la quema de gas, que representa el 48.4% del gas quemado al año en este complejo.
- Reducción en la emisión de SO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, CO, H<sub>2</sub>S, NO<sub>x</sub> e hidrocarburos a la atmósfera.

- Seguridad
  - Incremento en la seguridad del proceso que se lleva a cabo en el desfogue o alivio de presiones, con las propuestas de cambiar los quemadores por equipos diseñados para manejar los flujos máximos que se presentan y con las modificaciones que se proponen al tanque de desfogue y a los pilotos.
  - Por otro lado, con las mejoras que se proponen para el proceso de compresión, se obtiene confiabilidad en los equipos, especialmente por la terminación de los funcionamientos erráticos que producen las variaciones de presión y flujo en la succión.
  
- Económico
  - Posibilidad de reducir la importación del 8% del gas natural que se presenta en la Tabla 1, tan sólo por este complejo, sin embargo, estas propuestas pueden ser llevadas a cabo en otros complejos del país ya que se observan similitudes en los problemas que se presentan, pudiéndose incrementar este porcentaje.

#### **1.4 CONCLUSIÓN**

Utilizar esta metodología para el rediseño de los procesos facilitó el análisis detallado al proceso responsable de la quema de gas durante la explotación del petróleo, consiguiéndose una reducción considerable de la contaminación emitida por el mismo, al obtener un proceso moderno, confiable, eficiente, seguro, flexible y amigable con el medio ambiente.

## **2. INTRODUCCIÓN**

### **2.1 LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA**

La atmósfera, que está constituida por una gran variedad de especies químicas, algunas consideradas como contaminantes; presenta la capacidad de adaptarse a los cambios o alteraciones que ocurran en ella. Sin embargo, cuando estos cambios ocurren demasiado rápido, sin dar el tiempo suficiente para el equilibrio, es entonces, cuando se presenta el grave problema de la contaminación atmosférica.

La contaminación del aire puede ser definida como la presencia en la atmósfera de una o más especies químicas o sus combinaciones, en cantidad y duración tales que sean o tiendan a ser perjudiciales a la salud o al bienestar humano, la vida de los animales o de las plantas, o que interfiera en el goce de la vida o la propiedad. La manera de definir un contaminante, es estableciendo cual es la composición del aire "limpio" y después clasificar como contaminantes a aquellas sustancias que presentes en el aire en mayores cantidades dañan a personas, plantas, animales o materiales.<sup>[52]</sup> Los estándares de calidad del aire, establecidos para proteger la salud o el bienestar humano, son precisamente los límites máximos permisibles para la concentración de los contaminantes.

La contaminación del aire forma parte de la vida moderna, más no puede ser considerada como un fenómeno reciente. Antes de la revolución industrial existía ya el problema de la contaminación atmosférica, estando asociadas con esta producción de contaminantes, las industrias metalúrgicas y cerámicas.<sup>[47]</sup>

### **2.2 LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA EN EL COMPLEJO ABKATUN-A**

En el complejo se tienen dos tipos de emisión de contaminantes a la atmósfera:

- Fuentes fijas
  - Quemador elevado de la plataforma Permanente.
  - Quemador elevado de la plataforma Compresión.
  - Escapes de Turbocompresores.
  - Quemador elevado de la plataforma Temporal.
  - Escapes de Turbobombas.
  - Escapes de Turbogeneradores.
  - Escape de Hornos de Calentamiento.
  
- Fuentes fugitivas
  - Venteos al aire.
  - Escapes de motores de combustión interna (Diesel).



Las fuentes fugitivas presentan una magnitud muy pequeña comparada con la cantidad emitida en las fuentes fijas. Entre las fuentes fijas las tres primeras se encuentran a cargo del proceso de compresión de gas y la cantidad del gas quemado en estas es más del 80% del total quemado al mes en el complejo.

De las fuentes fijas, la de los escapes en los Turbocompresores es continua y se quema gas dulce (sin H<sub>2</sub>S), en cambio la de los quemadores es más crítica pues en esta se tienen flujos continuos y flujos extraordinarios (grandes volúmenes por alivio), y se quema gas amargo (con H<sub>2</sub>S).

Estos quemadores forman parte integral de los sistemas de protección y seguridad de las áreas de proceso, ya que cuando existe un descontrol en las condiciones normales de operación de los equipos, los hidrocarburos son desfogados para su incineración, manejando en ocasiones, volúmenes equivalentes al 100% de la capacidad de producción cuando existen paros de emergencia o mantenimiento de equipo mayor, rebasando la capacidad de diseño y operación de los quemadores, resultando en una deficiente combustión de los hidrocarburos y en un aumento en la emisión de contaminantes a la atmósfera.

La combustión de gas en los quemadores presenta el problema adicional de la llegada de hidrocarburos pesados, por una deficiente operación en el Tren de separación, permitiendo el paso de líquido y quemándolo de forma inadecuada, dando como resultado emisiones que superan cualquier máximo permisible en CO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, y H<sub>2</sub>S a la atmósfera de forma incontrolada.

De acuerdo a esta revisión de la contaminación atmosférica en el complejo se concluye que controlando la operación en el proceso de compresión, se reducirá considerablemente la quema de gas.

### **2.3 REDISEÑO DE LOS PROCESOS**

Dentro de la planeación estratégica de PEMEX Exploración y Producción (PEP) en su Región Marina Suroeste (RMSO), y acorde a la misión fijada para esta entidad, se definieron una serie de Proyectos Regionales de Mejora que contribuirán a la maximización del valor económico a largo plazo de PEP, mediante la explotación racional de los recursos naturales y la operación eficiente de los procesos productivos.

Dentro de los Proyectos Regionales de Mejora, la RMSO llevó a cabo una identificación, evaluación y jerarquización de los procesos de la entidad, estableciéndose una “Estrategia para la Implantación de Rediseños” con objetivo de contar con procesos de explotación modernos, eficientes, amigables con el medio ambiente y seguros, que permitan maximizar el aprovechamiento de la producción de hidrocarburos.

La Región Marina Suroeste cuenta con 3 grandes complejos Pol-A, Abkatun-A y Abkatun-D. La presente tesis se centró en el complejo Abkatun-A que se observa en la Figura 1, en donde se manejan 350 miles de barriles por día de aceite (MBD) y 396.2

millones de pies cúbicos estándar por día de gas (MMPCSD). Durante los procesos que se realizan, se quema un promedio de 26 MMPCSD de gas.



Figura 1. Complejo Abkatun-A

Para establecer un programa de adecuación de sus procesos que contemple una "Estrategia para la implantación de Rediseños", se definieron los procesos de mayor impacto en el complejo, que se hace efectivo a través del proyecto de "Rediseño de los Procesos de Explotación". El proyecto de Rediseño de los Procesos de Explotación de la RMSO tiene como finalidad el análisis integral de los procesos de explotación con base en los criterios de desempeño (seguridad, capacidad, confiabilidad, disponibilidad, flexibilidad, impacto ambiental, eficiencia y calidad) definidos por PEP.

Los procesos que van a ser rediseñados a corto plazo se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Procesos para el rediseño

| <b>Manejo de gas y condensados</b>  | <b>Separación y bombeo</b> |
|-------------------------------------|----------------------------|
| 1. Endulzamiento                    | 1. Batería de separación   |
| 2. Deshidratación de gas            | 2. Bombeo                  |
| 3. Manejo de condensados            | 3. Servicios auxiliares    |
| 4. Compresión de gas                | 4. Deshidratación de crudo |
| 5. Horno de aceite de calentamiento | 5. Drenajes                |

El proceso de Compresión de Gas, que hace parte del Manejo de gas y condensados es el que atañe a esta tesis y como se vio en la sección anterior es el causante del 80% de la

quema de gas y por lo tanto de las emisiones contaminantes. En el se aumenta la presión del gas para enviarlo desde las plataformas de explotación de crudo hasta las refinerías en tierra.

Dentro de este se encuentran operaciones altamente riesgosas durante el aumento de presión del gas en los ductos, tanques y compresores, generando la necesidad de un sistema de control para el alivio de las mismas. Este sistema comprende una serie de tuberías, accesorios y sensores que dirigen el gas hacia quemadores elevados como los que se aprecian en la Figura 2.

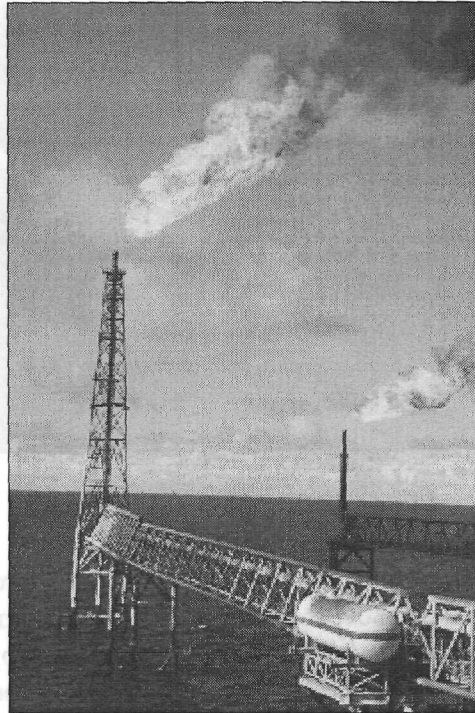


Figura 2. Quemadores elevados

La cantidad de gas quemado varía de acuerdo a las condiciones de operación en el proceso de Compresión, al estado de los equipos y algunos otros factores, lo cual hace muy variable esta operación como se observa en la Figura 3.

| Manejo de gas y condensados          | Separación y bombeo      |
|--------------------------------------|--------------------------|
| 1. Tratamiento                       | 1. Batería de separación |
| 2. Destilación de gas                | 2. Bombeo                |
| 3. Manejo de condensados             | 3. Serbites auxiliares   |
| 4. Compresión de gas                 | 4. Destilación de crudo  |
| 5. Hornos de aceite de calentamiento | 5. Prensas               |

El proceso de Compresión de Gas, que hace parte del Manejo de gas y condensados es el que está a esta tesis y como se vio en la sección anterior es el consumo del 80% de la

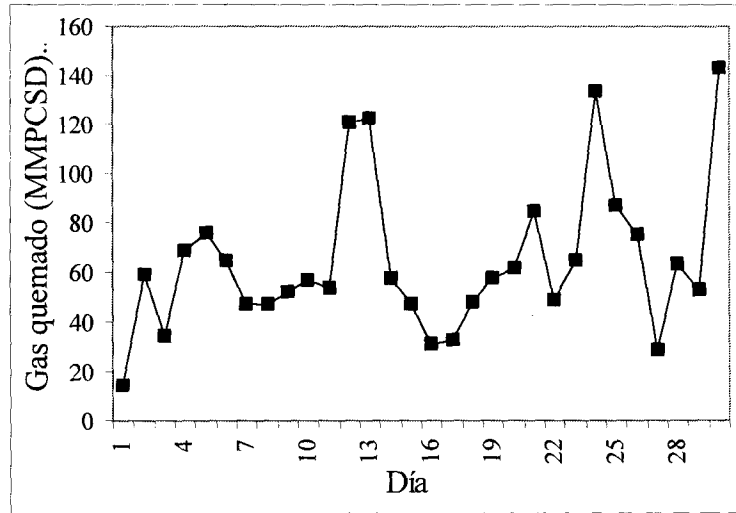


Figura 3. Gas quemado durante abril/99

En la Figura 3 se aprecia que el gas quemado puede tener valores mayores a 140 MMPCS en un día y en otros días valores menores a 20 MMPCS, lo cual demuestra la inestabilidad que se tiene en esta clase de procesos.

La presente tesis realiza el rediseño del proceso de compresión con la finalidad de hacerlo más estable, confiable y eficiente, siempre buscando la disminución en la contaminación que genera el proceso.

## 2.4 PROCESOS PRINCIPALES EN LA EXPLOTACIÓN DE CRUDO

En la Figura 4 aparece el diagrama de flujo general de los procesos de explotación de crudo en el complejo Abkatun-A.



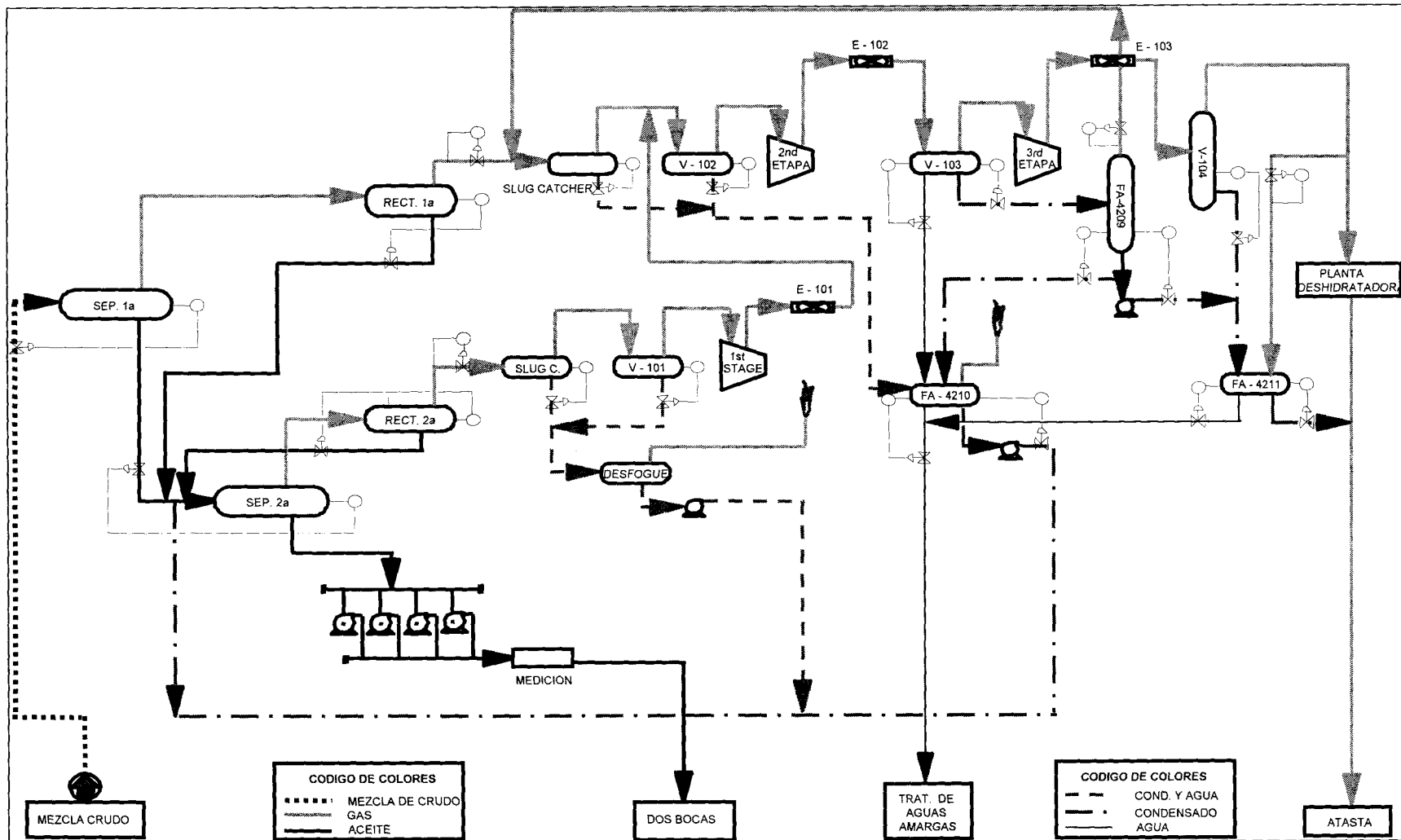


Figura 4. Diagrama de flujo general del proceso

A continuación se explica cada uno de los procesos principales que intervienen en la explotación de crudo.

- Tren de separación

El complejo de Abkatun-A consta de dos plataformas para producción de crudo: permanente y temporal. La primera tiene una capacidad nominal de producción de 220,000 BPD distribuida en dos trenes de separación; la segunda tiene capacidad nominal para producir 180,000 BPD. El tren de separación tiene como finalidad separar la corriente de crudo que llega directamente de pozos a través de un oleogasoducto, en su parte gaseosa (gas amargo) y su parte líquida (aceite). La corriente gaseosa se envía a compresión, mientras que la corriente líquida se bombea a la terminal de operación Dos Bocas.

El proceso de separación se divide en dos etapas de acuerdo al rango de presión en que se opera. La primera etapa consta de separadores tipo “flash” y un rectificador. Aquí se separa la corriente de crudo proveniente de pozos al abatir su presión. El rectificador se utiliza para eliminar el aceite que el gas pudiera haber arrastrado durante la separación. Una vez eliminado el aceite, el gas se envía a compresores. El aceite es enviado a la separación de segunda etapa.

La segunda etapa opera de manera idéntica a la primera, sólo que a menor presión. El aceite obtenido de este proceso se envía a bombeo, mientras que el gas se envía a compresión.

- Bombeo de crudo

El sistema tiene como objetivo elevar la presión del aceite proveniente del tanque de separación de segunda etapa para suministrarle la energía cinética necesaria para ser enviada hacia la terminal marítima de Dos Bocas, para su posterior estabilización y distribución.

En Abkatun-A existen dos sistemas de bombeo y medición de aceite, uno en plataforma temporal primer nivel y el otro en permanente primer nivel. En temporal el sistema de bombeo consta de cuatro turbobombas centrifugas, todas con capacidad de 55 mil barriles por día (MBPD), ó 1 600 galones por minuto (GPM), cada una. En permanente existen cinco turbobombas centrifugas, de igual capacidad (55 MBPD).

En cada plataforma la producción del crudo proveniente del separador de segunda etapa, o tanque de balance, llega al cabezal general de succión de bombas, donde se distribuye a través de líneas de 14 pulgadas que llegan hasta la succión de las turbobombas.

La descarga del crudo se realiza a través de líneas de 10 pulgadas, las cuales se unen al cabezal general de descarga de bombas. Posteriormente pasa a medición y se manda a la Terminal Marítima Dos bocas.

El flujo de crudo producido se encuentra normalmente entre los 320 y 350 MBPD, con una presión de succión de 2 a 3 Kg/cm<sup>2</sup>, y una presión de descarga de 45 a 50 Kg/cm<sup>2</sup>.

- **Compresión de gas**

El proceso de compresión para este complejo consta de dos plataformas; la plataforma de compresión con cuatro turbocompresores centrífugos con una capacidad nominal de 100 MMPCSD con dos etapas de compresión cada uno y la plataforma de permanente con dos turbocompresores centrífugos de 105 MMPCSD con tres etapas de compresión cada uno. El propósito de este proceso es aumentar la presión del gas (gas amargo) que viene del Tren de separación desde 5.0 hasta 75.0 kg/cm<sup>2</sup>, el cual será enviado por un gasoducto hacia la Terminal de Recompresión de Atasta. El proceso además consta de dos turbocompresores Axis para los vapores o gases de baja (gases del separador de segunda) en la plataforma de compresión y de enfriamiento en cada etapa de compresión, en las dos plataformas.

- **Endulzamiento**

El proceso de endulzamiento para este complejo consta de tres plantas endulzadoras con una capacidad nominal de 10 MMPCSD cada una. El propósito de este proceso es el de disminuir el contenido de ácido sulfhídrico en el gas que viene de compresión (gas amargo) con el fin de obtener un gas con menos de 12 ppm de H<sub>2</sub>S (gas dulce) que se utiliza como combustible en varios equipos del proceso como son los turbocompresores, turbobombas y turbogeneradores, entre otros. Cada planta consta de una etapa de absorción y una de regeneración. El medio absorbente utilizado para la eliminación del H<sub>2</sub>S del gas amargo es la dietanol amina (DEA). La amina después de la absorción, contiene el H<sub>2</sub>S retirado del gas y se hace pasar a un proceso de regeneración. La regeneración de la amina se efectúa en una torre regeneradora donde mediante el suministro de calor (rehervidor), por medio de un aceite de calentamiento, el ácido absorbido en la amina es eliminado y la amina resultante (amina pobre) se recircula hacia el proceso de absorción.

- **Aceite de calentamiento**

Los requerimientos de calentamiento en el rehervidor de amina del sistema de endulzamiento, el regenerador de glicol del proceso de deshidratación de gas y el precalentamiento del gas combustible para los turbocompresores se hacen por medio de intercambios de calor con un aceite térmico a alta temperatura. Este aceite térmico presenta un ciclo donde se calienta mediante un horno a fuego directo para después ser enviado a los diferentes sistemas donde se requiere de calentamiento. El aceite de calentamiento es regresado al horno de calentamiento para completar el ciclo.

## **2.5 DESCRIPCIÓN ESPECÍFICA DEL PROCESO DE COMPRESIÓN DE GAS**

El gas manejado se consigue de forma asociada al extraer el petróleo de los yacimientos. El proceso de separación del aceite y gas es realizado en el Tren de separación, de donde se envía el aceite al sistema de bombeo y el gas al sistema de compresión. El aceite es bombeado hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas para su estabilización y rebombeo a las refinerías. Una parte del gas amargo separado, es endulzado, es decir que se le extrae el ácido sulfhídrico para poder utilizarlo como

combustible para la generación de potencia en las bombas, compresores y generadores de energía eléctrica. El resto del gas amargo es enviado a la Terminal de Recompresión de Atasta como se observa en la Figura 5, en donde se recomprime y se envía a la Petroquímica de Ciudad Pemex. En Atasta también se separa el condensado obtenido en plataformas y el obtenido durante el enfriamiento que sufre el gas cuando se transporta por tuberías hasta este centro de recompresión. Este condensado es enviado por un gasolinoducto hacia Ciudad Pemex. En este último sitio, se endulza parte del gas amargo y se distribuyen los dos hacia las otras petroquímicas. Parte del gas endulzado es devuelto a la Estación de Atasta donde se recomprime para enviarlo al Activo Cantarell (Akal-J, Akal-C), donde se utiliza para el bombeo neumático del crudo (extracción) en los yacimientos.

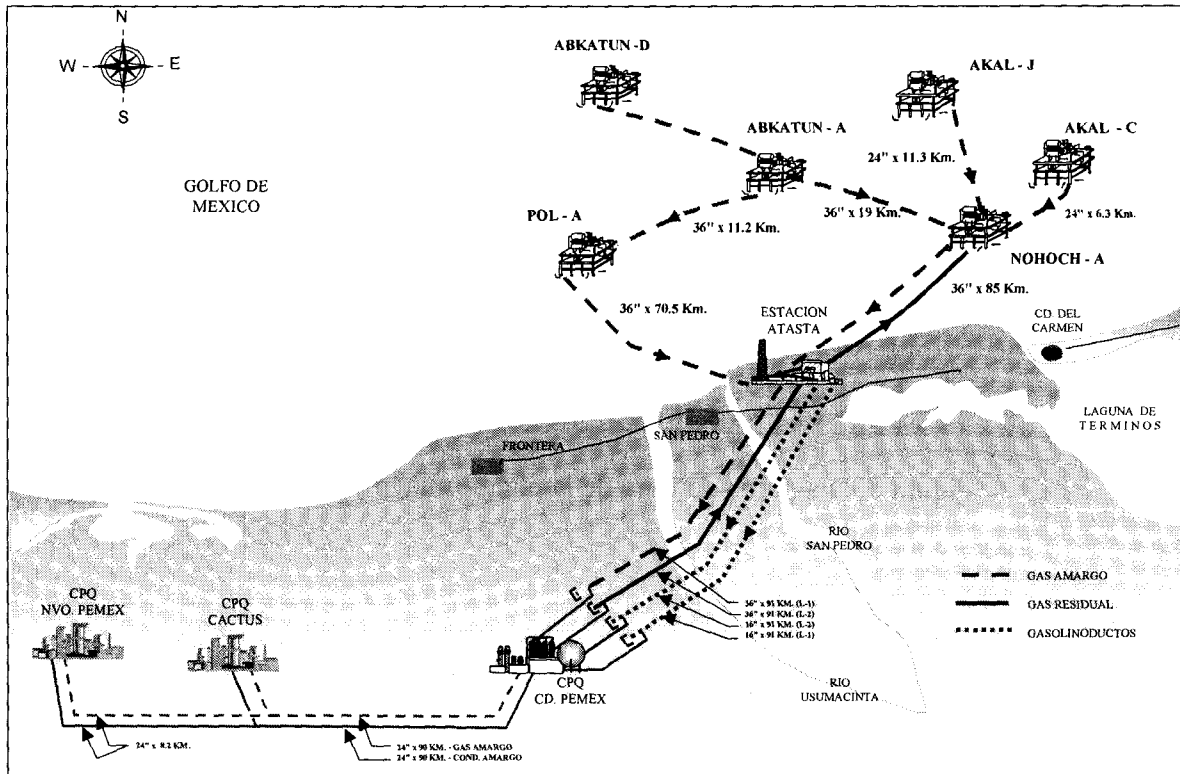


Figura 5. Manejo de gas en la Región Marina Suroeste

En la Figura 6 se presenta el diagrama de flujo de proceso para la compresión del gas amargo en la plataforma de Compresión y la Figura 7 en la plataforma de Permanente.

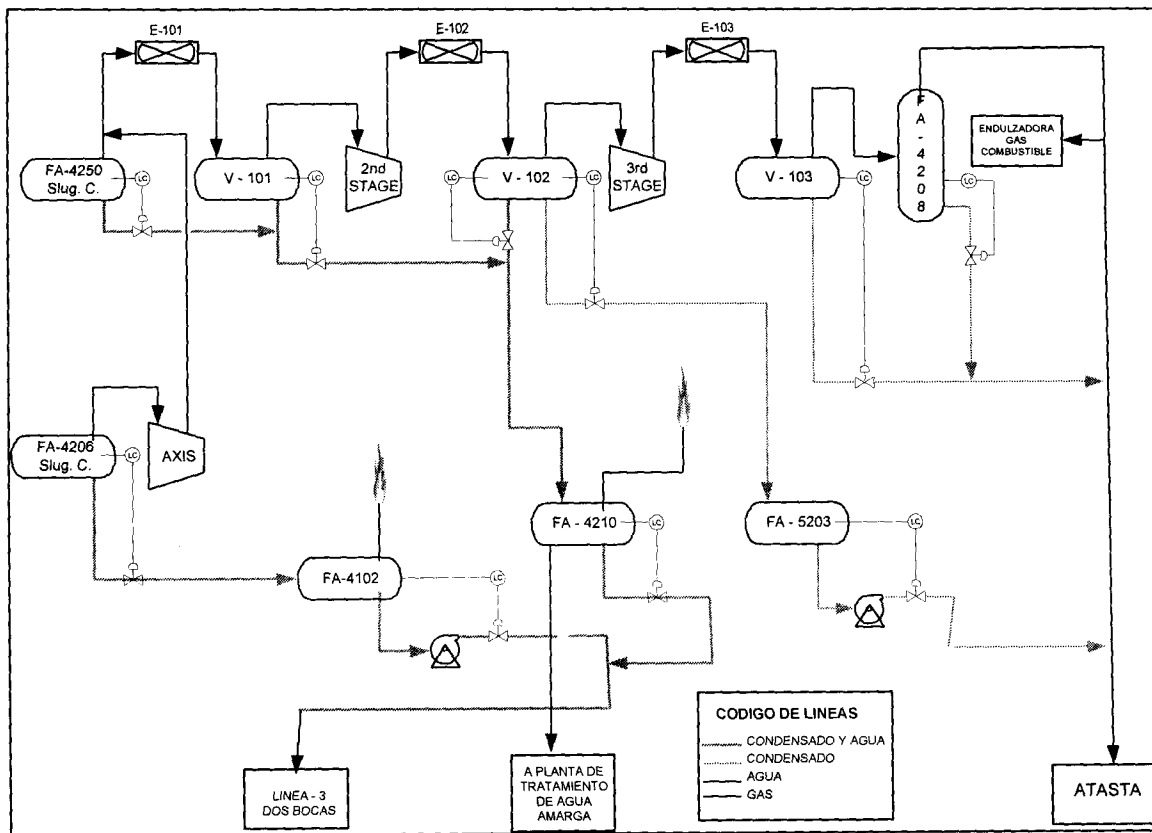


Figura 6. Diagrama de flujo de la plataforma de Compresión

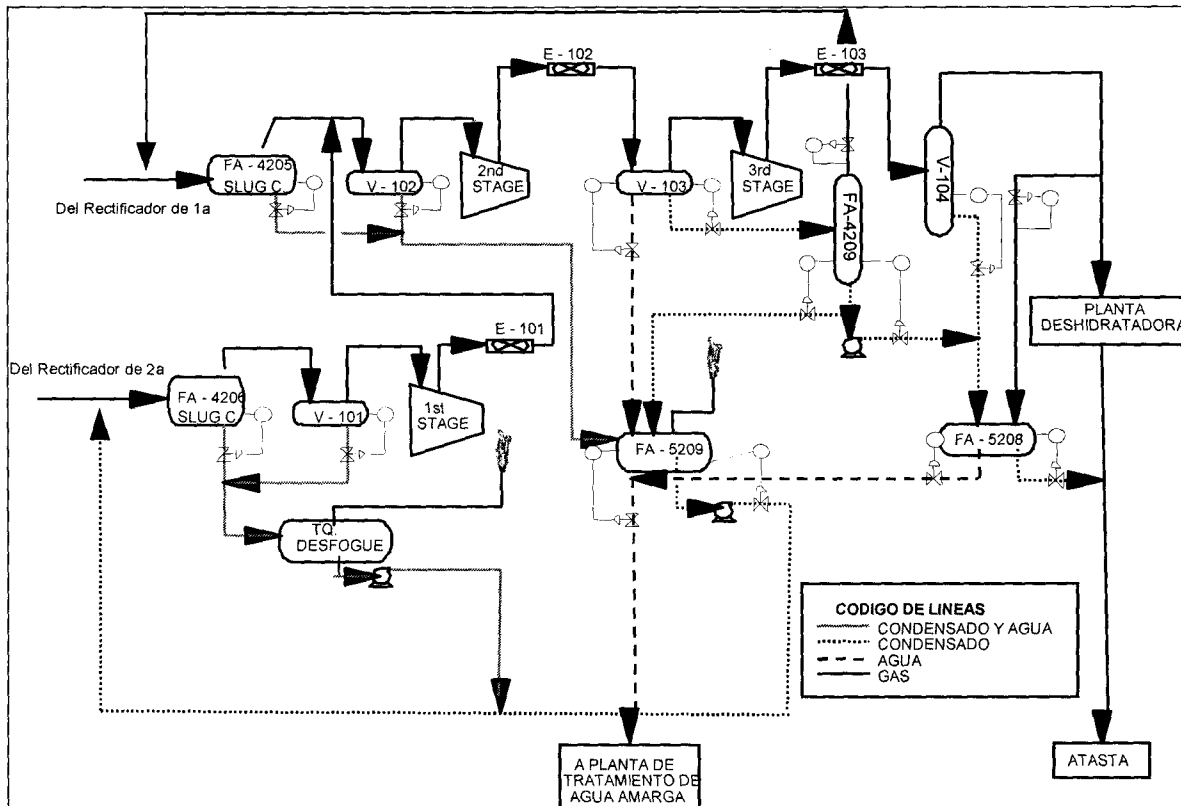


Figura 7. Diagrama de flujo para la plataforma de Permanente

Los equipos principales dentro del proceso de compresión del gas amargo son descritos a continuación:

*Módulos de compresión de alta (Plataforma de Compresión)*

Equipos utilizados para incrementar la presión de los gases recibidos hasta un valor de 75 kg/cm<sup>2</sup> para transportarlos por un gasoducto hacia Atasta. Tienen la particularidad de no comprimir los gases de baja por lo cual se requiere de otros equipos adicionales para dicha labor. Estos módulos están conformados por un generador de gases, una turbina de potencia, dos etapas de compresión y servicios auxiliares. Se encuentran instalados en la plataforma de compresión del complejo. Las características generales son las siguientes:

- Turbina General Electric.
- Potencia: 33,000 HP.
- Modelo: LM2500
- Compresor centrífugo.
- Presión de descarga: 75 kg/cm<sup>2</sup>.
- Flujo: 100 MMPCSD.

### *Módulos de compresión de baja*

Equipos utilizados para incrementar la presión de los vapores o gases de baja recibidos hasta un valor de  $7 \text{ kg/cm}^2$  para enviarlos a la succión de la primera etapa del compresor de alta. Estos también se encuentran instalados en la plataforma de compresión del complejo. Las características generales son las siguientes:

- Marca: Solar-axis.
- Modelo: Saturno.
- Potencia: 1,200 HP.
- Compresor de tornillo.
- Presión de descarga:  $7 \text{ kg/cm}^2$ .
- Flujo: 7 MMPCSD.

### *Módulos de compresión de alta (Plataforma de Permanente)*

Equipos utilizados para incrementar la presión de los gases recibidos hasta un valor de  $75 \text{ kg/cm}^2$  para enviarlos al gasoducto y transportarlos hacia Atasta. Tienen la particularidad de tener el compresor de vapores o gases de baja presión en la misma flecha que el compresor de los gases de alta presión. Están conformados por un generador de gases, una turbina de potencia, dos etapas de compresión y servicios auxiliares. Se encuentran ubicados en la plataforma de Permanente. Las características generales son las siguientes:

- Turbina General Electric.
- Potencia: 33,000 HP.
- Modelo: LM2500
- Compresor centrífugo.
- Presión de descarga:  $75 \text{ kg/cm}^2$ .
- Flujo: 105 mmpcsd.

En la Figura 8 se aprecia uno de los compresores de alta que se tiene en dicha plataforma.

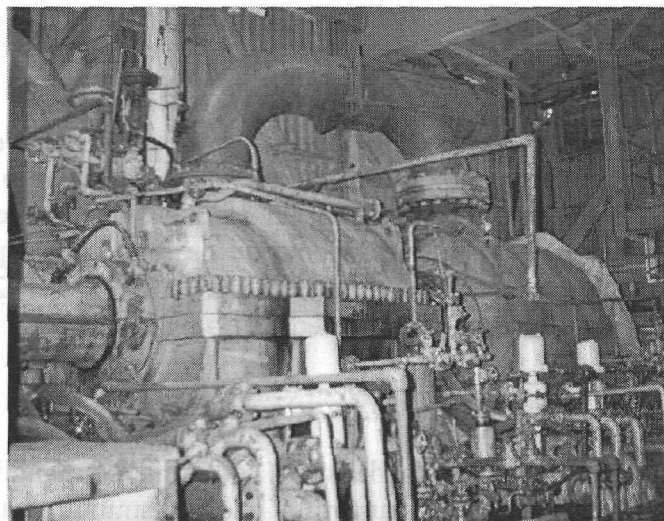


Figura 8. Compresor de alta (Plataforma de Permanente)

#### *Enfriadores de gas de proceso*

La finalidad de estos enfriadores es la de disminuir la temperatura de los gases entre las etapas de los compresores (interetapas), ya que muchas de las piezas internas de los mismos no soportan las altas temperaturas que adquieren los gases durante la compresión. Se tiene un equipo de dos ventiladores para la primera etapa (E-101) y de tres ventiladores para la segunda (E-102) y tercera etapa (E-103). En la Figura 9 se presenta uno de estos equipos.

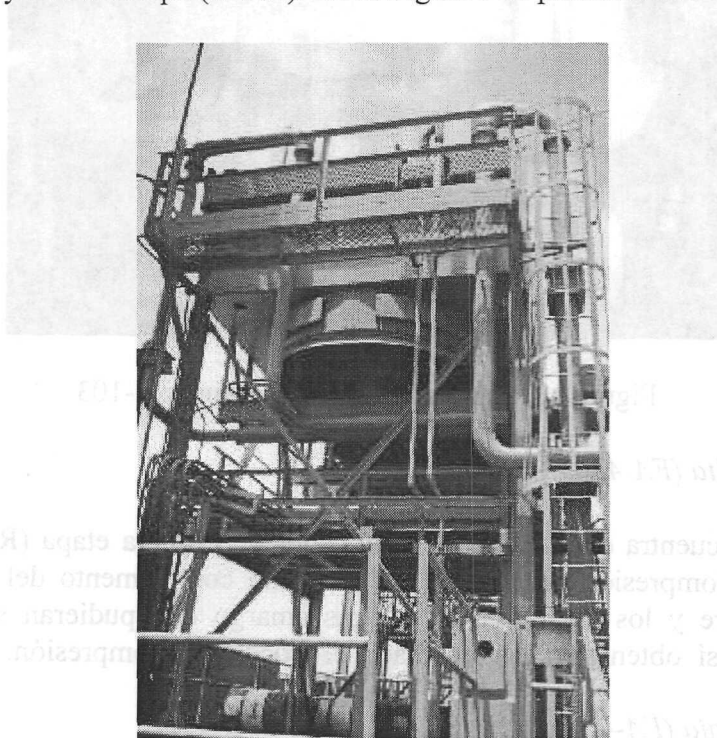


Figura 9. Enfriadores de gas de proceso ("Soloaires")



### *Separadores de Hidrocarburos*

Estos tanques separadores atrapan los condensados (gasolinas y agua) que pudieran haber entrado a la etapa de baja e intermedia presión junto con el gas amargo y que al disminuir su temperatura durante el paso por los enfriadores son fácilmente capturables. Los condensados separados, son enviados al sistema de desfogue de la plataforma y luego retornados a la batería de separación. En los separadores V-101 y V-102 también se separa el agua, la cual es enviada a la planta de tratamiento de aguas amargas.

### *Separadores de Hidrocarburos*

Estos tanques separadores atrapan los condensados (gasolinas) que pudieran haber entrado a la etapa de alta presión junto con el gas amargo y que al disminuir su temperatura durante el paso por los enfriadores son fácilmente capturables. A los condensados separados en el V-103 se les incrementa la presión y después de unirse con los condensados del V-104 son inyectados al gasoducto que va a la Terminal de Atasta. En la Figura 10 se presenta el separador de hidrocarburos V-103, el cual es similar al V-101, V-102 y V-104.

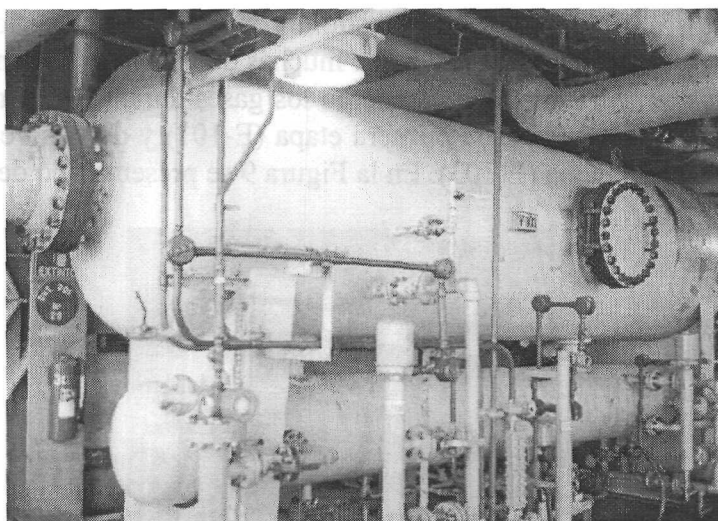


Figura 10. Separador de hidrocarburos V-103

### *Slug Catcher de alta (FA-4205).*

Tanque que se encuentra después de el rectificador de primera etapa (R-1) y antes de la primer etapa de compresión de alta. Se utiliza como complemento del rectificador para capturar el arrastre y los condensados del gas amargo que pudieran salir del Tren de Separación, para así obtener un gas seco hacia el proceso de Compresión.

### *Slug Catcher de baja (FA-4206).*

Tanque que se encuentra después de el rectificador de segunda etapa (R-2) y antes de la compresión de baja. Se utiliza como complemento del rectificador para capturar el arrastre

y los condensados del gas amargo que pudieran salir del Tren de Separación, para así obtener un gas seco hacia el proceso de Compresión. En la Figura 11 se presenta uno de estos equipos, el cual es muy similar al Slug Catcher de alta.

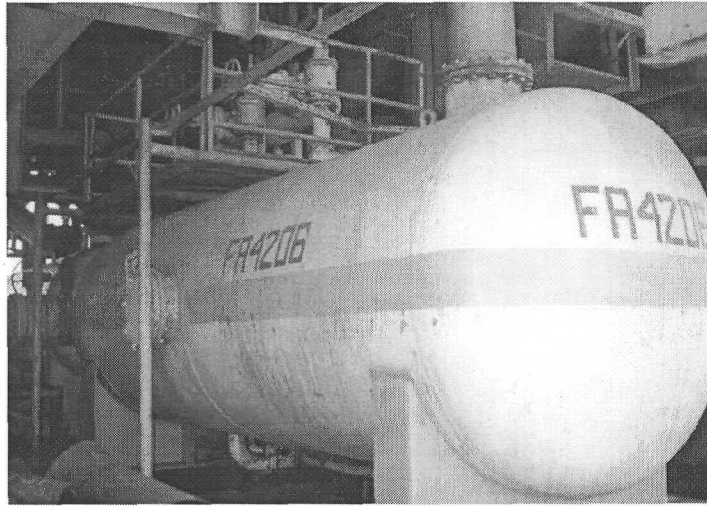


Figura 11. Slug Catcher de baja

y los condensados del gas amargo que pudieran salir del Tren de Separación, para así obtener un gas seco hacia el proceso de Compresión. En la Figura 11 se presenta uno de estos equipos, el cual es muy similar al Slag Catcher de alta.

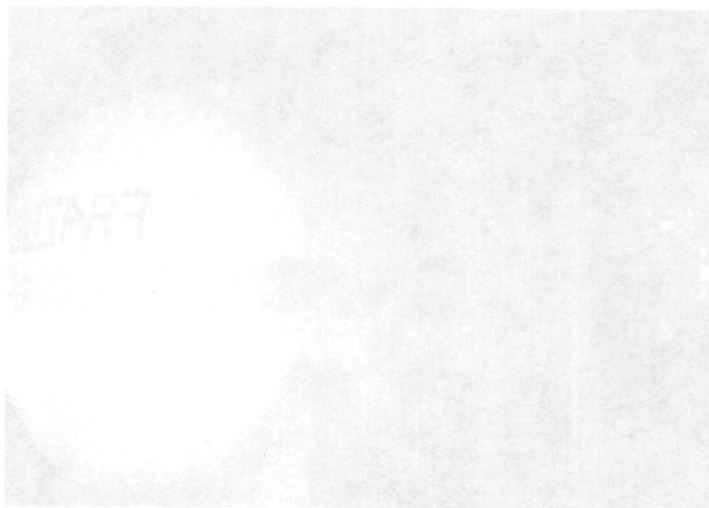


Figura 11. Slag Catcher de baja

### **3. MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 DEFINICIÓN DE CONTAMINANTES**

##### **3.1.1 MONÓXIDO DE CARBONO (CO)**

El monóxido de carbono es un gas incoloro e inodoro. Es muy estable y tiene una vida media en la atmósfera de 2 a 4 meses. Las emisiones globales de monóxido de carbono son grandes (350 millones de toneladas/año en 1968) de las cuales aproximadamente 20% es obra del hombre. Tal concentración resultaría en un aumento de cerca de 0.03 ppm/año en la concentración ambiental. Este aumento no se ha observado. Los hongos en el suelo pueden eliminar una porción significativa de la cantidad liberada, y se supone, por lo general, que el CO se oxida a CO<sub>2</sub> en la atmósfera, a pesar de que la tasa de conversión es muy lenta. Se tiene alguna evidencia de que el CO puede ser químicamente activo durante la formación de smog. El monóxido de carbono no parece tener efectos perjudiciales sobre la superficie de los materiales. Los resultados de numerosos experimentos han mostrado que el CO no produce efectos dañinos de ninguna clase en las formas superiores de vida de las plantas a concentraciones por debajo de 100 ppm, durante exposiciones de 1 a 3 semanas<sup>[52]</sup>. Las concentraciones ambientales del CO rara vez alcanzan este nivel, ni siquiera en períodos cortos. Los efectos del monóxido en la salud son:

- Bloquea el transporte que la hemoglobina hace del oxígeno en el torrente sanguíneo.
- Disminuye la agudeza visual.
- Deteriora las funciones psicomotoras, cardíacas y pulmonares.
- A concentraciones mayores a 750 ppm causa la muerte.

Una alteración importante se presenta en la capacidad de la sangre para transportar el oxígeno. En condiciones normales, las moléculas de hemoglobina en las células sanguíneas transportan el oxígeno, el cual se intercambia con el CO. El CO es relativamente insoluble y llega a los alvéolos junto con el oxígeno, se difunde a través de las paredes alveolares y compite con el oxígeno por uno de los cuatro hierros de la molécula de hemoglobina. La afinidad de la hemoglobina por el CO es 210 veces mayor que la afinidad del mismo por el oxígeno. Cuando una molécula de hemoglobina se combina con CO, se forma la carboxihemoglobina (COHb), la cual bloquea totalmente la capacidad de la sangre para transportar el oxígeno a las células presentándose entonces los primeros síntomas de envenenamiento por CO. Estos síntomas dependen de la cantidad de hemoglobina que se combina con el CO y van desde dolor de cabeza, reducción de la agudeza mental, pulsación de la cabeza, vómito, colapso, coma y hasta la muerte cuando la concentración llega a ser del orden de 600 ppm o mayor.<sup>[40]</sup>

La principal fuente está en la deficiente combustión del carbón y los hidrocarburos favoreciéndose a altas temperaturas.

### **3.1.2 ÓXIDOS DE AZUFRE (SO<sub>x</sub>)**

El dióxido de azufre y trióxido de azufre son los óxidos dominantes del azufre presentes en la atmósfera. El SO<sub>2</sub> es un gas incoloro, no flamable y no explosivo que produce una sensación gustatoria a concentraciones de 0.3 a 1.0 ppm en el aire. A concentraciones mayores de 3 ppm, el gas presenta un olor irritante. El dióxido de azufre se convierte parcialmente en trióxido de azufre, ácido sulfúrico y a sus sales mediante procesos fotoquímicos o catalíticos en la atmósfera. El trióxido de azufre forma ácido sulfúrico con la humedad del aire. Los óxidos de azufre en combinación con las partículas y la humedad del aire producen los efectos más perjudiciales atribuidos a la contaminación atmosférica del aire, ya que es altamente soluble y consecuentemente es absorbido por el sistema respiratorio<sup>[20]</sup>. Los efectos de los óxidos de azufre son:

- Acelera la formación de aerosoles, con olefinas, dióxidos de nitrógeno y partículas.
- Junto con las partículas, no son agentes que causan enfermedades.
- Forman gotas de ácido sulfúrico que dispersan la luz.
- Aceleran la corrosión de metales.
- Los sulfatos presentan tamaños de 0.2 a 0.9 micras, influyen en visibilidad.
- Afecta a los bronquios.

### **3.1.3 HIDROCARBUROS**

Los hidrocarburos no parecen causar ningún daño apreciable por la corrosión de materiales. Las partículas o el hollín procedente de hidrocarburos no quemados, ensucian las superficies. De todos los hidrocarburos, sólo el etileno tiene efectos adversos sobre las plantas ante concentraciones ambientales conocidas. El efecto principal del etileno es inhibir el crecimiento de las plantas.

Hasta ahora, los estudios de los efectos de las concentraciones de hidrocarburos gaseosos sobre el aire ambiente, no han demostrado la existencia de efectos adversos directos en la salud del hombre. Estudios de las propiedades carcinogénicas de cierta clase de hidrocarburos indican que algunas formas de cáncer parecen ser causadas por la exposición a hidrocarburos aromáticos que se encuentran en el hollín y en los alquitranes. Los carcinógenos identificables arrastrados por el aire son en su mayoría hidrocarburos aromáticos polinucleares. Los hidrocarburos no quemados, en combinación con los óxidos de nitrógeno y en la presencia de la luz solar, forman oxidantes fotoquímicos, componentes del smog fotoquímico, los que presentan efectos adversos en la salud del hombre y de las plantas.<sup>[52]</sup>

### **3.1.4 OZONO (O<sub>3</sub>)**

El ozono es un compuesto que en forma natural se encuentra presente tanto a nivel de suelo (tropósfera) como en las capas superiores de la atmósfera (estratósfera).

En la tropósfera, el ozono se forma de manera natural, pero a concentraciones altas causa efectos dañinos. La quema y el uso de hidrocarburos aumenta la formación de ozono debido al incremento en la emisión y la concentración de sus precursores.

El ozono es la forma triatómica del oxígeno y es altamente reactivo; es un compuesto secundario formado por reacciones de hidrocarburos con los  $\text{NO}_x$  en presencia de luz solar, lo cual se lleva a cabo en la tropósfera. Es altamente reactivo y es un fuerte oxidante. Se encuentra en altas concentraciones en el neblumo fotoquímico que causa una notable reducción de la visibilidad. Ataca el hule sintético de las llantas, los asilamientos y decolora las telas.

Los efectos del  $\text{O}_3$  son:

- Aumento en la resistencia a la respiración.
- Irritación en la nariz y la garganta, constricción al pecho.
- Tos violenta.
- Daños en la vegetación inhibiendo el crecimiento de las plantas e incrementando su susceptibilidad a ser atacadas por plagas.

### **3.1.5 ÓXIDOS DE NITRÓGENO ( $\text{NO}_x$ )**

A la mezcla de óxido nítrico y dióxido de nitrógeno se le conoce como  $\text{NO}_x$ . Cuando se combinan con hidrocarburos no quemados, reaccionan con la luz solar formando el neblumo fotoquímico.

El óxido nítrico ( $\text{NO}$ ), se emite por fuentes naturales y antropogénicas y junto con el dióxido de nitrógeno ( $\text{NO}_2$ ) son los compuestos nitrogenados más abundantes en las atmósferas urbanas. La principal fuente de emisión antropogénica es la quema de combustible a altas temperaturas. Es el resultado de la interacción del nitrógeno presente en el combustible con el oxígeno del aire y del nitrógeno atmosférico con el oxígeno a altas temperaturas de combustión. El óxido nítrico ( $\text{NO}$ ) es un precursor del dióxido de nitrógeno ( $\text{NO}_2$ ), ácido nítrico ( $\text{HNO}_3$ ) y del ozono ( $\text{O}_3$ ).

Los efectos del  $\text{NO}_2$  son:

- Es potencialmente relacionada con la fibrosis pulmonar crónica.
- Incrementa la susceptibilidad a infecciones bacteriales pulmonares.
- Irrita los alvéolos durante exposiciones largas a concentraciones del orden 1 ppm.
- Absorbe la luz visible y a una concentración de 0.25 ppm causa fuerte reducción en la visibilidad.
- Es el causante de enfisema en varias especies animales.

### **3.1.6 MATERIAL PARTICULADO**

Partícula es un término que se emplea para describir las materias sólidas y líquidas, dispersas y arrastradas por el aire, mayores que las moléculas individuales (las moléculas miden aproximadamente  $0.0002 \mu\text{m}$ ) pero menores de  $500 \mu\text{m}$ . Las partículas en este rango de tamaño tienen una vida media en suspensión que varía desde unos cuantos segundos hasta varios meses. Las partículas menores de  $0.1 \mu\text{m}$  experimentan movimientos

brownianos aleatorios resultantes de la colisión de las moléculas individuales. Las partículas entre 0.1 y 1  $\mu\text{m}$  tienen velocidades de asentamiento en el aire estático que, aunque muy finas, son pequeñas comparadas con las velocidades del viento, las partículas mayores 1  $\mu\text{m}$  tienen velocidades de asentamiento significativas, pero pequeñas. Las partículas por encima de aproximadamente 20  $\mu\text{m}$ , tienen grandes velocidades de asentamiento y se eliminan del aire por gravedad y otros por procesos de inercia.

Una porción de las partículas introducidas en la atmósfera por las actividades del hombre sirven como núcleos de condensación que influyen en la formación de nubes, lluvia y nieve. Otros efectos de su presencia son: la catálisis de reacciones, la reducción de la visibilidad, la reducción de la radiación solar y el ensuciamiento de materiales. El 85% de las partículas proviene de fuentes de energía.

Las partículas pueden tener un efecto tóxico mediante una o más de las siguientes opciones.[2]

- La partícula puede ser intrínsecamente tóxica debido a sus características inherentes químicas y/o físicas.
- La partícula puede interferir con uno o más de los mecanismos que despejan usualmente el aparato respiratorio.
- La partícula puede actuar como un conductor a una sustancia tóxica absorbida.

## **3.2 EFECTOS DE LA CONTAMINACIÓN**

### **3.2.1 EFECTO INVERNADERO**

Este efecto está produciendo el mayor y más rápido cambio climático de la historia de la civilización. Lo cual tendrá enormes consecuencias para todos los seres vivos de la tierra. El dióxido de carbono, el vapor de agua y otros gases de la atmósfera actúan como el cristal de un invernadero: absorben la radiación infrarroja que intenta escapar desde la superficie de la Tierra y, por ello, una parte de la misma no regresa al espacio sino que es remitida de nuevo hacia la superficie terrestre.

Los niveles naturales de dióxido de carbono hacen posible la vida: sin él la temperatura media del planeta sería de 30°C menos. Si la presencia de ciertos gases atmosféricos se incrementa, como hoy sucede por la acción del ser humano, mayor es la radiación devuelta hacia la superficie del planeta. Como resultado de esto, el calentamiento es mayor, con los correspondientes perjuicios para todos los seres vivos.

Una aumento del 100% del contenido de  $\text{H}_2\text{O}$  y  $\text{CO}_2$  en la atmósfera podría resultar en una aumento entre 2 y 4°F, generando efectos dramáticos.[52]

Otros gases que contribuyen con este efecto son el  $\text{CH}_4$ , el  $\text{N}_2\text{O}$ , el  $\text{O}_3$  y los CFCs. [53]

### 3.2.2 SMOG FOTOQUÍMICO

El ozono es uno de los contaminantes que generan el smog fotoquímico. Este se forma en ambientes en los que se encuentra hidrocarburos, óxidos de nitrógeno y radiación solar. Primero se oxida el NO a NO<sub>2</sub>, luego se oxidan los hidrocarburos y por último se forma el ozono. [40]

Otros contaminantes del smog fotoquímico son el nitrato de peroxiacetilo (NPA), el nitrato de peroxibencilo (NPB) y otras trazas de sustancias que pueden oxidar el ion yoduro del yoduro de potasio. El ozono y el NPA están presentes en las más altas concentraciones, y los efectos perjudiciales del neblumo fotoquímico se relacionan por lo general con la concentración de dichas especies.

Un notable efecto del smog fotoquímico es la irritación de los ojos.[20] Otros efectos son los daños a la vegetación, la agravación de las enfermedades respiratorias y el impedimento en el rendimiento de los atletas.

### 3.2.3 LLUVIA ÁCIDA

La lluvia ácida se refiere a toda clase de precipitación ácida, incluyendo la lluvia, la nieve y la niebla así como las partículas ácidas de polvo. El principal componente de la lluvia ácida es el ácido sulfúrico, un producto de las reacciones del dióxido de azufre liberado por las plantas industriales y de energía accionadas por carbón o petróleo. De acuerdo a el Acta de Aire Limpio modificada en 1990, las plantas generadoras de energía producen alrededor del 80% de las emisiones de bióxido de azufre hacia la atmósfera. [20]

La lluvia ácida puede viajar grandes distancias desde su fuente: se han detectado incrementos del 10% al 80% en la acidez en distancia de hasta 4,000 km a partir de una fuente. La lluvia ácida ha sido implicada en la destrucción de lagos, el desgaste de las estructuras hechas por el hombre y la destrucción de bosques y cultivos. Sobre la ciudades, provoca la corrosión de monumentos y edificios. Además disuelve metales tóxicos de las tuberías, como el cobre y el plomo, y los incorpora al agua potable. En las personas, produce afecciones al aparato respiratorio.

Normalmente las pequeñas gotas de agua formadas por condensación en la atmósfera deben tener un pH cercano a 7. Sin embargo, la disolución del CO<sub>2</sub> atmosférico en el agua de lluvia tiende a bajar el pH debido a la formación del ácido carbónico. Este ácido es muy débil y en el equilibrio con el CO<sub>2</sub> el pH del agua de lluvia debe tener un valor cercano a 5.65. Estos valores bajos se deben a la transformación del SO<sub>2</sub> y el NO<sub>x</sub> en ácidos, al ser absorbidos por el agua de las nubes y las gotas de lluvia. Estos aerosoles ácidos luego se depositan en cantidades significativas sobre la superficie del suelo y de las masas de agua, presentándose el fenómeno de lluvia ácida.

Hay dos efectos de la lluvia ácida que son inquietantes. Primero, existe una acidificación de las fuentes naturales de agua. En segundo lugar, tiene lugar una lixiviación de los nutrientes del suelo.[53]



### **3.3 INDICES DE EVALUACIÓN DE POTENCIAL**

Los índices de evaluación de potencial utilizados en la presente tesis fueron seleccionados y jerarquizados por el personal de Petróleos Mexicanos (Pemex) de acuerdo a sus requerimientos, los cuales fueron particularmente designados con el siguiente significado.

#### **3.3.1 CAPACIDAD**

Es el potencial de producción que tiene el proceso, es decir, el valor máximo que en determinado momento podría obtenerse al operar todos los equipos a su mayor exigencia.

#### **3.3.2 EFICIENCIA**

Es una relación de desempeño del proceso actual con respecto al de diseño establecido por el fabricante de acuerdo a las condiciones de operación.

#### **3.3.3 CONFIABILIDAD**

Es el aseguramiento de la continuidad operativa de un proceso. Un ejemplo de la baja confiabilidad de un proceso se presenta cuando frecuentemente se tienen paros por fallas, lo que debilita la confianza en la consecución de los objetivos de producción.

#### **3.3.4 DISPONIBILIDAD**

Es el estado que guarda el equipo para que opere satisfactoriamente cuando se le requiera. Este concepto relaciona la vida útil, tiempos de operación y mantenimientos a los equipos involucrados en un proceso.

#### **3.3.5 FLEXIBILIDAD**

Es la disposición operativa que presenta el proceso para absorber eventualidades, cambios en flujo, condiciones de operación, fallas repentinas ó aplicaciones de mantenimiento a los equipos.

#### **3.3.6 SEGURIDAD**

Es el nivel de control que tiene el proceso para disminuir la probabilidad del evento.

#### **3.3.7 MEDIO AMBIENTE**

Cumplimiento con las normas vigentes sobre protección al medio ambiente (tierra, aire y mar).

#### **3.3.8 CALIDAD**

Para efecto de este estudio y por solicitud de Pemex, se consideró evaluar al proceso y al producto. En cuanto al proceso, que este cumpla con los máximos valores de los 7 criterios

que se establecieron como base para el desarrollo del estudio. Para el caso del producto, se consideró que cumpliera con las especificaciones y estándares de calidad vigentes que establece la industria.

### **3.4 PANORAMA TECNOLÓGICO DE SISTEMAS DE COMPRESIÓN DE GAS**

#### **3.4.1 COMPRESIÓN DE GAS**

##### **Control simultáneo de oscilaciones**

Los compresores centrífugos que trabajan en paralelo pueden mejorar el control sobre las oscilaciones de flujo y presión que se tienen en la succión al realizarlo simultáneamente.<sup>[44][43]</sup> Los compresores centrífugos poseen tres zonas de caudales establecidas para las cuales se generan diferentes respuestas como se presenta en la Figura 12.<sup>[54]</sup> La primer zona es la de oscilaciones la cual ocurre cuando el caudal del compresor se reduce a un punto por debajo de las condiciones de diseño que se tiene funcionamiento errático. En este punto la función del sistema de control es detectar la alteración potencial y compensarla en forma automática, al mantener un flujo en el compresor mayor que el de la condición de oscilación. En esta zona se reduce considerablemente la eficiencia del compresor y del proceso y se generan daños internos en el compresor.<sup>[44]</sup> La segunda zona se encuentra regularmente entre la línea de oscilaciones y alrededor de un 10 a un 20% de caudal adicional, y es en la que por medio de recirculación del caudal de salida del compresor hacia la succión de la misma etapa se logra controlar el proceso para que las condiciones no caigan a la zona de oscilaciones por lo menos mientras se restablece el caudal. A partir del 10 al 20% de flujo adicional a la línea de oscilaciones se encuentra la tercer zona, la cual se conoce como línea de funcionamiento seguro ya que el compresor esta diseñado para soportar variaciones de flujo en esta zona sin necesidad de algún tipo de respuesta.

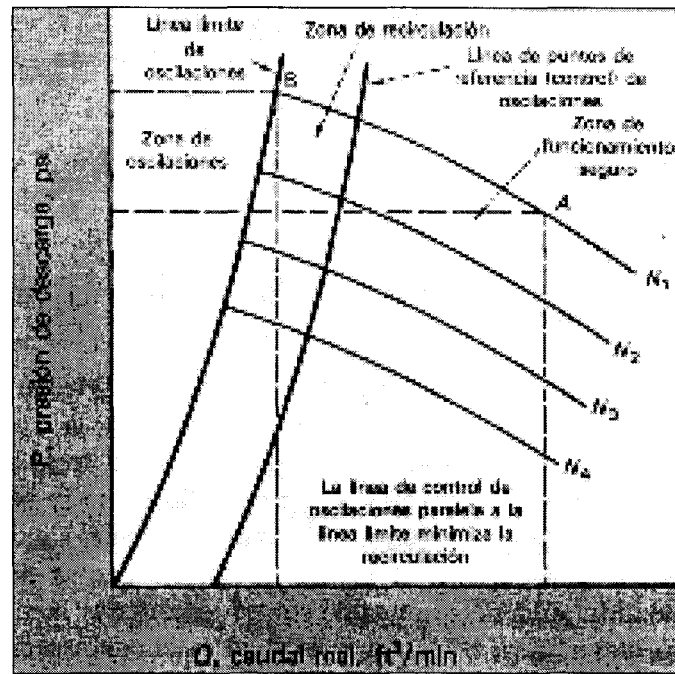


Figura 12. Curva característica para compresores centrífugos

### Sistemas de control

Los sistemas de control de los compresores centrífugos son parte muy importante en el manejo de las variaciones de flujo y presión. Se ha encontrado que utilizar un control derivativo, filtro de señal de flujo, linealización del proceso y técnicas para mejorar la programación del controlador,<sup>[30]</sup> ha dado grandes resultados. Por otro lado también se puede estabilizar el funcionamiento de los compresores centrífugos al utilizar un sistema de control de retroalimentación lineal.<sup>[56]</sup>

De otra parte la velocidad del controlador del proceso no debe ser más rápida que el controlador de oscilaciones o esa diferencia podría entorpecer el control de oscilaciones.<sup>[44]</sup> En el momento en el que la salida del controlador de oscilaciones contrarreste el tiempo muerto, el controlador del proceso puede empujar el punto de funcionamiento del compresor más allá de la línea límite de oscilaciones.

También se encontró que el sistema original de control flujo/presión diferencial es muy eficaz para compresores que tienen una línea de oscilaciones conformada de acuerdo con la ley de los ventiladores.<sup>[21]</sup> En muchos compresores que no tienen ese tipo de línea, se puede mejorar el sistema básico con la adición de instrumentos estándar para producir una línea de control de la misma configuración que la línea de oscilaciones.

Por otro lado recircular la descarga del compresor hacia la succión de la primer etapa, utilizando para el control un transmisor para medir la presión de descarga y otro para medir  $\Delta P$  a través de un elemento de flujo de descarga facilita la estabilización del proceso.<sup>[6]</sup>

### **Ajuste de línea de oscilaciones**

Como se explicó anteriormente los compresores tienen una línea de oscilaciones marcada por el flujo en la succión de los equipos. El sistema de control debe realizar respuestas oportunas como lo es la recirculación para evitar que sobrepase esta línea. Es importante obtener la línea de oscilaciones actual y ajustar los controladores para obtener más eficiencia y mayor rango de operación, lo cual resulta en un ahorro en combustible y aumento en la flexibilidad de la operación. Los resultados de la prueba pueden ser llevados a analizar a un modelo sistematizado que estimará las condiciones para diferentes parámetros de operación.[51]

La línea de oscilaciones en los compresores centrífugos se ve afectada por los cambios de temperatura y del peso molecular, por lo que se debe tener en cuenta estos parámetros para el análisis y el ajuste de la misma, ya que estas variaciones pueden reducir o aumentar la separación entre la línea de oscilaciones y la línea de recirculación.[54]

### **Componentes del sistema de recirculación**

Los componentes del sistema de recirculación dan ventajas sobre la respuesta que deben dar los sistemas de control al generarse variaciones en la succión. De esta forma si se tienen válvulas de abertura rápida se obtendrán respuestas oportunas a las señales que llegan al control. Por otro lado también es muy importante tener un sistema de gran capacidad para la recirculación del gas ya que se obtiene mayor porcentaje de flujo lo que genera facilidades en los arranques y reducción en el consumo de combustible.[9]

El tener tan sólo un sencillo sensor y un actuador conectado al lazo de control dará una activa estabilización en los compresores por generarse en el sistema una significativa ganancia en el rango de flujo.[41]

### **Diseño del compresor**

En el diseño de las partes internas del compresor se mejora el control sobre las variaciones de flujo y presión ya que un propio tratamiento de las modificaciones internas en la velocidad mejoran dramáticamente el comportamiento de las oscilaciones.[18]

## **3.4.2 DESFOGUE DE GAS Y ALIVIO DE PRESIONES**

### **Tipos de quemadores**

En la industria se encuentran cuatro tipos de quemadores: el quemador elevado, el cubierto, el horizontal y la fosa de quemadores.[48] Cada equipo es diseñado para manipular específicos ambientes, plantas, procesos o requerimientos de seguridad. La fosa de quemadores es utilizada cuando se quiere ocultar la llama y se tiene gran cantidad de líquidos. Los quemadores elevados cuando se requiere manipular grandes flujos de forma más económica.[15] Los quemadores cubiertos son ideales para zonas de conflicto con vecinos ya que estos no emiten humo, calor, ruido o llama visible.[48] [49] En algunos casos

también se tienen varios quemadores en la misma estructura, para utilizarlos con diferentes presiones de trabajo o diferentes usos.[7] [48] [33]

### **Seguridad**

Entre los problemas que se pueden generar por seguridad están los ocasionados por la radiación de la llama, por el ruido que se genere al salir los gases por la boquilla, por el destellamiento y por la quema de líquidos. La radiación de calor puede tener incidencia sobre los materiales de los equipos que se encuentran en los alrededores y sobre el personal que labora en dichas áreas.[7] El ruido puede ser mejorado por diseños especiales de bajo ruido o quemadores cubiertos al igual que el destellamiento.[48] Para evitar la quema de líquidos se debe utilizar un adecuado separador gas/líquido como se verá posteriormente.

Para determinar si se tiene un quemador seguro se deben seguir los siguientes pasos; determinar las contingencias que pueden causar grandes cargas de gas quemado, la carga de alivio para sus tanques, el desarrollo de los perfiles de presión para los quemadores, los cálculos de la velocidad de salida de los gases por la boquilla y los adecuados diámetros de la boquilla y la tubería.[57]

### **Eficiencia en la combustión**

En cuanto a la eficiencia en la combustión se encontró que el efecto Coanda causado por un fluido al seguir el contorno de una pieza es utilizado en algunos tipos de quemadores para mejorar la combustión de la llama al inyectarle mayor cantidad de aire a la mezcla. Regularmente se utiliza vapor o aire enviado desde algún ventilador ubicado en la base del quemador. Este fluido arrastra el aire que se encuentre en sus alrededores hacia la llama como se observa en la Figura 13.[33] [8]

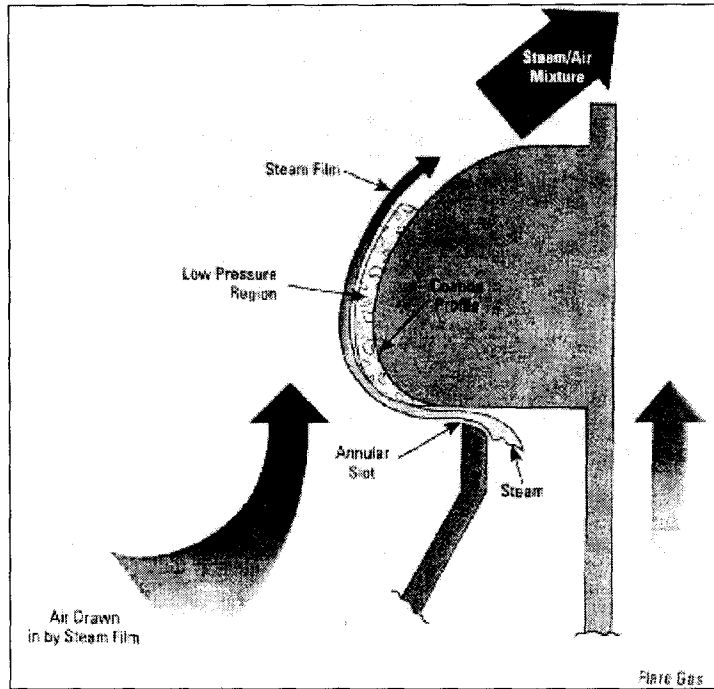


Figura 13. El efecto Coanda

Se han realizado estudios que determinan que la combustión del gas en quemadores elevados manejados adecuadamente son un efectivo camino para controlar las emisiones de hidrocarburos.<sup>[38]</sup> También se encontró que la estabilidad de la llama del quemador se ve influenciada por la eficiencia de la combustión, con inestables llamas se obtiene ineficiente combustión. Una relación entre el calor del gas y su velocidad de salida son desarrolladas para encontrar la región de inestabilidad de la llama como se presenta en la Figura 14.<sup>[36]</sup>

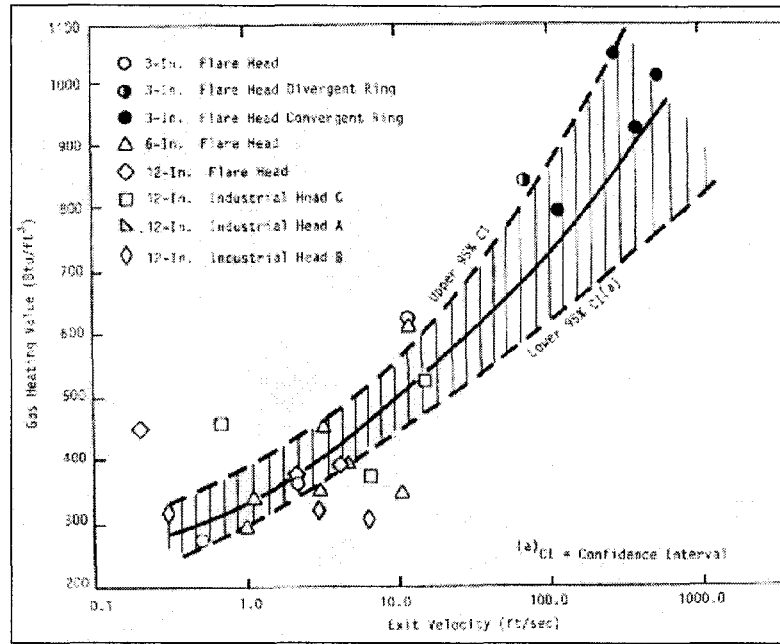


Figura 14. Región de inestabilidad de la llama

### Recuperación de gases

Parte del gas que se envía al quemador puede ser recuperado como combustible para procesos de calentamiento y generación de vapor como se presenta en la Figura 15, además, de obtener reducción en la contaminación generada en el quemador. [1] [33] [46]

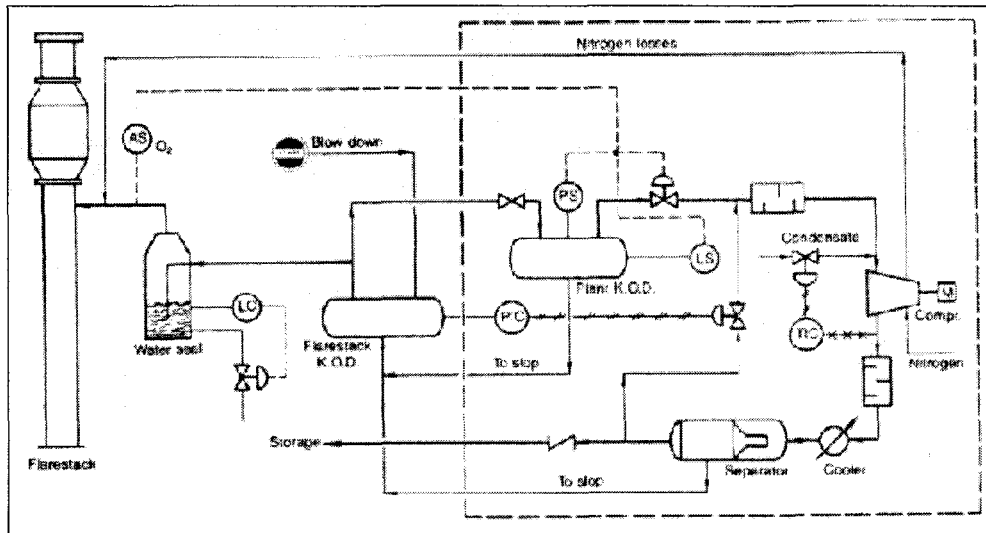


Figura 15. Planta de recuperación de gas

## Inyección de gas

La inyección de gas es una solución para reducir la quema de gas y por ende la contaminación que esta genera. La inyección puede ser junto con agua en acuíferos<sup>[24]</sup> o por inyección en pozos que ya no producen.<sup>[55]</sup>

## Aditamentos

Entre los aditamentos importantes que debe tener un sistema de quemadores, están los siguientes: Separador de gas/líquido, boquillas de los quemadores y pilotos. Los separadores de gas/líquido deben estar instalados antes del quemador para prevenir problemas de erosión y de seguridad. En la Figura 16 se muestra el diseño ideal que deben tener los equipos separadores de gas/líquido con el cual se consigue incrementar el camino del fluido y separarlo del gas,<sup>[7]</sup> también pueden tener baffles como se presenta en la Figura 17<sup>[39]</sup>. Con respecto a las boquillas se encontró que hay dos tipos, una es la "pipeflare" la cual se encuentra diseñada para velocidades de salida de los gases hasta de 0.5 Mach y el otro tipo es el Coanda que puede operar hasta de 1.0 Mach y pueden ser desmontables como se presenta en la Figura 18.<sup>[7]</sup> Por otro lado los pilotos deben ser construidos en aleación de alto níquel para asegurar un buen tiempo de operación, tener termocuplas tipo K para poder ser monitoreado su funcionamiento<sup>[15][39]</sup> y para evitar que los pilotos se apaguen estos deben tener un parabrisa que cubra por lo menos una tercera parte de la llama.<sup>[49]</sup>

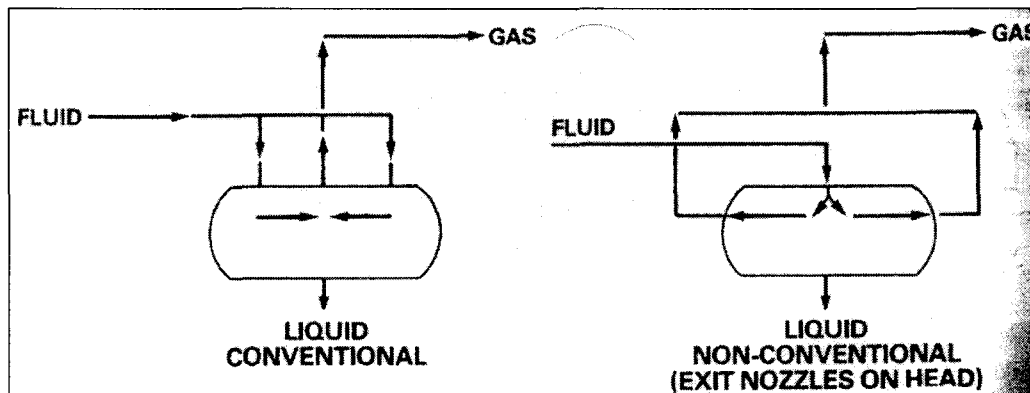


Figura 16. Diseño del separador de gas/líquido



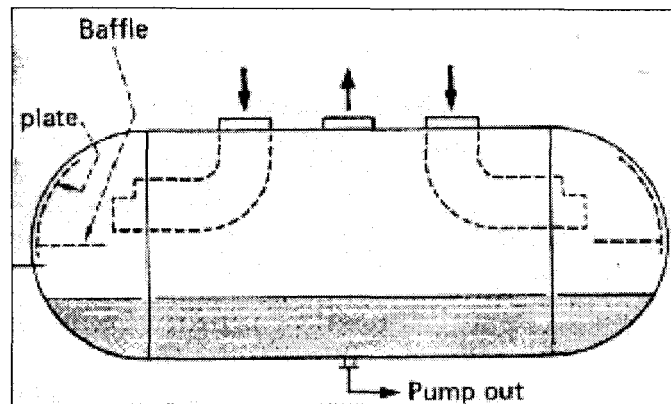


Figura 17. Baffles en los separadores de gas/líquido

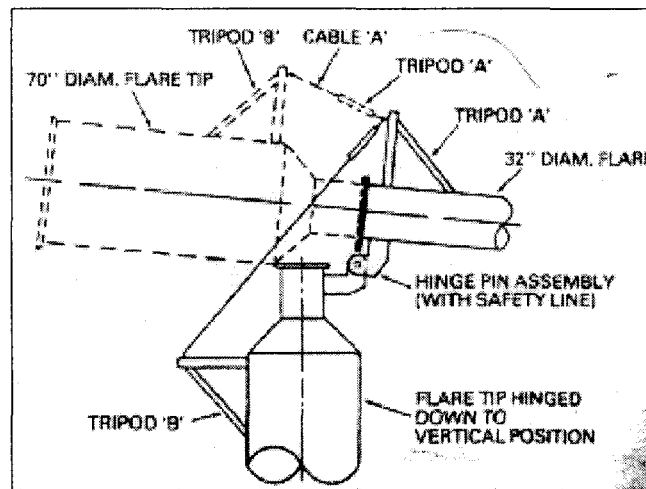


Figura 18. Boquilla desmontable

## 4. METODOLOGÍA

En esta sección se explican los pasos globales que se siguen para el rediseño de procesos usando una metodología de búsqueda de mecanismos de origen y que representa las cuatro fases seguidas en esta tesis.

### 4.1 FASE I. Detección y jerarquización de áreas de oportunidad.

El objetivo de esta primer fase es definir las áreas de oportunidad dentro de los procesos que tengan un mayor impacto de acuerdo a *criterios de evaluación de potencial* definidos por la empresa. Con base en esta información, la empresa puede dirigir sus recursos hacia los procesos con mayor potencial de beneficio e incrementar su efectividad en la aplicación de los mismos.

#### 4.1.1 ACTIVIDADES ESPECÍFICAS

Las actividades fueron:

1. **Recopilación de información de operación de la planta.** Se obtuvieron bases de datos históricas, hojas de operación, entrevistas con la gente involucrada en la operación de compresión y visitas a las áreas de trabajo con el fin de tener un conocimiento global de las instalaciones.
2. **Definición de índices de evaluación de potencial.** Uno de los pasos críticos para la generación de áreas de oportunidad es la definición de los índices para evaluar el potencial de mejora o índices de oportunidad del proceso. Para esta actividad se optó por la definición general de cada índice de oportunidad, una explicación más detallada de la definición de estos índices se da en la sección 5.1.1.
3. **Análisis de la información.** A partir de los datos recabados se calcularon los índices de evaluación de potencial. Posteriormente se realizó un análisis de los mismos, con la ayuda de figuras de comportamientos a través del tiempo.
4. **Identificación de las áreas de oportunidad.** El análisis realizado de los resultados encontrados en el cálculo de los índices de evaluación de potencial permitieron la identificación de las áreas de oportunidad en el proceso.
5. **Ponderación y jerarquización de las áreas de oportunidad.** La jerarquización de las áreas de oportunidad tienen la finalidad de encontrar aquéllas con mayor impacto en el proceso global. La forma de realizar esta jerarquización se explica posteriormente.

#### 4.1.2 PONDERACIÓN Y JERARQUIZACIÓN DE LAS ÁREAS DE OPORTUNIDAD

Para evaluar y jerarquizar las áreas de oportunidad en los procesos, fue necesario combinar tres aspectos:

- 1) La importancia que tiene cada criterio para la operación de los procesos (ponderación comparativa definida por PEP en su Taller de Planeación Estratégica, 1998)

- 2) La importancia que tiene cada proceso con respecto a los demás estudiados (ponderación comparativa definida por PEP en su Taller de Planeación Estratégica, 1998)
- 3) El impacto que tiene esta área de oportunidad en los diferentes procesos en cada uno de los complejos (evaluación comparativa definida en forma conjunta por PEP e ITESM).

La importancia relativa de cada criterio fue ligeramente modificada para incluir el criterio de disponibilidad y considerar la calidad como un indicador global del desempeño. Los valores resultantes para la ponderación de cada índice se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Ponderación de los Índices de Evaluación de Potencial

| <b>Criterios</b> | <b>Ponderación</b> |
|------------------|--------------------|
| Eficiencia       | 19.0 %             |
| Disponibilidad   | 7.3 %              |
| Confiabilidad    | 19.0 %             |
| Capacidad        | 19.0%              |
| Flexibilidad     | 9.5 %              |
| Seguridad        | 19.0 %             |
| Medio Ambiente   | 7.3 %              |

[PEMEX, 1999]

La ponderación de cada proceso se obtuvo normalizando la importancia relativa de los procesos bajo estudio a corto plazo (procesos considerados en este proyecto). De esta manera las áreas de oportunidad de estos procesos pudieron ser evaluadas en forma independiente para el proceso principal. Los valores de la ponderación se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4. Ponderación de los Procesos

| <b>Procesos</b>                              | <b>Ponderación</b> |
|----------------------------------------------|--------------------|
| Tren de separación                           | 14.73 %            |
| Bombeo                                       | 13.19 %            |
| Endulzamiento                                | 11.66 %            |
| Compresión y manejo de condensados           | 10.74%             |
| Drenajes atmosféricos                        | 3.77 %             |
| Horno de aceite                              | 8.59 %             |
| Sistema contra incendio                      | 3.77 %             |
| Generación de electricidad                   | 3.77 %             |
| Aire comprimido                              | 3.77 %             |
| Tratamiento de efluentes (Terminal)          | 2.45 %             |
| Estabilización de aceite y bombeo (Terminal) | 10.99 %            |
| Deshidratación y bombeo (Terminal)           | 8.35 %             |
| Compresión de gas (Terminal)                 | 4.22 %             |

[PEMEX, 1999]

El tercer punto se obtiene evaluando el impacto que pudiera tener un área de oportunidad en los procesos bajo estudio para cada criterio, de acuerdo a una escala cualitativa que se presenta en la Tabla 5. La información recopilada se promedia asignando un valor numérico a esta escala cualitativa, obteniendo un valor de impacto en cada proceso y para cada criterio.

Tabla 5. Descripción del Impacto vs Calificación del Impacto

| Descripción del Impacto | Calificación del Impacto |
|-------------------------|--------------------------|
| Muy Alto                | 4                        |
| Alto                    | 3                        |
| Moderado                | 2                        |
| Poco                    | 1                        |
| Insignificante          | 0                        |

La evaluación de cada área de oportunidad se hace sumando el impacto que tiene en cada proceso y criterio, ponderándolo con el factor de peso del criterio y del proceso.

La evaluación del impacto de las áreas de oportunidad se realizó mediante la Matriz de Impactos de las áreas de oportunidad en los procesos y criterios que se presenta como la Tabla 6.

Tabla 6. Matriz de Impactos para el Area de Oportunidad “Reducir el potencial de paros en compresores”

| CRITERIOS           | 14.73%<br>Tren de<br>Separación | 13.19%<br>Bombeo | 11.66%<br>Endulzamiento | 10.74%<br>Compresión | 3.77%<br>Drenaje<br>Atmosférico | 8.59%<br>Horno<br>Aceite | 3.77%<br>Contra<br>incendio | 3.77%<br>Generación<br>eléctrica | 3.77%<br>Aire Comprimido |
|---------------------|---------------------------------|------------------|-------------------------|----------------------|---------------------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------------------|--------------------------|
| 19.0% Eficiencia    | 0                               | 0                | 0                       | 3                    | 0                               | 0                        | 0                           | 0                                | 0                        |
| 7.3% Disponibilidad | 0                               | 0                | 0                       | 3                    | 0                               | 0                        | 0                           | 0                                | 0                        |
| 19.0% Capacidad     | 0                               | 0                | 0                       | 2                    | 0                               | 0                        | 0                           | 0                                | 0                        |
| 19.0% Confiabilidad | 0                               | 0                | 0                       | 3                    | 0                               | 0                        | 0                           | 0                                | 0                        |
| 9.5% Flexibilidad   | 0                               | 0                | 0                       | 2                    | 0                               | 0                        | 0                           | 0                                | 0                        |
| 19.0% Seguridad     | 0                               | 0                | 0                       | 2                    | 0                               | 0                        | 0                           | 0                                | 0                        |
| 7.3% Medio Ambiente | 0                               | 0                | 0                       | 3                    | 0                               | 0                        | 0                           | 0                                | 0                        |

En esta matriz se consideran los procesos bajo estudio y los criterios de rendimiento utilizados para su evaluación.

El procedimiento de evaluación, consistente en el llenado de la tabla con valores entre cero y cuatro, de acuerdo al impacto relativo del área de oportunidad en el índice correspondiente de cada proceso y en el nivel de impacto sobre las otras áreas. Esta actividad se llevará a cabo con la participación del personal del complejo.

La suma de los impactos por proceso representa el Impacto Global (IG) que tiene el área de oportunidad. Si este valor es alto, indica la importancia de estudiar el área más a fondo y que, en caso de encontrar una alternativa para atacarla, su solución representará un mejoramiento importante a nivel sistema, esto es, para el complejo, instalaciones de tierra o inclusive a nivel regional. Por otro lado, un valor bajo del IG indica que el área de oportunidad encontrada no tiene mayor impacto a nivel sistema y que puede dejarse sin resolver y no afectará el resultado final de un proyecto de reingeniería.

El resultado final de esta parte de la metodología es entonces una lista de áreas de oportunidad jerarquizadas de acuerdo a su impacto global.

Se utilizó un método gráfico para la selección de áreas de oportunidad basado en la construcción de una gráfica del impacto con cada una de las áreas de oportunidad contra el nivel de jerarquización u ordenamiento realizado en la Fase I. Para poder aplicar esta técnica, las áreas de oportunidad deberán estar listadas en orden descendente con respecto a su impacto. De acuerdo a esta técnica, si existe un conjunto de áreas de oportunidad que tengan un mayor impacto en el proceso que se pueda diferenciar del resto de áreas de oportunidad, esto se manifestará en la gráfica como dos líneas rectas con pendientes diferentes. El punto en la gráfica donde se da el cambio de pendiente en las líneas representa el punto de corte que marca la separación entre las áreas de oportunidad con mayor potencial de impacto para el proceso de las demás áreas. Los puntos que queden sobre la línea superior son áreas de oportunidad que representan un potencial de mejora mayor con respecto a las demás.

## **4.2 FASE II. Identificación de los mecanismos de origen de las áreas de oportunidad**

El objetivo de esta fase es encontrar el origen raíz que genera el área de oportunidad. Esto permite reducir la complejidad de las modificaciones en el rediseño de los procesos y, por lo tanto, minimizar tiempos e inversiones de implantación.

### **4.2.1 ACTIVIDADES ESPECIFICAS**

Las actividades de la segunda fase son:

1. **Recopilación de información de operación de la planta.** Se utilizaron las bases de datos para encontrar las posibles causas que originan el área de oportunidad. Se realizó una búsqueda de información más específica, por ejemplo para el área de oportunidad "Reducir el potencial de paros en compresores", se buscó información histórica de disparos o fallas en los equipos.
2. **Procesamiento de la información.** Se realizó una base de datos con la información recopilada, con el fin de facilitar el análisis.
3. **Elaboración de árboles causa-efecto.** Se comenzó con el área de oportunidad, luego se obtuvieron las causas de esta, posteriormente se hizo el desglose de cada una hasta encontrar al final los diferentes orígenes.

4. **Análisis de los mecanismo de origen.** Se comenzó por el análisis del área de oportunidad, posteriormente se continuó con el análisis a cada uno de las causas, hasta encontrar las principales, es decir, las que solucionadas impactan fuertemente en la solución de las áreas de oportunidad, y por ende de los problemas en el proceso.
5. **Definición de los mecanismos de origen.** Obtenidos los orígenes del área de oportunidad, se realizó una evaluación utilizando métodos gráficos, información técnica y la experiencia de los consultores y del personal de PEP, para encontrar los orígenes principales y los mecanismos de estas áreas de oportunidad.

#### 4.2.2 ELABORACIÓN DE ÁRBOLES CAUSA-EFECTO

Para cada una de las áreas de oportunidad seleccionadas se requiere encontrar cuál o cuáles son las causas que originan esa área de oportunidad. Este análisis se hace de forma metódica usando la técnica de búsqueda de mecanismos de origen. En esta técnica se buscan las causas inmediatas al área de oportunidad y estas causas sirven para generar el primer nivel de la metodología. El proceso se repite con cada una de las causas encontradas en el primer nivel y se genera así un segundo nivel de causas, repitiendo el proceso una y otra vez hasta llegar a un nivel tal que ya no se pueden encontrar mas causas para el nivel anterior. Este mecanismo de búsqueda genera un árbol de causas donde, al final de cada una de las ramas, se encuentra una causa raíz u origen del área de oportunidad analizada. La Figura 19 muestra un ejemplo de un árbol de causa-efecto con tres niveles.

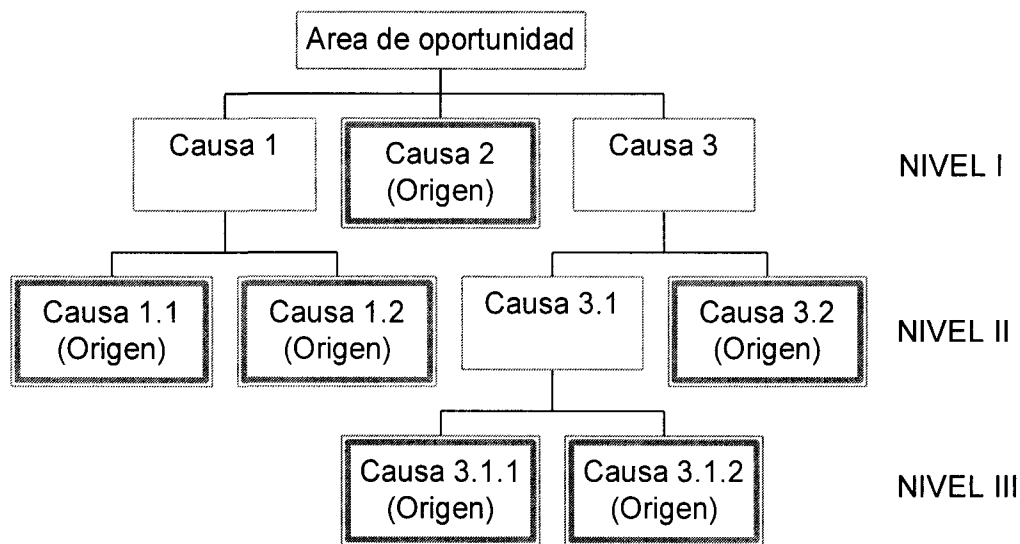


Figura 19. Árbol de causa-efecto

#### 4.2.3 ANALISIS DE LOS MECANISMOS DE ORIGEN

Para ponderar y jerarquizar los diferentes orígenes se realizan análisis estadísticos de datos de operación, cálculos teóricos de variables de proceso, simulaciones, análisis de laboratorio, etc. Esto se hace con el fin de identificar las ramas (mecanismos de origen) más relevantes o que tienen un mayor efecto sobre el área de oportunidad y de discriminar

aquellas causas que su influencia sobre el área de oportunidad sea mínima o despreciable al ser comparadas con las otras causas.

Para encontrar los orígenes principales se realizó un análisis cuantitativo para las que tenían información respecto al área y en otras un análisis cualitativo.

### **4.3 FASE III. Determinación de alternativas de rediseño a los procesos**

El objetivo de esta fase es definir opciones de rediseño para cada uno de los orígenes identificados, con base en información a nivel internacional. La búsqueda y adecuación de tecnologías como herramienta para el rediseño de procesos, permite reducir los tiempos y costos del rediseño de los procesos al discriminar tecnologías disponibles, definir desarrollos tecnológicos necesarios y dar un marco de referencia a la optimización de los procesos existentes en la empresa.

#### **4.3.1 ACTIVIDADES ESPECIFICAS**

Las actividades de la tercer fase son:

1. **Revisión bibliográfica.** Se realizó una búsqueda bibliográfica exhaustiva en revistas y libros especializados, en normas o estándares, con proveedores, etc, siempre encaminándose hacia la solución de los orígenes principales identificados
2. **Procesamiento de la información bibliográfica.** Haciendo una revisión de toda la bibliografía, se seleccionó la información pertinente, y se organizó un panorama tecnológico al respecto.
3. **Generación de alternativas.** De acuerdo al conocimiento del panorama tecnológico internacional respecto a los procesos que se evalúan, se generó un listado de alternativas existentes sin perder de vista las ventajas y desventajas que posee cada una. Estas alternativas fueron catalogadas en *Diseño*, *Rediseño*, *Optimización* o *Regional*, sugiriendo su implantación a largo, mediano y corto plazo.

### **4.4 FASE IV. Evaluación técnica-económica de las propuestas de rediseño**

El objetivo de esta fase es identificar las propuestas de ajuste a los procesos con mayor impacto en los criterios de rendimiento, para los orígenes y mecanismos de propagación identificados. Dentro de esta fase se realiza una evaluación técnico-económica de las diferentes opciones de rediseño generadas en fases anteriores, permitiendo identificar las opciones con mayor beneficio para la empresa.

#### **4.4.1 ACTIVIDADES ESPECIFICAS**

Las actividades de esta fase son:

1. **Evaluación técnica y operativa.** La evaluación técnica fue realizada con todos aquellos puntos críticos que tenían las alternativas, ayudándose para ello de software de simulación de procesos, fórmulas o estándares e información bibliográfica. La evaluación operativa fue llevada a cabo en reuniones con el personal administrativo y

operativo de PEP, con la finalidad de encontrar los posibles impedimentos o falencias que presentaban estas alternativas para ser implantadas. Al final de esta actividad se obtuvo un listado de alternativas que requerían una evaluación económica posterior.

2. **Evaluación económica.** Para esta actividad se cotizaron los equipos y modificaciones en algunos casos y en otros, se obtuvieron precios proporcionados por el personal de Pemex, de cada uno de los equipos que se proponen para ser instalados, y se evaluó su costo de instalación en plataformas, ya que es un valor varias veces mayor que el mismo equipo en sí. Posteriormente se hizo una evaluación de los beneficios que se obtienen al implantar las propuestas y se realizó una búsqueda de información para poderlas cuantificar y luego se encontró el retorno de la inversión para cada alternativa.





## 5. RESULTADOS

### 5.1 FASE I. Detección y jerarquización de áreas de oportunidad

En esta sección, el proceso de compresión es evaluado de acuerdo a los criterios de disponibilidad, capacidad, flexibilidad, confiabilidad, eficiencia, seguridad y medio ambiente. A continuación se describen los índices que se utilizaron para la evaluación de los criterios antes mencionados para el proceso de compresión. En general, si el valor numérico del índice es cercano a cero, indica que existe poca área de oportunidad y que el proceso es manejado adecuadamente y si el índice obtenido es cercano a uno, el área de oportunidad de mejora es grande.

#### 5.1.1 DEFINICIÓN GENERAL DE ÍNDICES DE EVALUACIÓN DE POTENCIAL

En esta sección se presenta la filosofía tomada para cada criterio en la evaluación del proceso, así como los índices utilizados para evaluar el potencial de áreas de oportunidad. Los índices se nombran en este reporte como *índices de evaluación de potencial* o *índices de desempeño*, ya que estiman el potencial de mejora que se tiene en un determinado proceso.

Para poder hacer una comparación de la importancia de cada criterio, los índices de evaluación de potencial se normalizan entre 0 y 1, donde valores cercanos a 0 significan que existe poco potencial de mejora en el proceso, mientras que un valor de 1 representa un alto potencial, de acuerdo al criterio evaluado. De esta manera, si un proceso presenta una evaluación de 0.9 en su índice de eficiencia, indicaría que existe un alto potencial para identificar áreas de oportunidad significativas que impacten su eficiencia.

A continuación se presenta la definición utilizada en esta tesis para cada criterio. No se pretende que estas definiciones sean únicas o que abarquen todas las posibles acepciones del término utilizado, sino que den una base única para la evaluación del proceso. A partir de estas definiciones se presentan funciones generales para la cuantificación de los índices de evaluación de potencial.

#### *Índice de Disponibilidad ( $I_D$ )*

Para evaluar la disponibilidad del proceso, se promediaron dos índices, uno que evalúa el mantenimiento de los equipos y el otro que evalúa la vida útil de los mismos, como sigue:

##### 1) Índice de disponibilidad del proceso en mantenimiento ( $I_{D1}$ ):

Este índice evalúa el nivel del mantenimiento, lo cual está directamente ligado a la disponibilidad de los equipos y para este caso específico se obtiene al restar de uno la relación del mantenimiento preventivo anual efectuado, con respecto al mantenimiento

preventivo programado más el mantenimiento correctivo realizado. La fórmula generada para el índice es la siguiente:

$$I_{D1} = 1 - \left( \frac{\text{Mantenimiento preventivo realizado}}{\text{Mantenimiento preventivo programado} + \text{Mantenimiento correctivo}} \right)$$

La relación anterior indica la proporción del mantenimiento preventivo programado que se ha realizado con respecto al programa de mantenimiento y se evalúa la cantidad de horas de mantenimiento correctivo realizado. Si el mantenimiento preventivo realizado está muy por debajo del mantenimiento preventivo programado ocasionará que el equipo eventualmente falle y requiera de un mayor mantenimiento correctivo haciendo que el valor numérico de este índice aumente, lo cual muestra que hay un área de oportunidad (efectuar mantenimiento preventivo adecuadamente). Si el mantenimiento realizado es igual o muy similar al mantenimiento preventivo programado, las fallas de equipo que requieran mantenimiento correctivo se verán disminuidas y por tanto el índice será un valor cercano a cero, indicando muy poca área de oportunidad, es decir, que el equipo está siendo mantenido en buen estado. Ahora, si se tiene gran cantidad de horas de mantenimiento correctivo también se verá afectado el valor del índice, y su valor será cercano a uno.

El mantenimiento en este proceso es vital, no sólo para un buen funcionamiento del equipo, sino para evitar fallas en los equipos que generen la quema de gas. Cualquier falla en uno de los compresores dará como resultado un aumento en la cantidad de gas quemado, debido a que el sistema requiere de un alivio a las presiones que se inducen al continuar con la extracción del crudo.

## 2) Índice de disponibilidad del proceso respecto a la vida útil de los equipos ( $I_{D2}$ ):

Este índice evalúa el tiempo que tienen los equipos funcionando contra el tiempo sugerido por el fabricante respecto a su vida útil. La fórmula generada para el índice es la siguiente:

$$I_{D2} = \frac{\text{Tiempo de operación}}{\text{Tiempo de vida útil}}$$

La relación anterior nos indica si el equipo ya está completando la vida útil para la que fue diseñado o si todavía tiene mucho tiempo para ser operado. Si el tiempo de operación está muy cercano al de su vida útil ocasionará que el equipo falle frecuentemente y no trabaje adecuadamente, lo cual dará una posible área de oportunidad y su valor será muy cercano a uno. Si el tiempo de operación es muy inferior que el tiempo de vida útil, el equipo se encuentra en buenas condiciones, lo que permitirá que se tenga una buena disponibilidad del proceso y por tanto el índice será un valor cercano a cero, indicando muy poca área de oportunidad. En el caso particular de que el tiempo de operación fuera mayor que el tiempo de vida útil, el índice dará un valor superior a uno pero se utilizará el valor de la unidad, que es el máximo utilizado en esta evaluación.

Controlar el tiempo de vida útil del generador de gases y de la turbina de potencia de acuerdo a la información del fabricante, disminuirá las fallas en estos equipos que van ligados a los compresores, por lo cual se reducirá la quema de gas durante el proceso.

### ***Indice de Capacidad ( $I_C$ )***

El valor numérico obtenido en este índice proporciona el nivel de carga de trabajo que tiene el proceso y su capacidad para poder manejar carga extra, al obtener la razón de capacidad de gas comprimido con respecto a la capacidad nominal del equipo. De esta forma, el índice de capacidad se puede estimar con la siguiente fórmula:

$$I_C = \frac{\text{Capacidad gas comprimido}}{\text{Capacidad nominal}}$$

La relación anterior nos indica si los equipos se están trabajando en valores cercanos al valor nominal. En caso de que el promedio de gas comprimido esté muy cercano al valor nominal quiere decir que el equipo está siendo operado a su máxima capacidad y nos indica que el proceso no tiene forma de manejar carga adicional, lo cual dará un valor cercano a uno, y por lo tanto, el área de oportunidad en cuanto a necesidades de capacidad será alta. En el caso en el que el promedio de gas comprimido diera mucho menor que el valor nominal nos indica que el proceso tiene capacidad para manejar carga adicional y por lo tanto dará un valor cercano a cero.

La capacidad de los equipos de compresión es importante para la disminución en la quema de gas, ya que el proceso de extracción de crudo es muy variable y por lo tanto en algunos momentos si la capacidad es limitada, se generará mayor cantidad de gas quemado. También deben considerarse los pronósticos de producción que indican un aumento en los próximos años, como se verá posteriormente.

### ***Indice de Flexibilidad ( $I_F$ )***

La flexibilidad del proceso se estima como la razón que existe entre el número de unidades operadas ( $N_{operado}$ ) a su máxima capacidad con respecto al número total de unidades ( $N_{total}$ ).

$$I_F = \frac{N_{operado}}{N_{total}}$$

Donde el número de unidades operando a su máxima capacidad se estima como la capacidad total de producción dividido por la capacidad máxima alcanzable para cada equipo. El número obtenido se redondea al entero superior.

$$N_{operado} = \left\lceil \frac{\text{Capacidad total de operación}}{\text{Capacidad máx. individual}} \right\rceil$$

Esta relación nos indica si hay flexibilidad para manejar mayor cantidad de gas que el recibido durante el año, ya que si la cantidad de equipos utilizados es muy cercana a la cantidad de equipos existentes, entonces, dará un valor cercano a uno, es decir, que en caso de presentarse alguna eventualidad en el proceso, no habrá forma de manejar el gas enviado desde el Tren de Separación y por lo tanto se incrementará la cantidad de gas quemado, por lo cual habrán áreas de oportunidad. Por otro lado si la cantidad de equipos utilizados es muy pequeña comparada con los existentes, entonces el proceso es altamente flexible en compresión. En este caso dará un valor cercano a cero.

La flexibilidad es importante para la quema de gas, ya que en caso de un aumento de producción o un daño en alguno de los equipos, se tendrá un equipo adicional para asumir esta producción, en caso contrario será mayor el gas quemado.

### ***Indice de Confiabilidad ( $I_{CO}$ )***

El índice de confiabilidad por proceso proporciona información del grado de confianza que puede tenerse en el proceso con respecto a las fallas que pudieran generarse. Si frecuentemente fallan los equipos, disminuye el gas comprimido y aumenta el gas quemado, de esta forma el valor del índice se obtiene al promediar el índice de confiabilidad por cantidad de fallas ( $I_{CO1}$ ) con el índice de confiabilidad por tiempo de falla ( $I_{CO2}$ ). El índice de confiabilidad por cantidad de fallas ( $I_{CO1}$ ) se obtiene al restar de uno la relación entre la menor cantidad de fallas por mes durante 1999, de la cantidad de fallas promedio en 1999, como aparece en la siguiente ecuación:

$$I_{CO1} = 1 - \left( \frac{\text{Menor cantidad de fallas por mes en 1999}}{\text{Promedio de fallas en 1999}} \right)$$

El índice de confiabilidad por tiempo de falla ( $I_{CO2}$ ) se obtiene al restar de uno la relación entre el menor tiempo de falla por mes durante 1999, del tiempo de fallas promedio en 1999, como aparece en la siguiente ecuación:

$$I_{CO2} = 1 - \left( \frac{\text{Menor tiempo de falla por mes en 1999}}{\text{Promedio tiempo de fallas en 1999}} \right)$$

En el caso en el que el promedio entre  $I_{CO1}$  y  $I_{CO2}$  diera muy cercano a cero indicara que hay una alta confiabilidad en el proceso, ya que el promedio de fallas en cantidad y tiempo al año son iguales a la cantidad mínima obtenida durante todo el año, mostrándose así un control sobre los equipos. Pero en el caso en el que este promedio diera muy cercano a uno, se podrá inferir que hay problemas que están generando una baja confiabilidad en los equipos por el descontrol de los mismos, lo que indica una posible área de oportunidad.

El gas quemado está directamente ligado a la confiabilidad en el proceso, debido a que las fallas en los equipos generan automáticamente un incremento en el gas quemado, por la dificultad de seguir manejando esa cantidad de gas.

### **Indice de Eficiencia ( $I_E$ )**

El índice de eficiencia evalúa al área globalmente en su principal función que es la compresión, de esta forma se da una visión sobre la forma como se está llevando a cabo esta función, lo cual se obtiene al restar de uno la razón entre el flujo de gas de los quemadores atmosféricos y la meta de gas quemado para el complejo durante 1999. Hay que aclarar que no se tomó la eficiencia termodinámica de los compresores, porque se quiere dar una evaluación global al área de compresión. La fórmula generada para el índice es la siguiente:

$$I_E = 1 - \left( \frac{\text{Meta de gas quemado}}{\text{Flujo de gas quemado}} \right)$$

En caso de que el flujo de gas quemado se acerque a la meta de gas quemado, indicará que se tiene una alta eficiencia de compresión, y el índice dará un valor cercano a cero. En caso contrario, el valor del índice será cercano a uno e indicará que se quema mucho gas comparado con lo que se comprime.

### **Indice de Seguridad ( $I_S$ )**

Este índice nos permite identificar oportunidades de mejora referentes a la seguridad en la operación del proceso, para lo cual se decidió dividir en dos secciones el estudio, la primera representada por el riesgo de eventos extraordinarios (1), la segunda representada por las estadísticas de los accidentes reportados en las instalaciones de Pemex (2). Asignándole un mismo valor ponderado a cada uno de ellos.

(1) Información tomada de los reportes de SGS de México para la plataforma Abkatun – Alfa

(2) Información proporcionada por reportes el departamento de Seguridad Industrial y Protección al Ambiente de Pemex. De Enero de 1998 a Mayo de 1999.

El índice se calcula como :

$$I_S = 0.5 * I_{EX} + 0.5 * I_{SL}$$

Donde el Índice por Eventos Extraordinarios ( $I_{EX}$ ) se obtiene como :

$$I_{EX} = \frac{\sum \text{Frecuencia de ocurrencia de un evento extraordinario del proceso}}{\text{Mayor frecuencia de eventos extraordinarios en algún proceso}}$$

Y el índice de seguridad de accidentes laborales se calculó como:

$$I_{SL} = \frac{\sum \text{Días perdidos por mes en el proceso o departamento}}{\text{Máximos días perdidos en algún proceso o departamento}}$$

Valores de  $I_S$  cercanos o iguales a uno, indican que el proceso y su área de trabajo (zona) representan la zona más insegura de todas las plataformas, por lo que existe una gran área de oportunidad. Mientras que valores cercanos o iguales a cero indican que la inseguridad es relativamente baja con respecto a la zona de mayor potencial, no existiendo una apreciable área de oportunidad. En caso de que los valores sean muy desiguales se utilizará el valor mayor que es la situación más crítica.

### ***Indice de Medio Ambiente ( $I_A$ )***

En este proceso en particular el índice de medio ambiente es exactamente igual al índice de eficiencia, ya que el proceso es el encargado del manejo de gas en las plataformas y por ende el responsable de la quema de gas. La meta de gas para los complejos es establecida de acuerdo a la necesidad que se tiene del cumplimiento a las normas ambientales mexicanas, por lo tanto si se encuentran grandes diferencias, es decir valores cercanos a uno en el índice, hay un área de oportunidad importante al respecto.

### ***Indice de Calidad ( $I_{CAL}$ )***

Dado que la calidad comprende las funciones totales del proceso evaluadas a través de los índices de evaluación de potencial, se definió el índice de calidad como el promedio ponderado de todos los índices antes calculados.

$$I_{CAL} = I_D \times P_D + I_C \times P_C + I_E \times P_E + I_{CO} \times P_{CO} + I_F \times P_F + I_S \times P_S + I_A \times P_A$$

Donde:

- $P_D$  = Ponderación del criterio de Disponibilidad
- $P_C$  = Ponderación del criterio de Capacidad
- $P_E$  = Ponderación del criterio de Eficiencia
- $P_{CO}$  = Ponderación del criterio de Confiabilidad
- $P_F$  = Ponderación del criterio de Flexibilidad
- $P_S$  = Ponderación del criterio de Seguridad
- $P_A$  = Ponderación del criterio de Medio Ambiente

## **5.1.2 OBTENCION DE INDICES ESPECIFICOS PARA EL PROCESO**

### ***Indice de Disponibilidad ( $I_D$ )***

Para evaluar la disponibilidad del proceso, se utilizaron dos índices, uno que evalúa el mantenimiento de los equipos y el otro que evalúa la vida útil de los mismos, como sigue:

- 1) Índice de disponibilidad del proceso en mantenimiento ( $I_{D1}$ ):

Con la información estadística de paros se tabularon las horas trabajadas, las disponibles, las de mantenimiento correctivo y las de mantenimiento preventivo para cada mes en 1999. Lo anterior se realizó para cada módulo de compresión y sus promedios se presentan en la Tabla 7.

El índice que se obtuvo fue de 0.89.

Tabla 7. Tiempo de mantenimiento por módulo de compresión

| Módulo No. | Mantenimiento preventivo real (hrs) | Mantenimiento preventivo programado (hrs) | Mantenimiento correctivo (hrs) | Índice      |
|------------|-------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------|-------------|
| 1          | 276.50                              | 224                                       | 1,347.50                       | 0.82        |
| 2          | 168.00                              | 224                                       | 2,172.50                       | 0.93        |
| 3          | 168.00                              | 224                                       | 975.75                         | 0.86        |
| 4          | 168.00                              | 224                                       | 1,040.00                       | 0.87        |
| 5          | 112.00                              | 224                                       | 1,238.00                       | 0.92        |
| 6          | 115.75                              | 224                                       | 2,688.34                       | 0.96        |
| Promedio   | 168.04                              | 224                                       | 1,576.97                       | <b>0.89</b> |

2) Índice de disponibilidad del proceso respecto a la vida útil de los equipos ( $I_{D2}$ ):

Las horas de funcionamiento para los generadores de gases y las turbinas de potencia fueron obtenidas de las hojas de vida de los equipos y se presentan en la Tabla 8. La información del tiempo de vida útil que tienen los generadores de gases y las turbinas de potencia de los módulos de compresión se obtuvo de los catálogos de los equipos.

El índice que se obtuvo fue de 0.50 aparece en la Tabla 8.

Tabla 8. Tiempo de operación vs tiempo de vida útil

| Módulo No. | Equipo              | Tiempo de operación (hrs) | Tiempo de vida útil (hrs) | Índice      |
|------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|-------------|
| 1          | Generador de gases  | 1,667.50                  | 25,000                    | 0.07        |
|            | Turbina de potencia | 27,877.95                 | 50,000                    | 0.56        |
| 2          | Generador de gases  | 24,976.50                 | 25,000                    | 1.00        |
|            | Turbina de potencia | 15,495.50                 | 50,000                    | 0.31        |
| 3          | Generador de gases  | 14,063.75                 | 25,000                    | 0.56        |
|            | Turbina de potencia | 33,652.00                 | 50,000                    | 0.67        |
| 4          | Generador de gases  | 19,332.75                 | 25,000                    | 0.77        |
|            | Turbina de potencia | 9,209.25                  | 50,000                    | 0.18        |
| 5          | Generador de gases  | 8,452.25                  | 25,000                    | 0.34        |
|            | Turbina de potencia | 3,699.75                  | 50,000                    | 0.07        |
| 6          | Generador de gases  | 15,842.25                 | 25,000                    | 0.63        |
|            | Turbina de potencia | 41,293.00                 | 50,000                    | 0.83        |
|            |                     |                           | Promedio                  | <b>0.50</b> |



El resultado general de estos dos índices es de 0.70, que es el promedio entre los dos índices que evalúan la disponibilidad.

***Indice de Capacidad (I<sub>C</sub>)***

Para la obtención del índice se tomó el promedio del gas de formación y el flujo nominal que es 610 MMPCSD y luego se utilizó la fórmula con la que dio un valor de 0.69 tal como aparece en la Tabla 9.

Tabla 9. Flujo nominal vs Gas de formación

| <b>Mes</b> | <b>Flujo nominal<br/>(MMPCS)</b> | <b>Gas de formación<br/>(MMPCSD)</b> | <b>Indice</b> |
|------------|----------------------------------|--------------------------------------|---------------|
| Enero      | 610                              | 494.2                                | 0.81          |
| Febrero    | 610                              | 529.0                                | 0.87          |
| Marzo      | 610                              | 485.9                                | 0.80          |
| Abril      | 610                              | 456.5                                | 0.75          |
| Mayo       | 610                              | 465.1                                | 0.76          |
| Junio      | 610                              | 418.6                                | 0.69          |
| Julio      | 610                              | 450.0                                | 0.74          |
| Agosto     | 610                              | 375.6                                | 0.62          |
| Septiembre | 610                              | 301.4                                | 0.49          |
| Octubre    | 610                              | 336.6                                | 0.55          |
| Noviembre  | 610                              | 379.3                                | 0.62          |
| Diciembre  | 610                              | 374.2                                | 0.61          |
| Promedio   | 610                              | 422.2                                | <b>0.69</b>   |

***Indice de Flexibilidad (I<sub>F</sub>)***

La información sobre flujo comprimido promedio fue obtenida de los reportes mensuales de producción y se presentan en la Tabla 10. El flujo máximo se obtuvo revisando los informes diarios de producción de 1999.

Tabla 10. Flujo comprimido durante 1999

| Mes        | Plataforma Compresión (MMPCSD) | Plataforma Permanente (MMPCSD) |
|------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Enero      | 254.4                          | 209.4                          |
| Febrero    | 310.3                          | 186.1                          |
| Marzo      | 270.2                          | 185.9                          |
| Abril      | 257.1                          | 171.2                          |
| Mayo       | 301.7                          | 134.8                          |
| Junio      | 257.2                          | 135.6                          |
| Julio      | 241.7                          | 180.6                          |
| Agosto     | 189.8                          | 162.7                          |
| Septiembre | 196.2                          | 86.6                           |
| Octubre    | 246.8                          | 69.1                           |
| Noviembre  | 285.3                          | 70.7                           |
| Diciembre  | 302.7                          | 48.5                           |
| Promedio   | 259.45                         | 136.77                         |

Estos datos fueron reemplazados en la fórmula que se explicó en el capítulo 4 y se obtuvo un valor de 0.88 como se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11. Relación entre cantidad de módulos utilizados vs módulos existentes

| Flujo comprimido promedio (MMPCSD) | Flujo máximo/unidad (MMPCSD) | Cantidad de módulos |            | Indice Unitario |
|------------------------------------|------------------------------|---------------------|------------|-----------------|
|                                    |                              | Utilizados          | Existentes |                 |
| 259.45                             | 125.00                       | 3                   | 4          | 0.75            |
| 136.77                             | 120.65                       | 2                   | 2          | 1.00            |
| Promedio                           |                              |                     |            | <b>0.88</b>     |

### *Indice de Confiabilidad (I<sub>CO</sub>)*

La cantidad de fallas y la duración de las mismas fueron extraídas de los reportes mensuales de fallas que lleva el departamento de mantenimiento, lo cual se presenta en la Tabla 12, y luego de reemplazar sus valores se obtuvo un valor de 0.79.

Tabla 12. Cantidad y duración de fallas durante 1999

| Mes        | Fallas   |                |
|------------|----------|----------------|
|            | Cantidad | Duración (hrs) |
| Enero      | 8        | 30.5           |
| Febrero    | 11       | 42.25          |
| Marzo      | 14       | 47.75          |
| Abril      | 21       | 43.25          |
| Mayo       | 11       | 54.5           |
| Junio      | 5        | 18.5           |
| Julio      | 12       | 92.5           |
| Agosto     | 18       | 110            |
| Septiembre | 6        | 95.75          |
| Octubre    | 8        | 317.75         |
| Noviembre  | 8        | 51             |
| Diciembre  | 3        | 9.75           |
| Promedio   | 10.42    | 76.13          |
| Indice     | 0.71     | 0.87           |
|            | Promedio | <b>0.79</b>    |

### *Indice de Eficiencia (IE)*

La información requerida se obtuvo de igual forma que para el índice de capacidad.

La meta de gas quemado fue proporcionada por el personal de la RMSO (criterio general para los tres complejos), y es del 1% del gas recibido.

Para la obtención del índice se tomó el promedio de los flujos mensuales durante el año en cuestión y luego se aplicó la fórmula y se obtuvo un valor de 0.84 como se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13. Flujo de gas quemado

| Mes        | Gas de formación (MMPCSD) | Meta gas quemado (MMPCSD) | Gas quemado (MMPCSD) | Indice      |
|------------|---------------------------|---------------------------|----------------------|-------------|
| Enero      | 494.2                     | 4.9                       | 30.4                 | <b>0.84</b> |
| Febrero    | 529.0                     | 5.3                       | 32.6                 |             |
| Marzo      | 485.9                     | 4.9                       | 29.8                 |             |
| Abril      | 456.5                     | 4.6                       | 28.2                 |             |
| Mayo       | 465.1                     | 4.7                       | 28.6                 |             |
| Junio      | 418.6                     | 4.2                       | 25.8                 |             |
| Julio      | 450.0                     | 4.5                       | 27.7                 |             |
| Agosto     | 375.6                     | 3.8                       | 23.1                 |             |
| Septiembre | 301.4                     | 3.0                       | 18.6                 |             |
| Octubre    | 336.6                     | 3.4                       | 20.7                 |             |
| Noviembre  | 379.3                     | 3.8                       | 23.3                 |             |
| Diciembre  | 374.2                     | 3.7                       | 23.0                 |             |
| Promedio   | 422.2                     | 4.2                       | 26.0                 |             |

**Indice de Seguridad (I<sub>S</sub>)**

Los valores del índice de eventos extraordinarios aparecen en la Tabla 14, el cual es de 0.68. Los valores del índice de seguridad de accidentes aparecen en la Tabla 15, y su valor es 0.19. El índice general para seguridad es de 0.68, porque se escoge el más crítico.

Tabla 14. Indice de eventos extraordinarios

| Plataforma | Valor | Indice      |
|------------|-------|-------------|
| Compresión | 0.36  | <b>0.68</b> |
| Permanente | 1.00  |             |

Tabla 15. Indice de seguridad de accidentes

| Plataforma | Valor | Indice      |
|------------|-------|-------------|
| Compresión | 0.22  | <b>0.19</b> |
| Permanente | 0.17  |             |

**Indice de Medio Ambiente (I<sub>A</sub>)**

Al igual que con el índice de eficiencia, su valor es de 0.84.

**Indice de Calidad (I<sub>CAL</sub>)**

La Tabla 16 presenta un resumen de los índices de desempeño y el índice de calidad calculados para el proceso de compresión en el complejo Abkatun-A.

Tabla 16. Resumen de índices de desempeño y ponderaciones para el proceso de compresión

| Indice                            | Valor numérico |       | Ponderación | Valor Ponderado |
|-----------------------------------|----------------|-------|-------------|-----------------|
| Disponibilidad por mantenimiento  | 0.89           | 0.70* | 0.07        | 0.0488          |
| Disponibilidad por vida útil      | 0.50           |       |             |                 |
| Capacidad                         | 0.69           |       | 0.19        | 0.1315          |
| Flexibilidad                      | 0.88           |       | 0.10        | 0.0875          |
| Confiabilidad por cantidad fallas | 0.71           | 0.79* | 0.19        | 0.1353          |
| Confiabilidad por duración fallas | 0.87           |       |             |                 |
| Eficiencia                        | 0.84           |       | 0.19        | 0.1591          |
| Seguridad                         | 0.68           |       | 0.19        | 0.1292          |
| Medio Ambiente                    | 0.84           |       | 0.07        | 0.0586          |
| Calidad                           |                |       |             | <b>0.7500</b>   |

\* Promedio del Índice

En la Figura 20 se observa que todos los índices de desempeño proporcionan potenciales oportunidades de encontrar áreas de mejora en el proceso, ya que sus valores dieron muy altos.

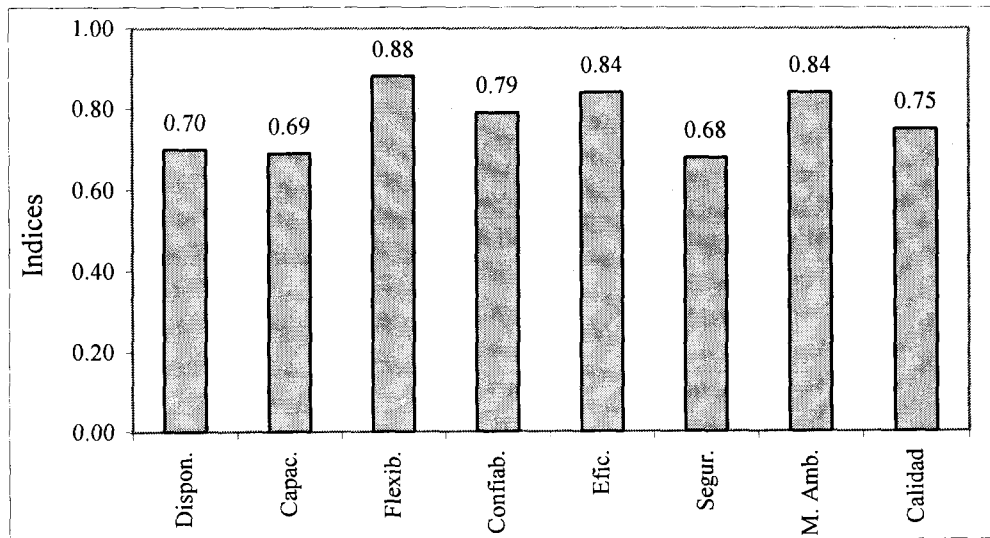


Figura 20. Indices de desempeño

### **5.1.3 ANÁLISIS DE ÍNDICES E IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE OPORTUNIDAD**

Basándose en los índices presentados en la Tabla 16 se identificaron varias áreas de oportunidad para el proceso de Compresión. A continuación se presenta la información proporcionada por cada uno de los índices en conjunto con la información recopilada durante la visita que se realizó al complejo, para después listar las áreas de oportunidad encontradas.

#### *Análisis de los índices de desempeño*

##### 1) Disponibilidad del proceso.

Este índice se dividió en disponibilidad del proceso por mantenimiento y por vida útil de los equipos. El primero dio un valor de 0.89, básicamente porque se tuvo un valor alto de horas de mantenimiento correctivo, aunque el porcentaje de cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo fue bueno, por lo tanto puede ser generado por otros parámetros como lo son el estado de los equipos o la calidad de las refacciones. Como se observa en la Tabla 7, lo más crítico se encuentra en los módulos 2, 5 y 6 los cuales dieron un índice de 0.93, 0.92 y 0.96 respectivamente, en particular por la cantidad de mantenimiento correctivo realizado durante el año. De acuerdo a lo anterior se identifica un área de oportunidad clara en cuanto a disponibilidad del proceso se refiere. El índice de disponibilidad del proceso por vida útil de los equipos, no es tan crítico pues dio un valor de 0.50, sin embargo, la turbina de potencia de el modulo 6 esta muy cercana a completar su vida útil como se observa en la Figura 21. Las horas de operación del generador de gases del módulo 2 también se encuentran muy cercanas a las horas de vida útil como se observa en la Figura 22. Es importante recalcar que dos de los módulos que tienen alto índice de disponibilidad por mantenimiento, es decir, el 2 y el 6, tienen equipos dinámicos (turbina de potencia o generador de gases) con horas de vida útil cercanas a las recomendadas por el fabricante para realizarle un mantenimiento completo.

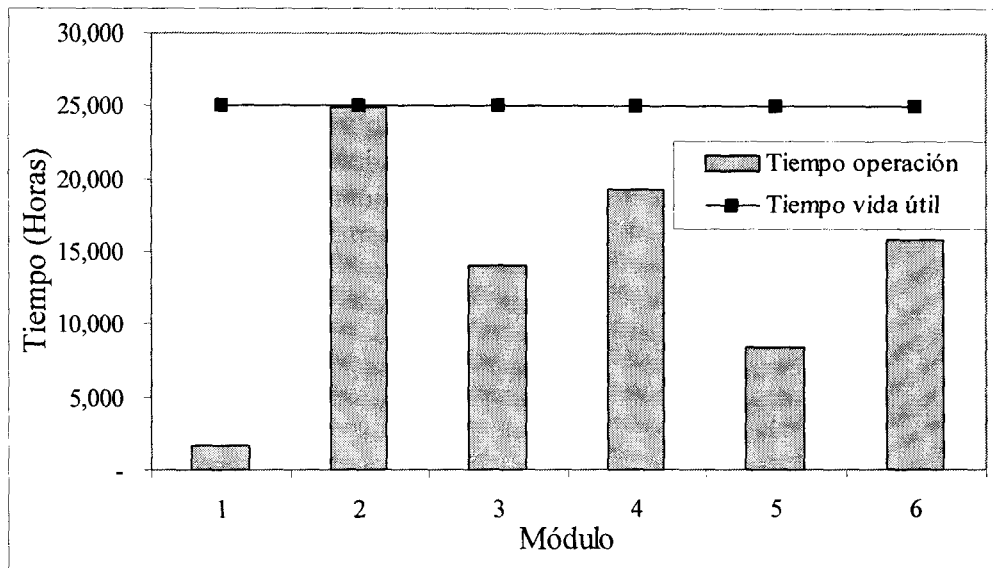


Figura 21. Tiempo de operación vs Vida útil en las turbinas de potencia.

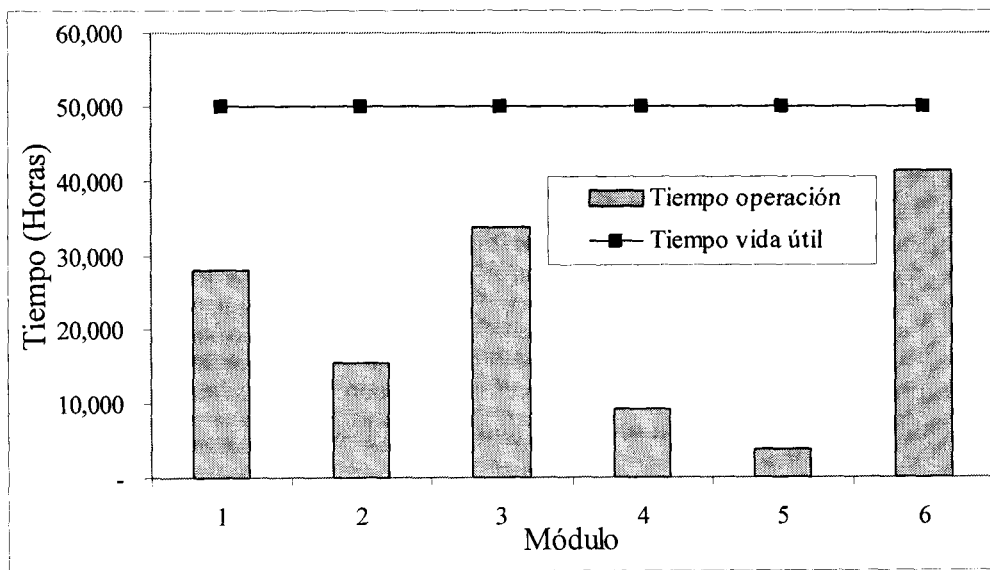


Figura 22. Tiempo de operación vs Vida útil en los generadores de gases.

El índice global para la disponibilidad del proceso es de 0.70 como se observa en la Tabla 16.

## 2) Capacidad

El índice de capacidad también resultó elevado, 0.69, aunque el promedio del flujo de formación para todo Abkatun A durante 1999 con respecto al flujo nominal es del 69 %, lo que permite aseverar que se tiene una capacidad extra, sin embargo si se observan las Figuras 23 y 24, se puede concluir que en la plataforma de Compresión hubo flujos

cercanos al 90 % en algunos meses y en la plataforma de Permanente fue más crítico porque tuvo un mes con flujos del 100 % y 3 meses más con valores mayores al 90 %. Debido a lo anterior existe un área de oportunidad en lo que a capacidad de compresión se refiere.

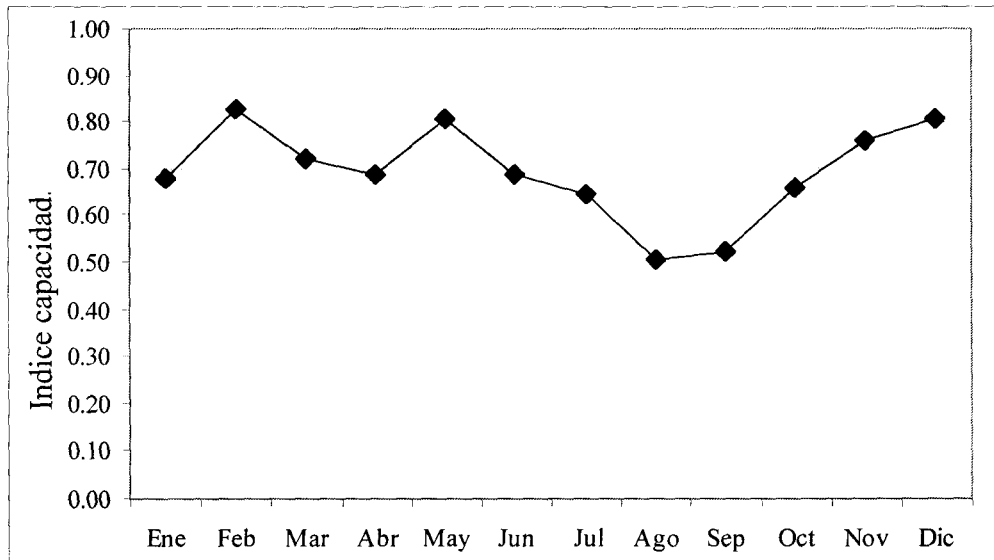


Figura 23. Tiempo vs Indice de capacidad de proceso (Plataforma de Compresión)

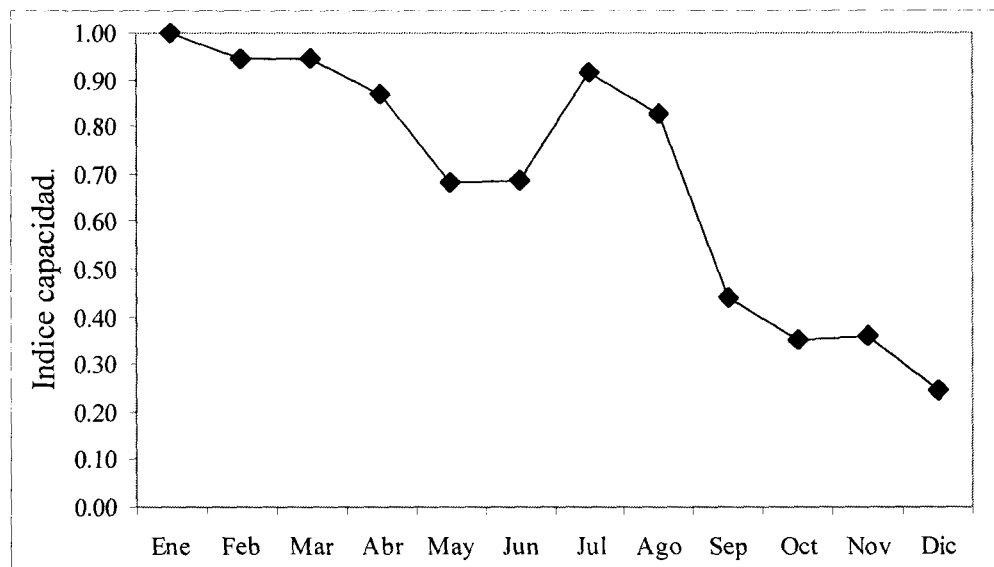


Figura 24. Tiempo vs Indice de capacidad de proceso (Plataforma de Permanente)

En la Figura 25 se observa que a pesar que en la plataforma de Permanente los últimos meses el índice dio valores bajos, los promedios dieron valores altos principalmente porque la capacidad del proceso en la plataforma de Compresión estaba en su límite y no pudo ser asumida por los equipos de la otra plataforma. Esto nos indica que a pesar



de tenerse capacidad adicional para el manejo de gas, esta no puede ser compartida entre las dos plataformas, lo cual se observa con mayor claridad en la flexibilidad del proceso.

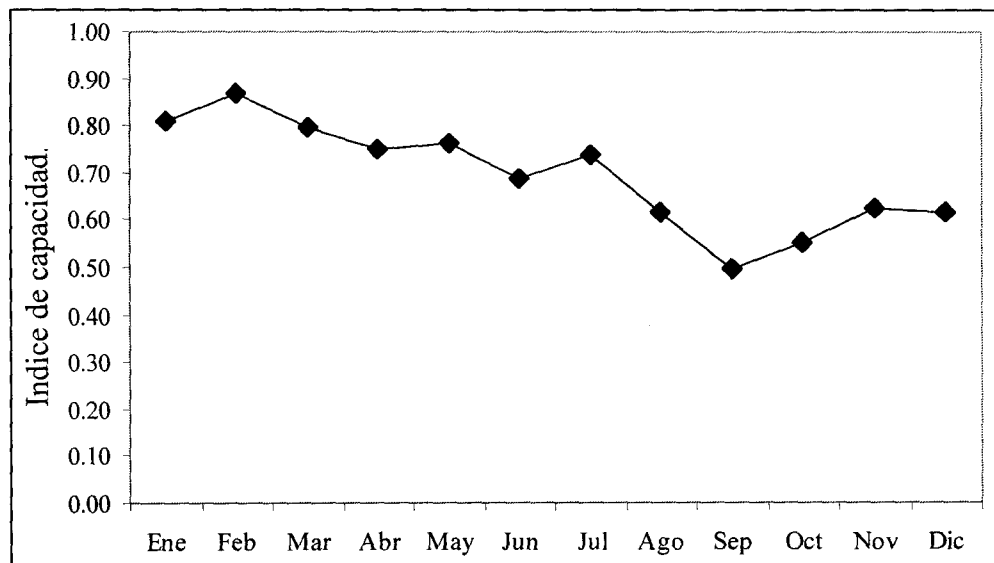


Figura 25. Tiempo vs Indice de capacidad promedio de proceso

### 3) Flexibilidad

Con respecto al Índice de flexibilidad del proceso, se puede agregar que dio un valor de 0.88 porque la cantidad de unidades que se tiene es cercana a la cantidad de unidades que se requieren para manejar los flujos actuales de gas para toda Abkatun A. Al observar la Figura 26 y 27 se concluye que se tienen áreas de oportunidad ya que durante todo el año se requirió del funcionamiento de todos los módulos para cumplir con el gas que se debía comprimir, por lo cual no se mantuvo nunca un módulo disponible, o lo que es lo mismo no hay flexibilidad. En especial en la plataforma de Permanente se utilizan los dos módulos en gran parte del año.

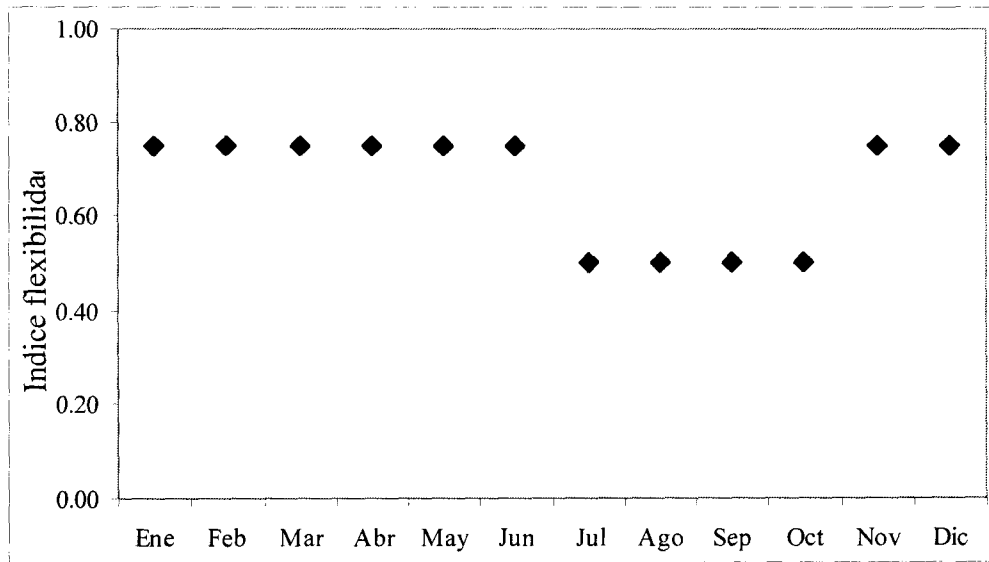


Figura 26. Tiempo vs Indice de flexibilidad en el proceso (Plataforma de Compresión)

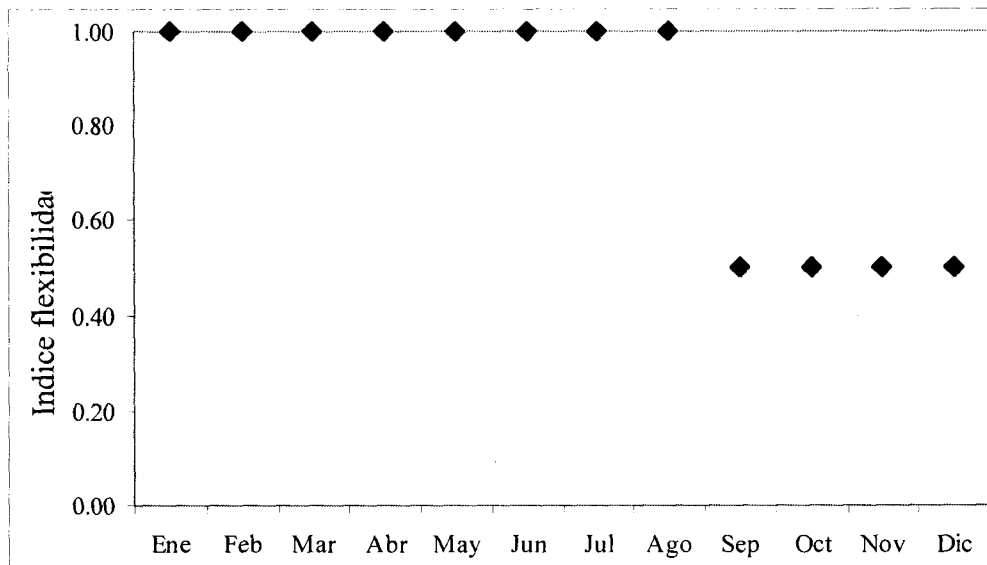


Figura 27. Tiempo vs Indice de flexibilidad en el proceso (Plataforma de Permanente)

En la Figura 28 se presenta el promedio del índice de flexibilidad para toda el complejo. En esta Figura se observa que el complejo no presenta flexibilidad durante gran parte del año, lo cual es crítico en especial para la quema de gas, ya que en caso de presentarse una eventualidad en alguno de los equipos no se tiene facilidad para manejar ese gas en otro de los equipos y así disminuir el desperdicio de este producto y las emisiones a la atmósfera.

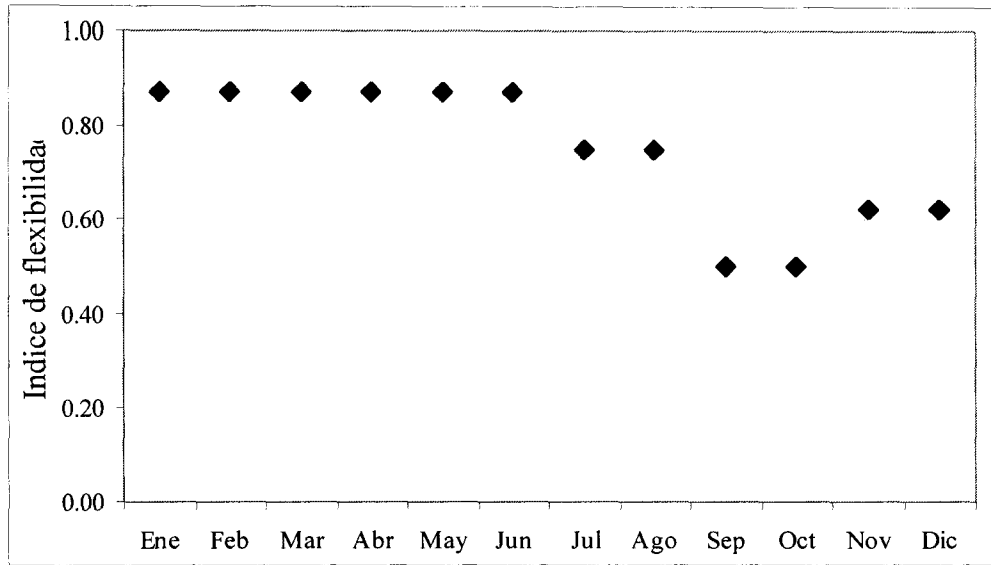


Figura 28. Tiempo vs Índice de flexibilidad promedio en el proceso

#### 4) Confiabilidad

De acuerdo al valor obtenido para el índice de confiabilidad del proceso que fue de 0.79 se puede asegurar que hay áreas de oportunidad relacionadas con éste concepto, pues el valor indica que hay descontrol en los equipos, ya sea por el tiempo de operación, por problemas de calidad y cantidad de mantenimiento, por falta de refacciones, etc. La Figura 29 permite visualizar las variaciones que hay de mes a mes en la cantidad y duración de las fallas, se puede observar como la duración de las fallas en algunos meses estuvo muy alta, hasta de 317.75 horas y en otro mes tan solo de 9.75 horas, lo que demuestra el descontrol que hay en este aspecto. Lo mismo se puede observar con la cantidad de fallas, en las que en un mes tuvo hasta 21 fallas y en otro tan solo 3.

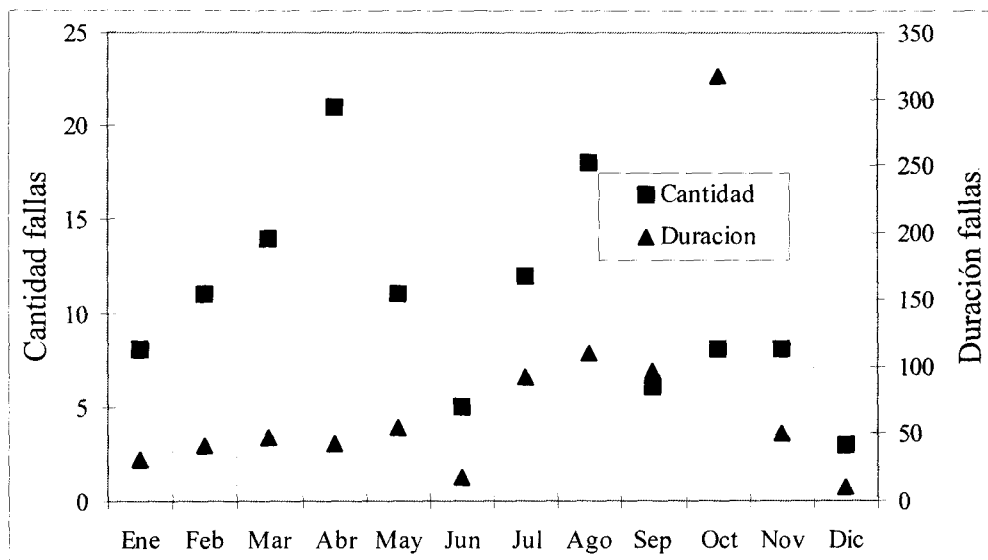


Figura 29. Cantidad y duración de fallas por mes

### 5) Eficiencia

El valor del índice de eficiencia, 0.84, indica que se tienen áreas de oportunidad pues su valor fue alto, es decir que se está quemando más del gas que la plataforma debería quemar. Hay que recordar que el gas quemado repercute en cuestiones ambientales y en cuestiones económicas para la compañía, por eso es tan importante tener en cuenta este índice. En las Figuras 30 y 31 se observa la separación entre el gas quemado y la meta en cada mes. Teniendo en cuenta que la meta del gas quemado varía de acuerdo a lo que llegue de gas desde el tren de separación, el gas quemado real debería variar con igual magnitud, pero como se observa en dichas figuras no se cumple y además se encuentran muy por encima de este valor. De acuerdo a la figura se concluye que en la plataforma de Permanente la meta en la quema de gas no se cumplió ni siquiera en los últimos meses del año en los que se requirió el funcionamiento de un solo compresor (ver figura 27), lo que demuestra el descontrol en el proceso.

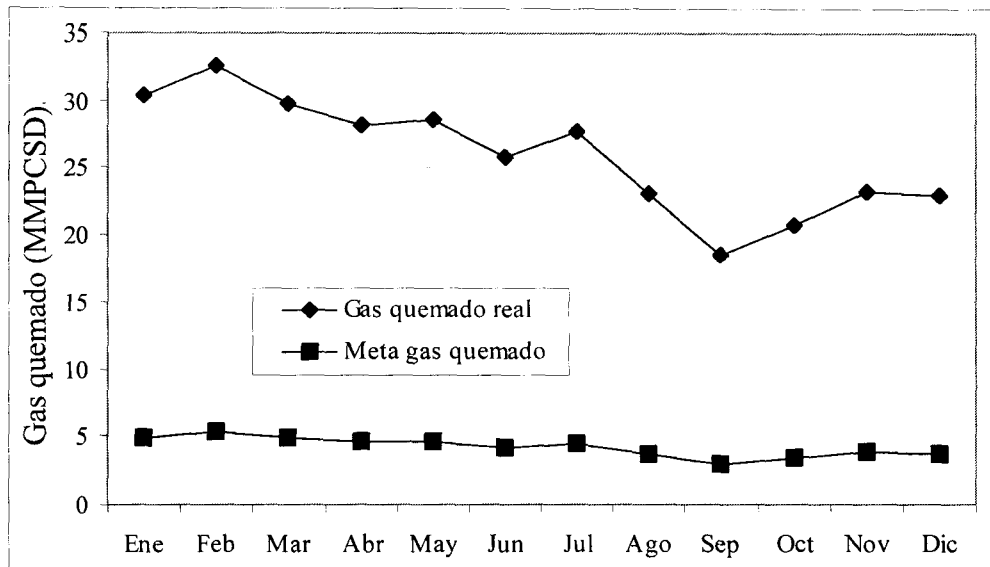


Figura 30. Gas quemado real vs Meta de gas quemado (Plataforma de Compresión).

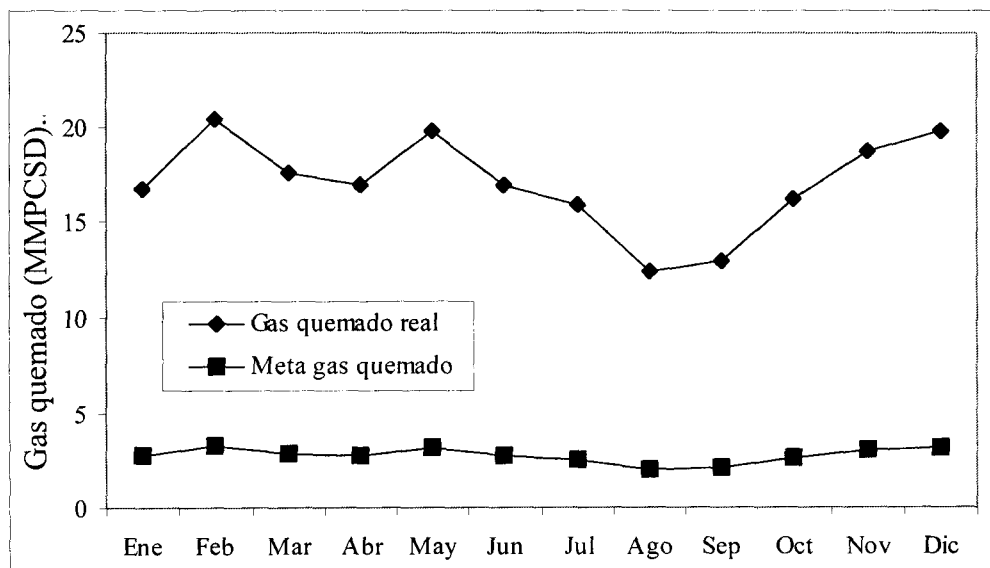


Figura 31. Gas quemado real vs Meta de gas quemado (Plataforma de Permanente).

Como se observa en la Figura 32, el promedio del gas quemado en el complejo, como se esperaba, se encuentra muy alejado de la meta de gas establecida.

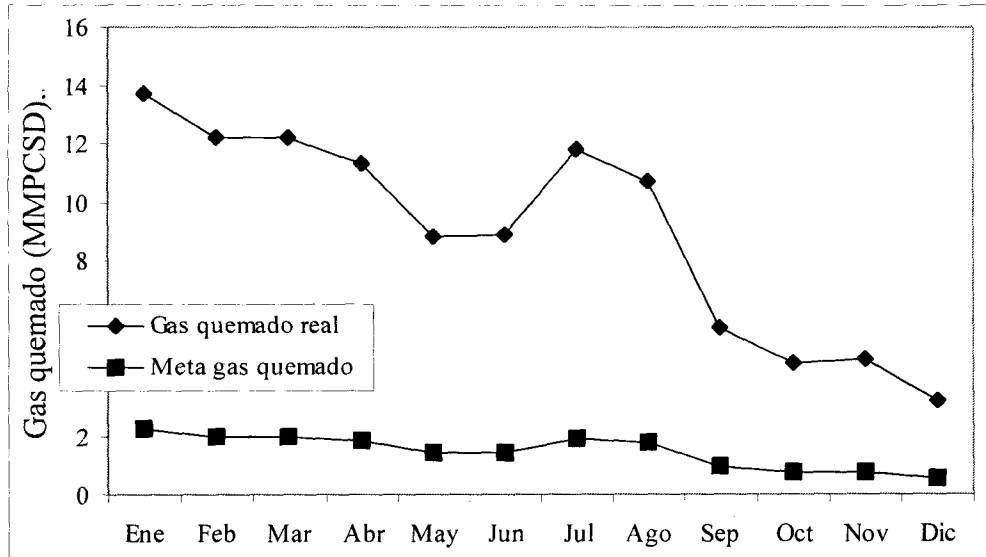


Figura 32. Gas quemado real vs Meta de gas quemado

#### 6) Seguridad

En cuanto a este índice también se encontró un valor alto en seguridad, 0.68, ya que el tipo de proceso presenta un índice alto de accidentes y riesgo de eventualidades extraordinarias.

#### 7) Medio Ambiente

Como se observó en el índice de eficiencia, con el valor que se obtuvo, se tienen posibles áreas de oportunidad por este motivo.

#### *Áreas de oportunidad detectadas*

Al evaluar el proceso con los índices anteriores y al constatar los resultados durante la visita al complejo, se obtuvieron las siguientes áreas de oportunidad:

- Reducir la quema de gas por rechazos de Atasta.**  
 Esta área de oportunidad impacta directamente en el índice de eficiencia, ya que se disminuye la cantidad de gas quemado y la relación dará más cercana a cero. También influye en la capacidad y flexibilidad, ya que esa disminución de gas quemado debe generar un aumento en el gas comprimido. Y por último también entrará a mejorar el índice de medio ambiente, pues disminuirán las emisiones a la atmósfera.
- Mejorar el rendimiento del proceso de compresión.**  
 El aumento de la capacidad de compresión se requiere para disminuir el gas quemado en plataforma y por ende aumentar el gas enviado hacia Atasta, por lo cual afecta al índice de eficiencia del proceso, al de capacidad del proceso, al de flexibilidad y al de medio ambiente.

- **Aumentar el aprovechamiento de los condensados.**  
El índice de capacidad de proceso se ve impactado por el retorno de condensados hacia el Tren de separación.
- **Reducir situaciones riesgosas en compresión.**  
Por el tipo de proceso se tienen muchas situaciones riesgosas en compresión, por lo cual se definió como área de oportunidad para tratar de disminuir la cantidad, la intensidad y la frecuencia de las mismas. Esta área impacta en seguridad básicamente.
- **Reducir el potencial de paros en compresores.**  
Esta área de oportunidad salió a partir de la información encontrada en el índice de disponibilidad del proceso y en el de confiabilidad. También es muy importante para el índice de eficiencia y el de medio ambiente, ya que algunos paros aumentan la cantidad de gas quemado.
- **Mejorar el funcionamiento global de los quemadores.**  
La seguridad en el complejo se ve fuertemente afectada por el mal funcionamiento de los pilotos y por el desfogue de condensados al quemador por lo cual fue importante involucrar esta área de oportunidad, que además impacta en el medio ambiente, por la mala combustión del sistema.

#### 5.1.4 EVALUACIÓN DE ÁREAS DE OPORTUNIDAD

La evaluación de las áreas de oportunidad se realizó midiendo la incidencia que presentan en cada uno de los diferentes procesos del complejo y la incidencia en los índices seleccionados. A continuación se presentan todas las áreas de oportunidad del complejo en orden descendente por su valoración de potencial de impacto.

Tabla 17. Lista de áreas de oportunidad jerarquizadas de mayor a menor impacto para el Complejo Abkatun-A

| No. | Lista de Areas de Oportunidad                                                  | Proceso                 | Evaluación |
|-----|--------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------------|
| 1   | Satisfacer la demanda de gas combustible, y que este sea de buena calidad      | Endulzamiento           | 7.562      |
| 2   | Aumentar la habilidad del sistema para hacer frente a eventualidades           | Aceite de Calentamiento | 5.393      |
| 3   | Disminuir los picos de H <sub>2</sub> S                                        | Endulzamiento           | 5.138      |
| 4   | Analizar el uso de fuentes alternas de energía para el calentamiento de aceite | Aceite de Calentamiento | 5.128      |
| 5   | Aumentar la disponibilidad del equipo de endulzamiento                         | Endulzamiento           | 5.005      |
| 6   | Mejorar el funcionamiento global de los quemadores                             | Compresión              | 3.860      |
| 7   | Disminuir frecuencias de fallos y paros en bombas                              | Bombeo                  | 3.437      |
| 8   | Disminuir el potencial de paros en compresores                                 | Compresión              | 3.329      |
| 9   | Disminuir frecuencias de fallos y paros en bombas                              | Bombeo                  | 3.211      |

Tabla 17. Lista de áreas de oportunidad jerarquizadas de mayor a menor impacto para el Complejo Abkatun-A (continuación)

| No. | Lista de Areas de Oportunidad                                                                 | Proceso                     | Evaluación |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|------------|
| 10  | Disminuir las variaciones en las condiciones de operación del tren de separación (P, T, N, Q) | Tren de separación          | 2.942      |
| 11  | Disminuir las variaciones en las condiciones de operación del tren de separación (P, T, N, Q) | Tren de separación          | 2.942      |
| 12  | Disminuir el numero de fallas en el arranque de bombas                                        | Bombeo                      | 2.894      |
| 13  | Mejorar el desempeño del proceso de compresión                                                | Compresión                  | 2.833      |
| 14  | Mejorar la separación gas-aceite (alcanzar equilibrio gas-líquido)                            | Tren de separación          | 2.633      |
| 15  | Disminuir el número de eventos de arrastre de aceite en el gas a compresores                  | Tren de separación          | 2.630      |
| 16  | Mejorar calidad del gas                                                                       | Tren de separación          | 2.630      |
| 17  | Verificación de la carga hidráulica                                                           | Red de agua contra incendio | 2.426      |
| 18  | Mejorar el desempeño en el proceso de compresión                                              | Compresión                  | 2.425      |
| 19  | Disminuir consumo de Amina                                                                    | Endulzamiento               | 2.227      |
| 20  | Disminuir el potencial de paros en compresores                                                | Compresión                  | 2.202      |
| 21  | Disminuir situaciones riesgosas en compresión                                                 | Compresión                  | 2.139      |
| 22  | Disminuir el numero de fallas en el arranque de bombas                                        | Bombeo                      | 2.004      |
| 23  | Automatizar la respuesta de bombas                                                            | Red de agua contra incendio | 1.800      |
| 24  | Aumento en potencial del sistema de drenaje para manejar flujos extraordinarios               | Sistema de drenaje          | 1.706      |
| 25  | Aumento en el potencial del sistema de drenaje para manejar flujos extraordinarios            | Sistema de drenaje          | 1.706      |
| 26  | Disminuir la quema de gas por rechazos de Atasta                                              | Compresión                  | 1.614      |
| 27  | Disminuir quema de gas por rechazos de Atasta                                                 | Compresión                  | 1.614      |
| 28  | Incrementar la calidad del aire para instrumentos                                             | Aire para instrumentos      | 1.563      |
| 29  | Monitoreo de mantenimiento correctivo en la red                                               | Red de agua contra incendio | 1.342      |
| 30  | Aumentar la productividad del sistema de aceite de calentamiento                              | Aceite de Calentamiento     | 1.167      |
| 31  | Cumplimiento con la norma de descarga de grasas y aceites                                     | Sistema de drenaje          | 1.156      |
| 32  | Cumplimiento con la norma de descarga de grasas y aceites                                     | Sistema de drenaje          | 1.100      |
| 33  | Disminuir el impacto de H <sub>2</sub> S en el medio ambiente                                 | Endulzamiento               | 0.845      |
| 34  | Incrementar la flexibilidad en el proceso de secado de aire                                   | Aire para instrumentos      | 0.649      |
| 35  | Aumentar el aprovechamiento de los condensados                                                | Compresión                  | 0.558      |
| 36  | Aumentar el aprovechamiento de los condensados                                                | Compresión                  | 0.558      |



Tabla 17. Lista de áreas de oportunidad jerarquizadas de mayor a menor impacto para el Complejo Abkatun-A (continuación)

| No. | Lista de Areas de Oportunidad                                   | Proceso                         | Evaluación |
|-----|-----------------------------------------------------------------|---------------------------------|------------|
| 37  | Incrementar la confiabilidad en la red de agua contra incendio  | Red de agua contra incendio     | 0.527      |
| 38  | Analizar los flujos de aire de instrumentos                     | Aire para instrumentos          | 0.377      |
| 39  | Reducir caídas de presión                                       | Red de agua contra incendio     | 0.235      |
| 40  | Mejorar la calidad del gas combustible                          | Generación de energía eléctrica | 0.158      |
| 41  | Incrementar la calidad en la generación de la energía eléctrica | Generación de energía eléctrica | 0.158      |
| 42  | Incrementar la calidad en la red de distribución                | Aire para instrumentos          | 0.153      |

En las Tablas 18 y 19 se tienen todas las áreas de oportunidad de compresión detectadas para cada plataforma con su ponderación respectiva.

Tabla 18. Areas de oportunidad jerarquizadas de acuerdo a la metodología (Permanente)

| Areas de oportunidad                             | Evaluación |
|--------------------------------------------------|------------|
| Mejorar el funcionamiento global de quemadores   | 3.86       |
| Reducir el potencial de paros en compresores     | 3.33       |
| Mejorar el rendimiento del proceso de compresión | 2.43       |
| Reducir situaciones riesgosas en compresión      | 2.14       |
| Reducir quema de gas por rechazos de Atasta      | 1.61       |
| Aumentar el aprovechamiento de los condensados   | 0.56       |

Tabla 19. Areas de oportunidad jerarquizadas de acuerdo a la metodología (Compresión)

| Areas de oportunidad                           | Evaluación |
|------------------------------------------------|------------|
| Mejorar el desempeño del área de compresión    | 2.83       |
| Disminuir el potencial de paros en compresores | 2.20       |
| Disminuir quema de gas por rechazos de Atasta  | 1.61       |
| Aumentar el aprovechamiento de los condensados | 0.56       |

De estas áreas de oportunidad fueron seleccionadas las siguientes por impactar en la quema de gas y en la reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera.

- Mejorar el funcionamiento global de los quemadores.
- Disminuir el potencial de paros en compresores.
- Mejorar el rendimiento del proceso de compresión.

## **5.2 FASE II. Identificación de los mecanismos de origen de las áreas de oportunidad**

### **5.2.1 MEJORAR FUNCIONAMIENTO GLOBAL DE LOS QUEMADORES**

El sistema del quemador debe funcionar adecuadamente para disminuir riesgos, como lo serían el emanar gases amargos sin ser quemados al medio ambiente, el derrame de hidrocarburos al mar o el recibir una cantidad de gas mayor al definido por diseño, así se planteó esta área de oportunidad para encontrar la causa origen que la ocasiona.

#### **ESTRUCTURA CAUSA-EFECTO PARA MEJORAR EL FUNCIONAMIENTO GLOBAL DE LOS QUEMADORES**

En esta sección se presentan los mecanismos de origen del área de oportunidad. Se definieron dos causas inmediatas: mal funcionamiento por el quemador y por la calidad del gas. Cada una de estas causas se desglosa en las Figuras 33 y 34 que se presentan a continuación.

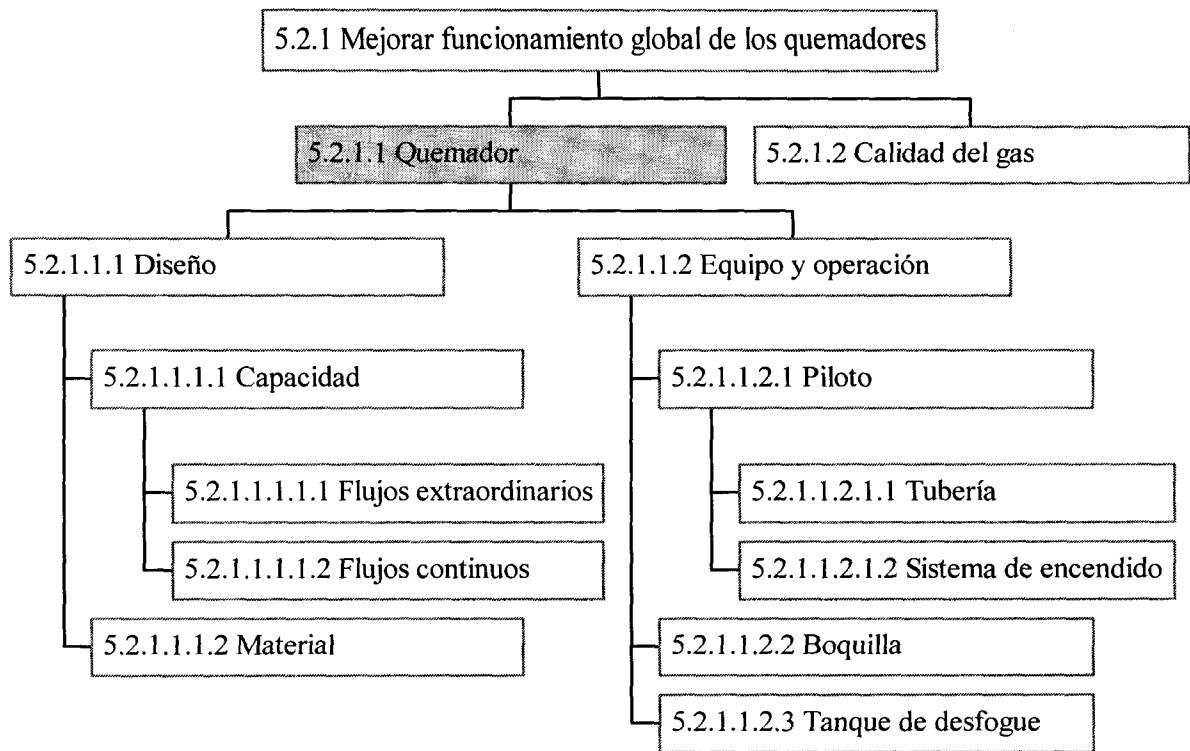


Figura 33. Árbol causa-efecto del área de oportunidad “Mejorar funcionamiento global de los quemadores”

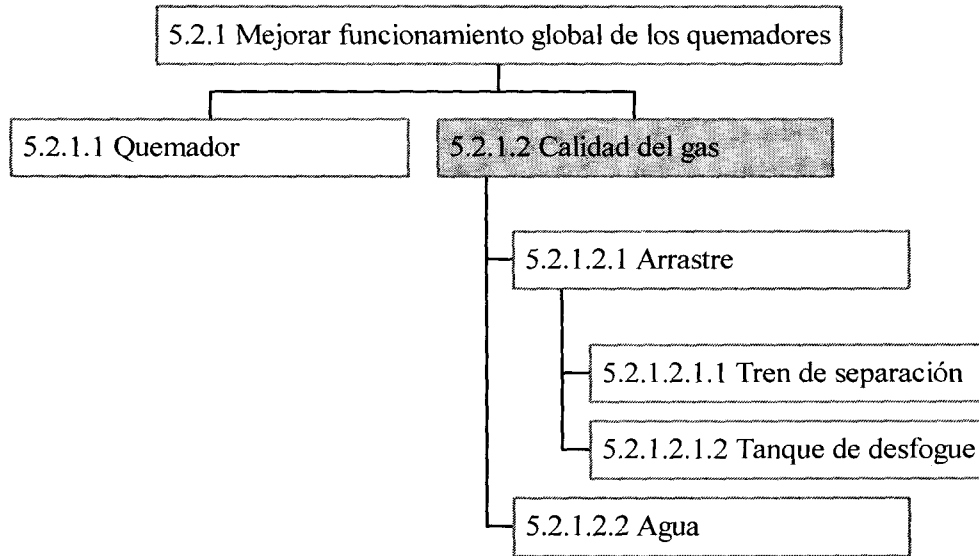


Figura 34. Árbol causa-efecto del área de oportunidad “Mejorar funcionamiento global de los quemadores”

## ANÁLISIS DE LOS MECANISMOS DE ORIGEN

En esta área de oportunidad se identificaron dos posibles causas principales y a su vez se identificaron los orígenes de estas hasta llegar a un origen principal que se explica a continuación.

### 5.2.1.1 Quemador.

La primer causa principal es la que tiene que ver con el equipo que se esta utilizando para quemar los gases de desfogue, este debe cumplir con ciertos requerimientos que son dados por el Instituto Americano del Petróleo (API).

#### 5.2.1.1.1 Diseño.

En el diseño del quemador y sus accesorios es importante tener en cuenta varios factores como lo son la capacidad que requiere para manejar los flujos que se presenten y el material utilizado, en particular teniendo en cuenta la seguridad del personal que labora en la plataforma y de las mismas instalaciones.

##### 5.2.1.1.1.1 Capacidad.

Hay dos flujos que deben ser tomados en cuenta durante el diseño de un quemador, los flujos extraordinarios y los flujos continuos, los cuales se presentan a continuación:

5.2.1.1.1.1 Flujos extraordinarios.

Las boquillas en los quemadores vienen diseñadas para soportar cierto flujo y presión el cual ha sido rebasado esporádicamente ocasionando que se encuentre en mal estado. Este rebase del flujo volumétrico de gases expulsados por el quemador se da sobre todo cuando hay rechazos de Atasta o maniobras extraordinarias pues el gas quemado aumenta considerablemente. En la Figura 35 se observa como en enero de 1999 se tuvieron varios días con aumentos exagerados en el gas quemado.

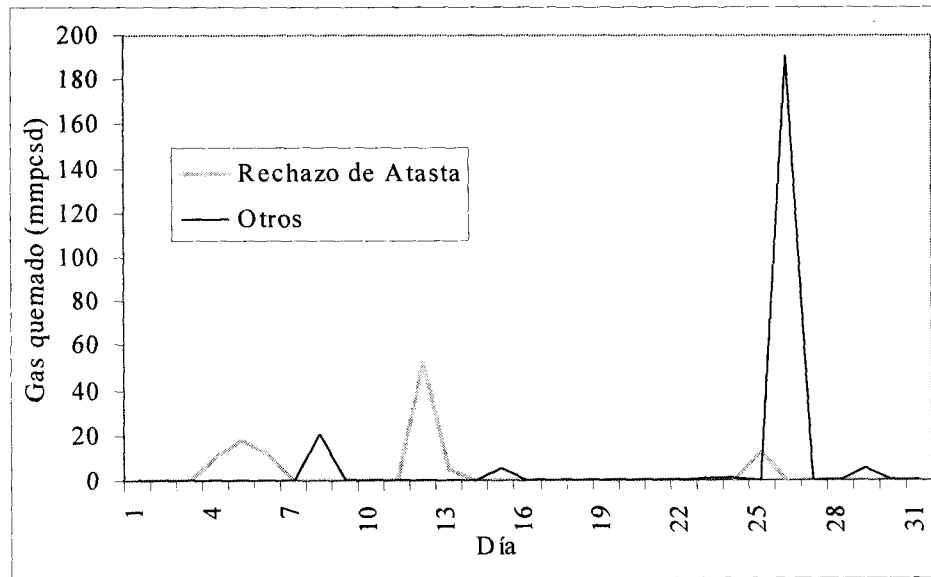


Figura 35. Gas quemado por rechazos de Atasta y por otros conceptos

En la Figura 35 se observa que el 12 de enero de 1999 se quemaron 52.6 mmcs por rechazo de Atasta y el más crítico que fue el 26 de enero de 1999, con 191.1 mmcs por la libranza en Abk-A Compresión durante la instalación de comales en la planta deshidratadora. De aquí se puede concluir que aunque el promedio de gas quemado en todo Abk-A durante 1999 fue de 26 mmcsd, algunos días se llega a quemar mayor cantidad.

5.2.1.1.1.2 Flujos continuos.

Los flujos continuos no son tan problemáticos como los flujos extraordinarios ya que son de valores mucho menores que se obtienen durante el funcionamiento normal del proceso.

5.2.1.1.1.2 Material.

El material de la boquilla puede ser otra de las causas del mal funcionamiento del quemador, ya que debe ser evaluado durante el diseño para aguantar altas temperaturas, altas presiones y altos niveles de H<sub>2</sub>S.

#### *5.2.1.1.2 Equipo y operación.*

El equipo y la operación del quemador pueden ser otra causa del mal funcionamiento en los quemadores, y en ese sentido se deben evaluar los siguientes accesorios del quemador.

##### *5.2.1.1.2.1 Piloto.*

El piloto en los quemadores es utilizado para mantener la llama encendida en todo momento y así evitar el riesgo de que salgan gases amargos sin quemar. En la plataforma de permanente no se tiene funcionando esta llama piloto por lo cual se ha tenido períodos de tiempo con el quemador apagado y emitiendo gases a la atmósfera, aumentando así el riesgo para el personal que labora en esta zona por inhalación y explosión de los mismos. En estos momentos se tiene direccionado gran cantidad de gas de baja presión hacia el quemador para mantenerlo encendido. Un piloto funcionando adecuadamente utiliza gas dulce en pequeñas cantidades.

##### *5.2.1.1.2.1.1 Tubería.*

La tubería que tiene el piloto puede ser una de las causas de que no este operando adecuadamente este sistema, ya que por esta tubería es que se envía el gas dulce que se quema para mantener encendido al piloto. Las horas de operación son muy importantes en este sistema, ya que su vida útil se ve mermada por las altas temperaturas que alcanza en la boquilla, por los gases con ácido sulfhídrico que se queman en el sistema de alivio o por el ambiente corrosivo, sin embargo, se pudo constatar que hace un año se realizó una reparación general al piloto, por lo cual queda descartada.

##### *5.2.1.1.2.1.2 Sistema de encendido.*

El encendido es un factor muy importante en el sistema del piloto ya que en caso de que se apague, fácilmente se puede encender desde un lugar lejano sin aumentar el riesgo del personal. Para encender el quemador en estos momentos se envía gran cantidad de gas amargo para luego disparar una pistola de cartuchos que dan la chispa para encenderlo. Entre los problemas que tiene este tipo de encendido se encuentra la emisión de gran cantidad de gas amargo a la atmósfera y la explosión generada durante el encendido con los consabidos problemas al medio ambiente y el riesgo para el personal respectivamente. En la Figura 36 se observa el tipo de encendido que se lleva a cabo actualmente.



Figura 36. Encendido del quemador con bengala

En esta figura se observa la chispa de la bengala que es señalada con la punta de la flecha y la estela que dejó la bengala para encender el quemador, lo cual reafirma los comentarios con respecto al alto riesgo del personal que realiza estas maniobras. Algunos de los pasos que se llevan a cabo para el encendido del quemador por este método son:

- Direccionar gran cantidad de gas amargo hacia el quemador.
- Ubicar una persona a dos metros de la base del quemador.
- Disparar la bengala en dirección a la punta del quemador.
- Disminuir el flujo hasta las condiciones de operación.

El primer paso es de alto riesgo porque el gas enviado a la atmósfera es gas amargo que es peligroso para el personal que labora en el área si se evalúa la dirección del viento y la proximidad de la plataforma, además, genera una gran contaminación al ambiente, pues se está enviando gas sin quemar compuesto por hidrocarburos y ácido sulfhídrico y por último están las pérdidas económicas por el gas que se deja de enviar hacia Atasta.

Los dos pasos siguientes son de mayor riesgo para la persona encargada de disparar la bengala ya que se ubica a una distancia aproximada de dos metros de la base del quemador, recibiendo directamente el fogonazo de la explosión generada. También corre el riesgo de ser quemado por hidrocarburos líquidos que salgan del quemador o que inhale el gas enviado a la atmósfera.

#### 5.2.1.1.2.2 *Boquilla.*

El otro tipo de aditamento o equipo que esta generando un mal funcionamiento de los quemadores es la boquilla. En la Figura 37 se presenta una foto en la que se observa el estado de la boquilla del quemador de la plataforma de Permanente.

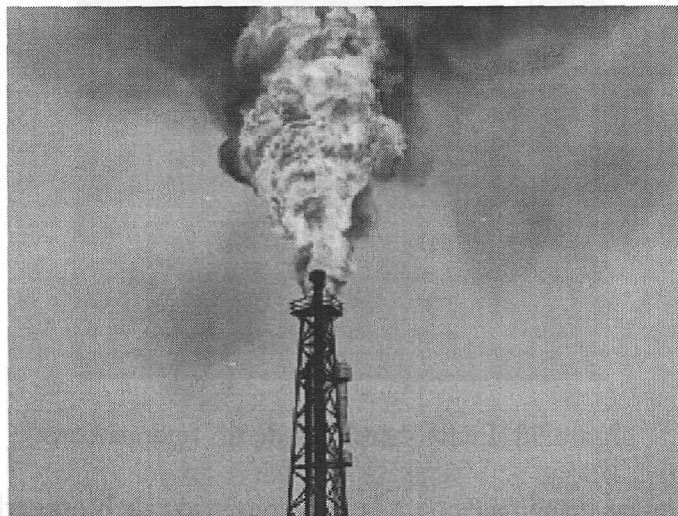


Figura 37. Estado de la boquilla del quemador

Como se observa en la figura la boquilla del quemador se encuentra en mal estado, ya que la llama no sale de la parte superior de la misma, sino de todos lados.

Al igual que con la tubería del piloto las posibles causas del mal funcionamiento del quemador es por problemas de diseño al sobrepasarse la capacidad instalada. Otra causa sería la que se lista a continuación.

#### 5.2.1.1.2.3 *Tanque de desfogue.*

Un equipo adicional que genera mal funcionamiento del quemador es el Tanque de desfogue que esta ubicado en el puente entre la plataforma de permanente y el quemador. En este se homogeneiza la mezcla de gases que se van a quemar y se realiza la última retención de hidrocarburos líquidos antes del quemador. Estos líquidos son devueltos al tren de separación para ser separados nuevamente.

En la Figura 38 se presenta una foto de los quemadores de la plataforma, en los que se observa la separación que tiene la llama de la boquilla del quemador (también se genera por la velocidad de salida de los gases) y el color del humo generado, lo cual demuestra la quema de hidrocarburos pesados.



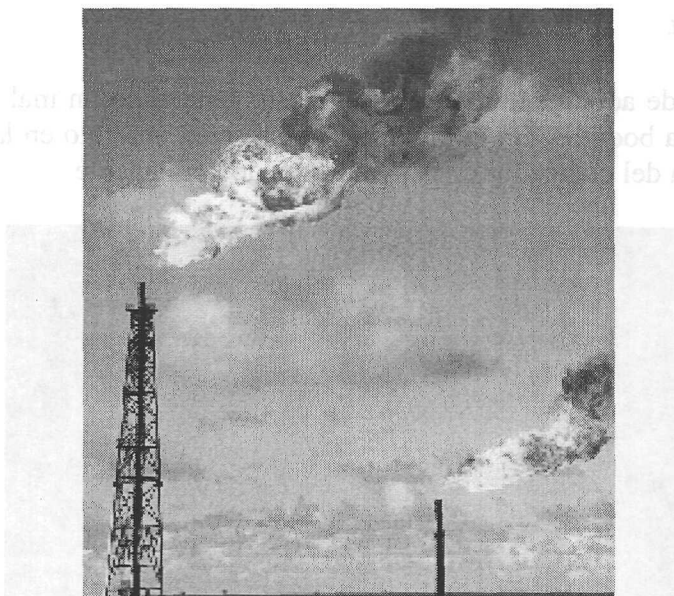


Figura 38. Funcionamiento de los quemadores

Una de las causas principales para la mala retención de hidrocarburos pesados en el tanque de desfogue, es el control de nivel el cual se realiza manualmente. El operador de turno debe estar revisando frecuentemente que la cantidad de hidrocarburos capturados no exceda cierto nivel, y al poner a funcionar la bomba los retorne al tren de separación. Este tipo de control posibilita que por un descuido el nivel de hidrocarburos exceda el permitido y sean arrastrados al quemador, en ocasiones apagando la llama del quemador y derramándose en el mar, y en otras generando una mala combustión que aumenta los contaminantes en el medio ambiente.

Adicional a este tipo de control, se encontró que se tiene una bomba neumática para descargar los hidrocarburos capturados en dos tanques, lo que en alguna eventualidad no sería suficiente para descargarlos rápidamente.

#### 5.2.1.2 Calidad del gas.

Otra de las posibles causas del mal funcionamiento de los quemadores es la calidad del gas que se lleva hacia el quemador, contiene arrastre de hidrocarburos y/o agua.

##### 5.2.1.2.1 Arrastre.

Los hidrocarburos que son arrastrados hacia el quemador generan una mayor contaminación del medio ambiente y erosión en la boquilla al chocar las partículas a gran velocidad con esta superficie generando daños mayores.

#### *5.2.1.2.1.1 Tren de separación.*

En el tren de separación debe controlarse el arrastre de hidrocarburos, por eso fue evaluado con el área de oportunidad "Disminuir los eventos de arrastre en el tren de separación".

#### *5.2.1.2.1.2 Tanque de desfogue.*

Para disminuir la contaminación generada por la cantidad de hidrocarburos quemados, disminuir riesgos mayores y aprovechar al máximo estos hidrocarburos capturados, el tanque de desfogue en mención debe tener unos adecuados internos para realizar una mejor retención de los líquidos que se dirigen hacia el quemador.

#### *5.2.1.2.2 Agua.*

En ocasiones el gas que llega al quemador contiene gran cantidad de agua, la cual apaga la llama, permitiendo la emisión de hidrocarburos sin quemar a la atmósfera.

### **IDENTIFICACION DEL MECANISMO DE ORIGEN PRINCIPAL**

Después de haber realizado un análisis detallado de las causas que generan el mal funcionamiento del quemador, se encuentra que el quemador debió ser diseñado para quemar la capacidad total de la plataforma, para que en caso de un daño general en el proceso pueda aliviar la carga completa que esta llegando desde el tren de separación. Sin embargo, la producción ha aumentado considerablemente en los últimos años, y ya no se cumple con esta exigencia, lo que indica que es uno de los orígenes principales.

Los otros orígenes son el funcionamiento del piloto y el arrastre de hidrocarburos que llegan hasta el quemador, lo que aunado a las altas velocidades erosiona las piezas del mismo.

Las Figuras 39 y 40 muestran los orígenes principales.

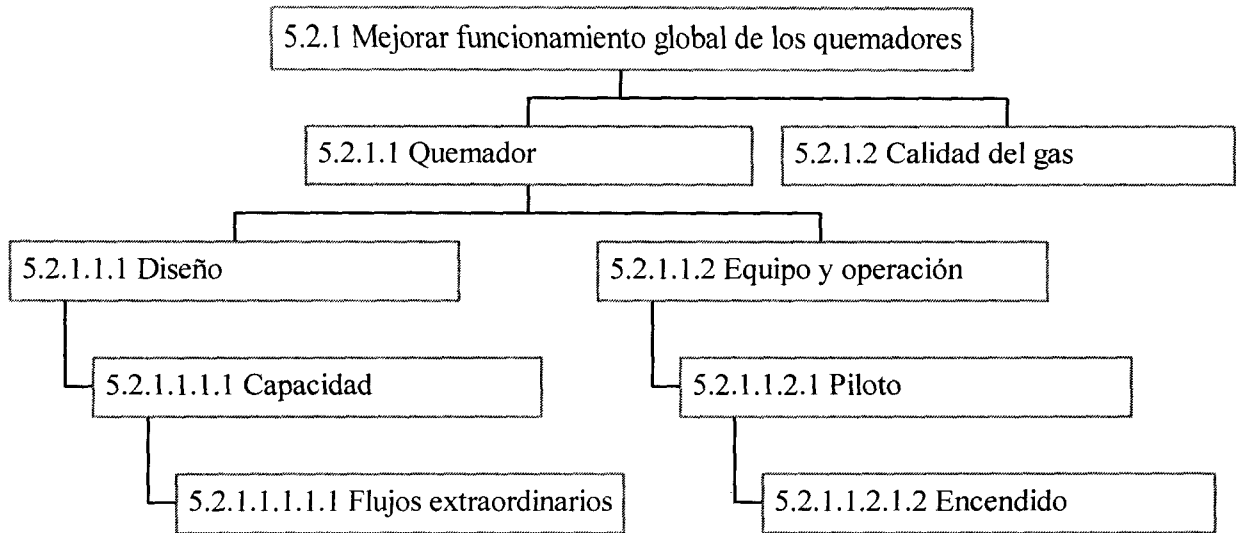


Figura 39. Mecanismos de orígenes principales del quemador.

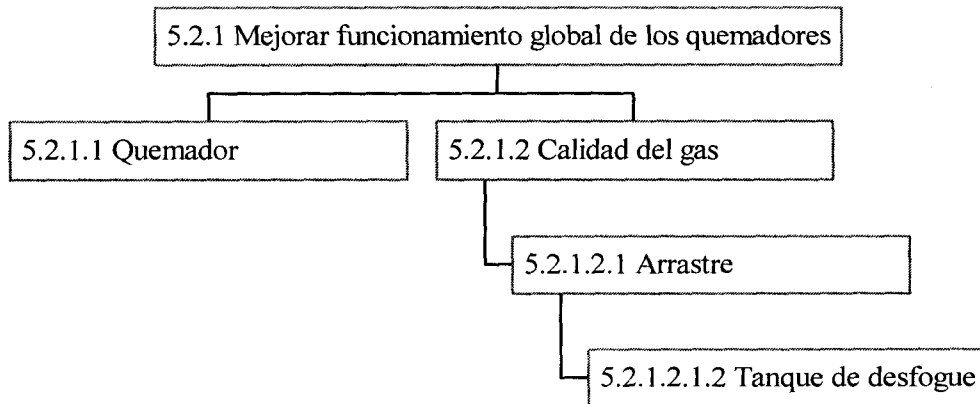


Figura 40. Mecanismos de orígenes principales de la calidad del gas.

De acuerdo al análisis realizado, las principales causas de origen del área de oportunidad “Mejorar el funcionamiento global de los quemadores” son el manejo de los flujos extraordinarios que se generan dentro del proceso, el mal funcionamiento del piloto y el arrastre que no es retenido en el tanque de desfogue.

## 5.2.2 REDUCIR EL POTENCIAL DE PAROS EN COMPRESORES

El proceso continuo que se lleva a cabo en el tren de separación obliga a que en el área de compresión se trabaje de forma continua también, por lo que cualquier paro de los compresores generará una mayor cantidad de gas quemado ya que es la forma de amortiguar dichas eventualidades, además, estos paros traen consigo una disminución en el gas enviado hacia Atasta.

## ESTRUCTURA CAUSA-EFECTO PARA REDUCIR EL POTENCIAL DE PAROS EN COMPRESORES

En esta sección se presentan los mecanismos de origen del área de oportunidad. Se definieron dos causas inmediatas: paros por protección y paros por fallas en los equipos. Cada una de estas causas se desglosa en la Figura 41 que se presenta a continuación.

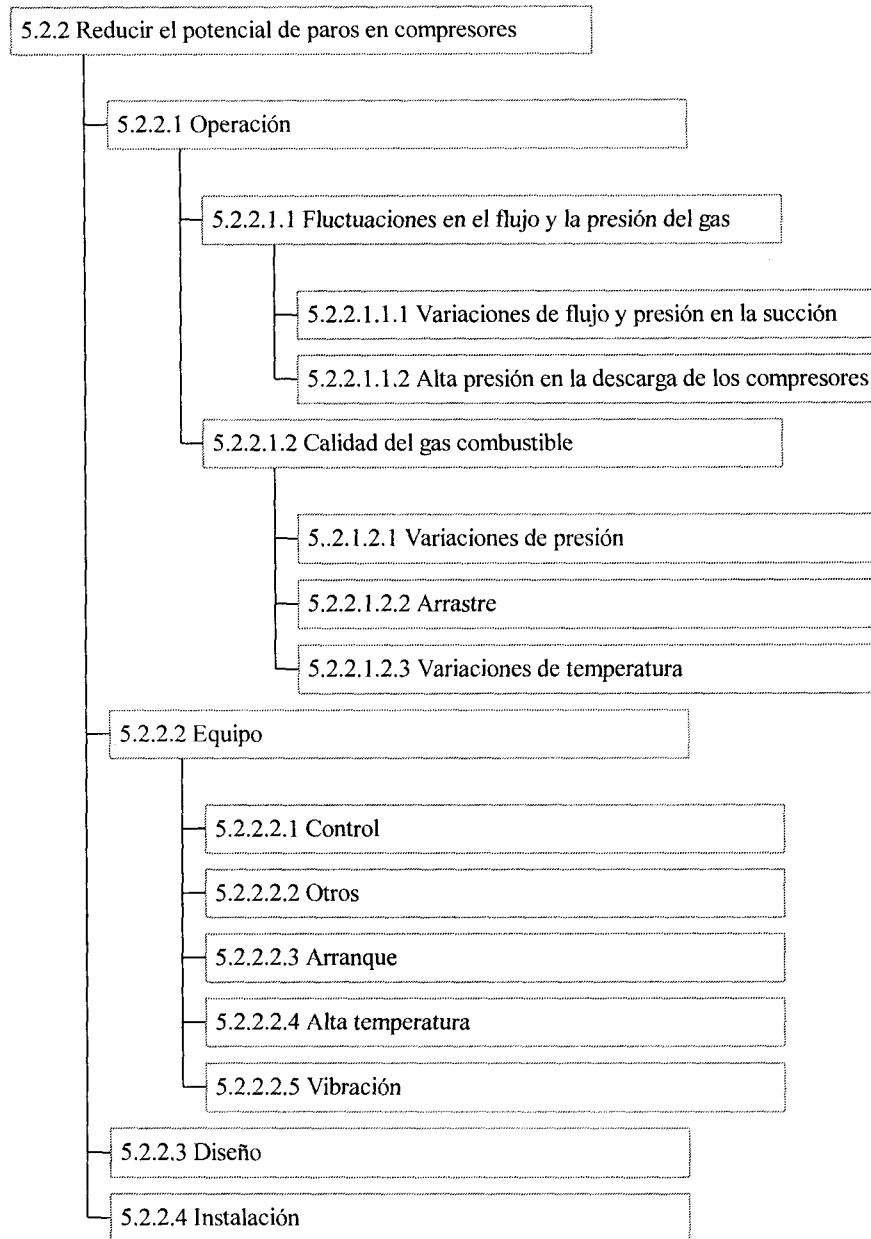


Figura 41. Árbol causa-efecto del área de oportunidad “Reducir el potencial de paros en compresores”

## **ANALISIS DE LOS MECANISMOS DE ORIGEN**

En esta área de oportunidad se identificaron dos posibles causas principales y a su vez se identificaron los orígenes de éstas, hasta llegar a un origen principal que se explica a continuación.

### *5.2.2.1 Operación.*

Durante la operación del equipo se produce un tipo de paros, ocasionados por protección de los mismos equipos al no recibir el producto e insumos con las características necesarias para un buen funcionamiento. Estos paros en algunas ocasiones de acuerdo a la severidad de los mismos generan detención total del equipo y en otros casos están asociados a una disminución en la producción del gas comprimido.

#### *5.2.2.1.1 Fluctuaciones en el flujo y la presión del gas.*

Las fluctuaciones en el flujo y la presión del gas en el proceso de compresión es una de las causas de los paros por protección en los equipos. Esta es una causa muy frecuente de paros parciales de producción y en ocasiones cuando la variación es muy marcada, de paros totales. Hay dos causas que generan paros por fluctuaciones y se describen a continuación.

##### *5.2.2.1.1.1 Variaciones de flujo y presión en la succión.*

Dentro de las fluctuaciones en el flujo y la presión del gas se encuentran las que se originan en la succión, que son las más frecuentes. Estas ocasionan paros por protección ya que las variaciones en la presión y el flujo del gas amargo recibido del Tren de separación generan un funcionamiento errático de los mismos, que si llegan a variaciones muy grandes producen desplazamiento axial del eje y por consiguiente daños internos en los compresores. Como reacción del control de los compresores para reducir los efectos de las variaciones se llevan a cabo recirculaciones en las diferentes etapas del compresor para obtener un mayor flujo a la entrada y reducir su incidencia. En la Figura 42 se presenta uno de los gráficos de control de como impacta esta causa en la descarga del gas de los módulos. La causa raíz para las variaciones de flujo y presión en el gas de entrada a los compresores fue evaluada en conjunto con las áreas de oportunidad del Tren de separación

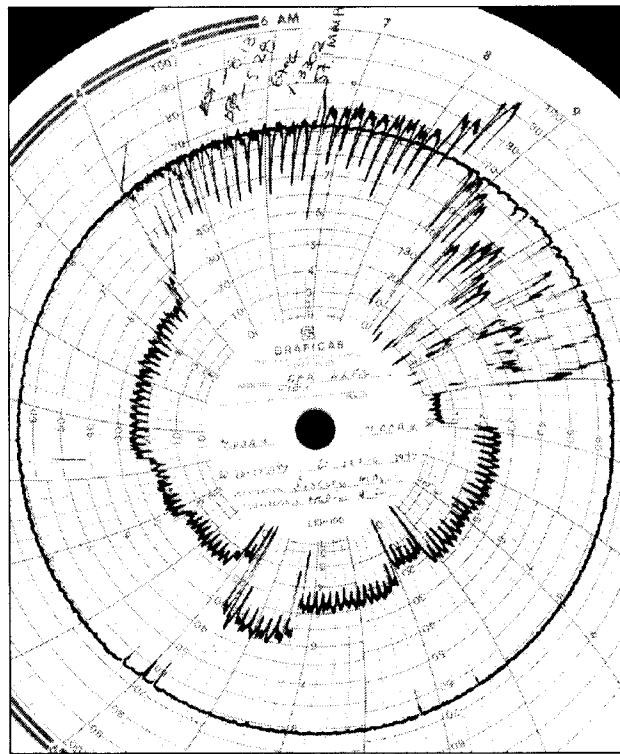


Figura 42. Diagrama de control

#### 5.2.2.1.1.2 Alta presión en la descarga de los compresores.

Otra de las causas de los paros por fluctuaciones, es la alta presión en la descarga cuando hay rechazos en Atasta, ya que al tener condensados manchados o problemas internos en dicha terminal o por ciudad Pemex, se represiona todo el sistema hasta que los módulos reciben dichas variaciones y se dispara alguno como protección.

#### 5.2.2.1.2 Calidad del gas combustible para el generador de gases.

La calidad del gas combustible es otra causa que genera paros por protección de los equipos, lo que afecta el rendimiento del generador de gases ya que este equipo posee dispositivos de control, que al no llegar en condiciones ideales el gas combustible se dispara. Esta causa también fue analizada en el área de oportunidad de "Mejorar el rendimiento en el proceso de compresión" y dentro de las áreas de oportunidad del proceso de endulzamiento. La calidad del gas combustible se ve afectada por lo siguiente.

##### 5.2.2.1.2.1 Variaciones de presión.

Las variaciones en la presión del gas combustible generan paros por protección de los equipos ya que la calidad del gas combustible que se espera es a una presión constante. Esta es la causa más importante que afecta la calidad del gas combustible

#### *5.2.2.1.2.2 Arrastre.*

El arrastre es un parámetro de la calidad del gas combustible que ocasiona paros en el generador de gases, pues se requiere un gas seco para obtener una combustión óptima dentro del equipo.

#### *5.2.2.1.2.3 Variaciones de temperatura.*

Las variaciones de temperatura en el gas combustible afectan tanto el rendimiento del generador de gases durante la combustión como la cantidad de paros en los módulos.

#### *5.2.2.2 Equipo*

Otro de los tipos de paros es por fallas en los equipos, el cual es frecuente en este proceso. Hay varios factores que pueden estar generando las causas que posteriormente se analizarán y son los siguientes:

##### *Mantenimiento.*

Es importante tener un mantenimiento adecuado para reducir la cantidad de fallas en los equipos. Estas fallas generan disminución en la capacidad de compresión y un incremento en la quema de gas.

En la Tabla 7 se muestra la cantidad de horas de mantenimiento preventivo y correctivo durante 1999, con la que se obtuvo que el cumplimiento al programa de mantenimiento preventivo fue del 75 % durante 1999, lo que demuestra que no es por falta de mantenimiento preventivo que hay tantas horas de paros por fallas, sin embargo se tuvieron 9,461.8 horas de mantenimiento correctivo entre los seis módulos, lo que indica que hubo un módulo fuera de operación por este motivo durante todo el año. De acuerdo a lo anterior, deben buscarse otras causas, las cuales entre otras podrían ser que el mantenimiento preventivo no sea el adecuado, no se haga con la periodicidad necesaria o que las refacciones utilizadas no sean de buena calidad.

##### *Horas de operación.*

Las horas de operación del módulo 2 y 6 están cercanas a las horas sugeridas por el fabricante (ver tabla 8), por lo cual este factor puede aumentar las fallas en los equipos.

#### *5.2.2.2.1 Control.*

Los paros generados por fallas en el sistema de control son los más frecuentes y pueden estarse generando por la calidad de los integrados y refacciones, por vibración y por el mantenimiento que se realiza en los mismos equipos. En algunas ocasiones el control genera fallas inexistentes o identifica la causa errónea, lo cual también genera dificultades en la detección de los problemas en los equipos. Dentro de este tipo de fallos se incluyeron los de detección de gas y fuego en el recinto del generador de gases, que fueron frecuentes

entre enero y diciembre de 1999. También se incluyen las fallas en la C.P.U y las fallas en paros de emergencia.

#### *5.2.2.2.2 Otros.*

Dentro de los paros por fallas hay gran cantidad que no se repiten, lo que indica que no es indispensable evaluarlas. Estas fallas por ser tan variadas se nombraron como Otros. Uno de los orígenes que pueden tener las fallas nombradas como "otros" es el mantenimiento como se expreso anteriormente.

#### *5.2.2.2.3 Arranque.*

Básicamente esta falla aparece como secuencia de carga incompleta la cual se puede deber a problemas operativos o del sistema de control.

#### *5.2.2.2.4 Alta temperatura.*

Esta falla será analizada en el área de oportunidad "Mejorar el rendimiento del proceso de compresión"

#### *5.2.2.2.5 Vibración.*

La vibración es una falla poco frecuente en estos módulos de compresión y se debe principalmente a la mala calibración de los sensores que detectan esta anomalía.

#### *5.2.2.3 Diseño*

Otro de los tipos de paro es el que se genera por un mal diseño de los equipos, al utilizar materiales inadecuados, especificaciones incongruentes o capacidades menores a las actuales, sin embargo, no se encontró información que diera peso a esta causa como la responsable de los paros que se generan en los equipos.

#### *5.2.2.2 Instalación*

El último de los tipos de paro es el que se genera durante la instalación de los equipos, sin embargo, tampoco se encontró información que reforzara esta causa.

### **IDENTIFICACION DEL MECANISMO DE ORIGEN PRINCIPAL**

Se asignó una ponderación a cada origen en función de las evidencias encontradas en campo y del análisis anteriormente realizado. La Tabla 20 muestra las ponderaciones de los orígenes del área de oportunidad con información de estadística de fallas.



Tabla 20. Ponderación de los orígenes por estadística de fallas

| Fallas                  | Total (Horas) | Ponderación |
|-------------------------|---------------|-------------|
| Control                 | 268.3         | 29.4%       |
| Otros                   | 260.3         | 28.5%       |
| Calidad del combustible | 155.3         | 17.0%       |
| Alta temperatura        | 113.3         | 12.4%       |
| Arranque                | 61.3          | 6.7%        |
| Vibración               | 55.3          | 6.0%        |
| Total general           | 913.5         | 100.0%      |

Para encontrar las ponderaciones se utilizó la estadística de fallas de módulos.

Después de revisar bitácoras del operador de módulos de compresión y del Jefe B, se encontró que las fluctuaciones es una causa de gran peso para esta área de oportunidad, las cuales no se encuentran reportadas como paros totales de equipo, sin embargo estas fluctuaciones generan recirculación en el compresor lo que le está quitando capacidad de comprimir mayor cantidad de gas durante ese tiempo y que al sumar cierta cantidad de porcentajes de disminución se convierten en horas de paro. Debido a lo anterior se tomó información de los reportes diarios de producción, y se tabuló mes y medio de esta información para obtener un promedio de horas de paro, para utilizar este promedio en los meses base para este análisis, es decir entre enero y diciembre de 1999.

A partir de la información de horas de paro por recirculación de los módulos de compresión se obtuvo una nueva ponderación de los orígenes del área de oportunidad, la cual se presenta en la Tabla 21.

Tabla 21. Ponderación de los orígenes por estadística de fallas

| Fallas                  | Total (Horas) | Ponderación |
|-------------------------|---------------|-------------|
| Fluctuaciones           | 1,277.2       | 58.3%       |
| Control                 | 268.3         | 12.2%       |
| Otros                   | 260.3         | 11.9%       |
| Calidad del combustible | 155.3         | 7.1%        |
| Alta temperatura        | 113.3         | 5.2%        |
| Arranque                | 61.3          | 2.8%        |
| Vibración               | 55.3          | 2.5%        |
| Total general           | 982.9         | 100.0%      |

En la Figura 43 se visualiza mejor las causas que generan esta área de oportunidad.

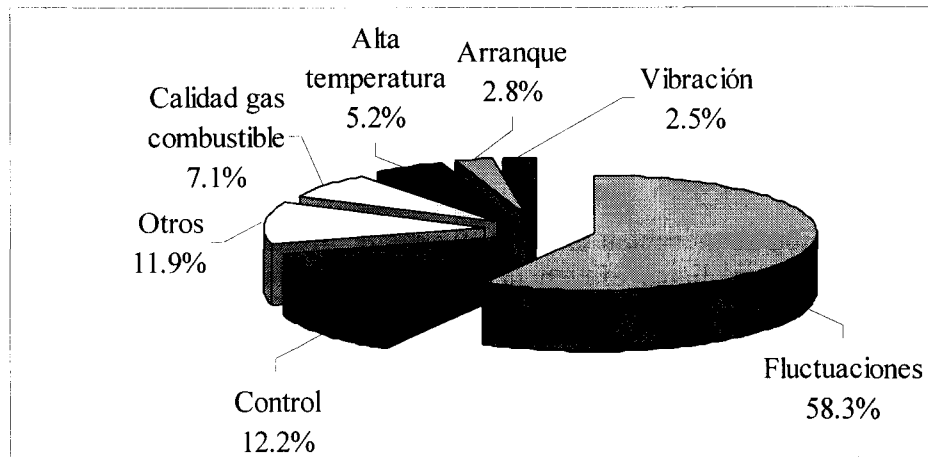


Figura 43. Diagrama de causas para el área de oportunidad de "Reducir el potencial de paros en compresores"

La Figura 44 muestra el mecanismo de origen principal.

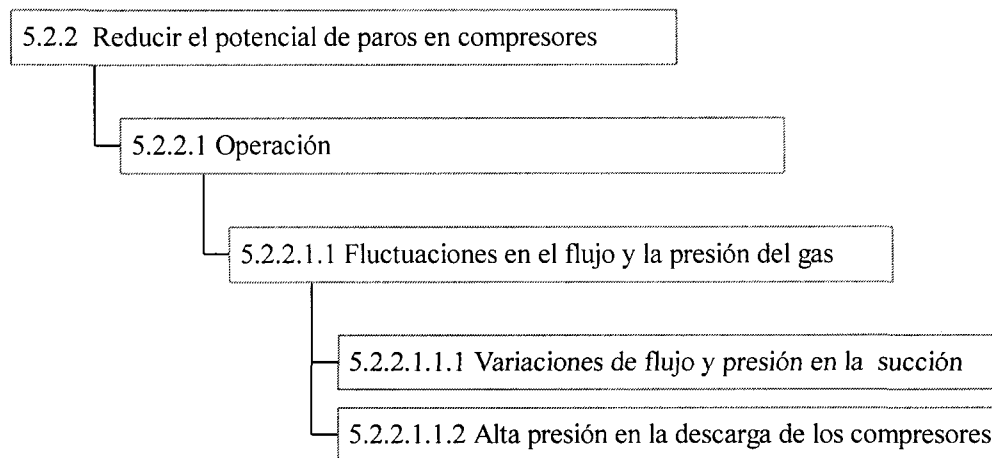


Figura 44. Mecanismo de origen principal.

De acuerdo al análisis realizado, el principal origen del área de oportunidad "Reducir el potencial de paros en compresores" son las fluctuaciones en el flujo y la presión del gas.

### 5.2.3 MEJORAR EL RENDIMIENTO DEL PROCESO DE COMPRESION

De acuerdo a lo observado en los pronósticos de producción para la RMSO, se encuentra un aumento considerable en el manejo de gas para los próximos años, por lo cual se requiere que como primera estrategia se comience a obtener el mayor provecho en la capacidad de los equipos actualmente instalados en la plataforma y después comenzar a pensar en otras alternativas para manejar lo que falte de estos pronósticos. También es

importante que el trabajo que se realiza en la compresión del gas sea eficientemente manejado.

## ESTRUCTURA CAUSA-EFECTO PARA MEJORAR EL RENDIMIENTO DEL PROCESO DE COMPRESION

En esta sección se presentan los mecanismos de origen del área de oportunidad. Se definieron dos causas inmediatas: eficiencia en los compresores y eficiencia en el generador de gases y la turbina de potencia. Cada una de estas causas se desglosa en las Figuras 45 y 46 que se presentan a continuación.

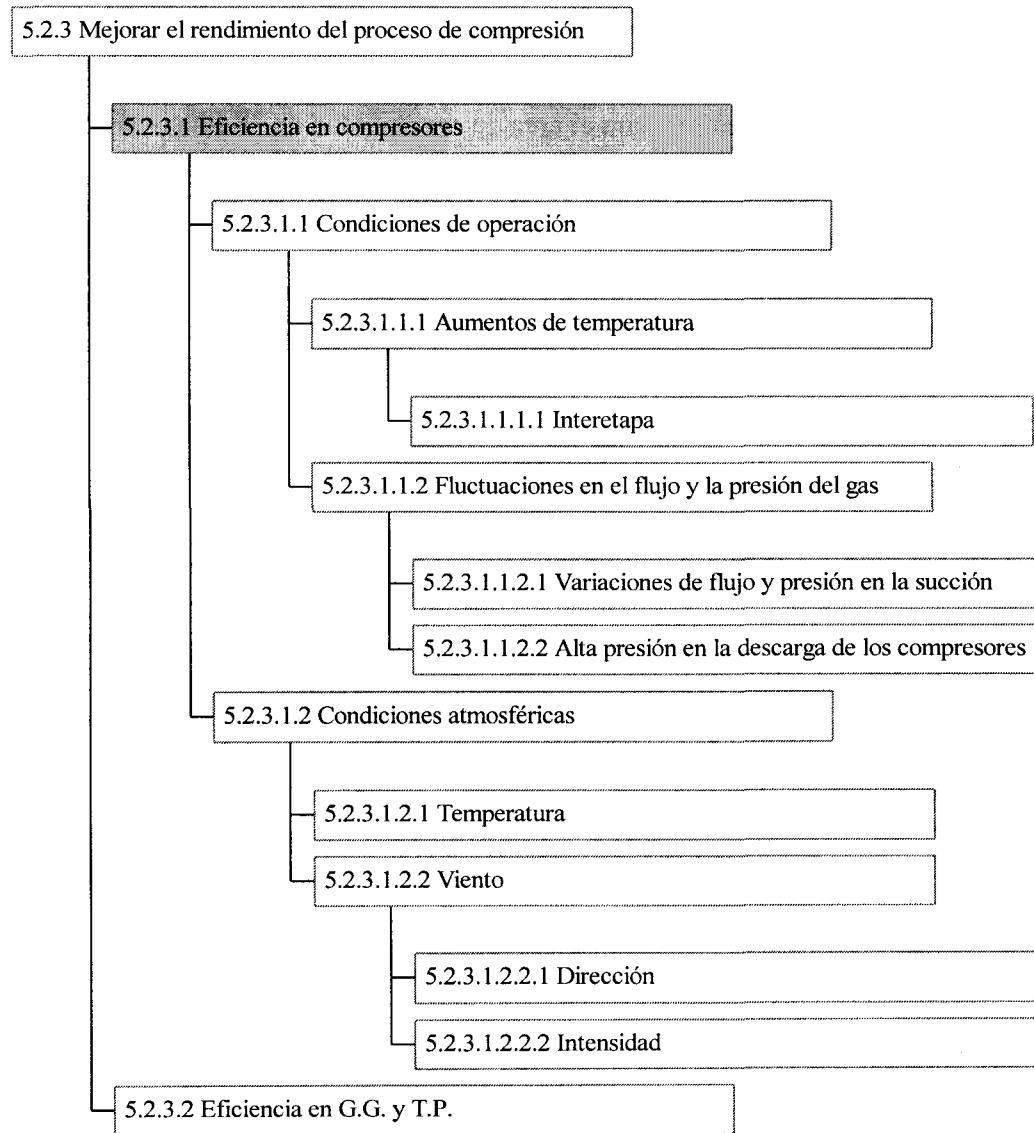


Figura 45. Árbol causa-efecto del área de oportunidad “Mejorar el rendimiento del proceso de compresión”

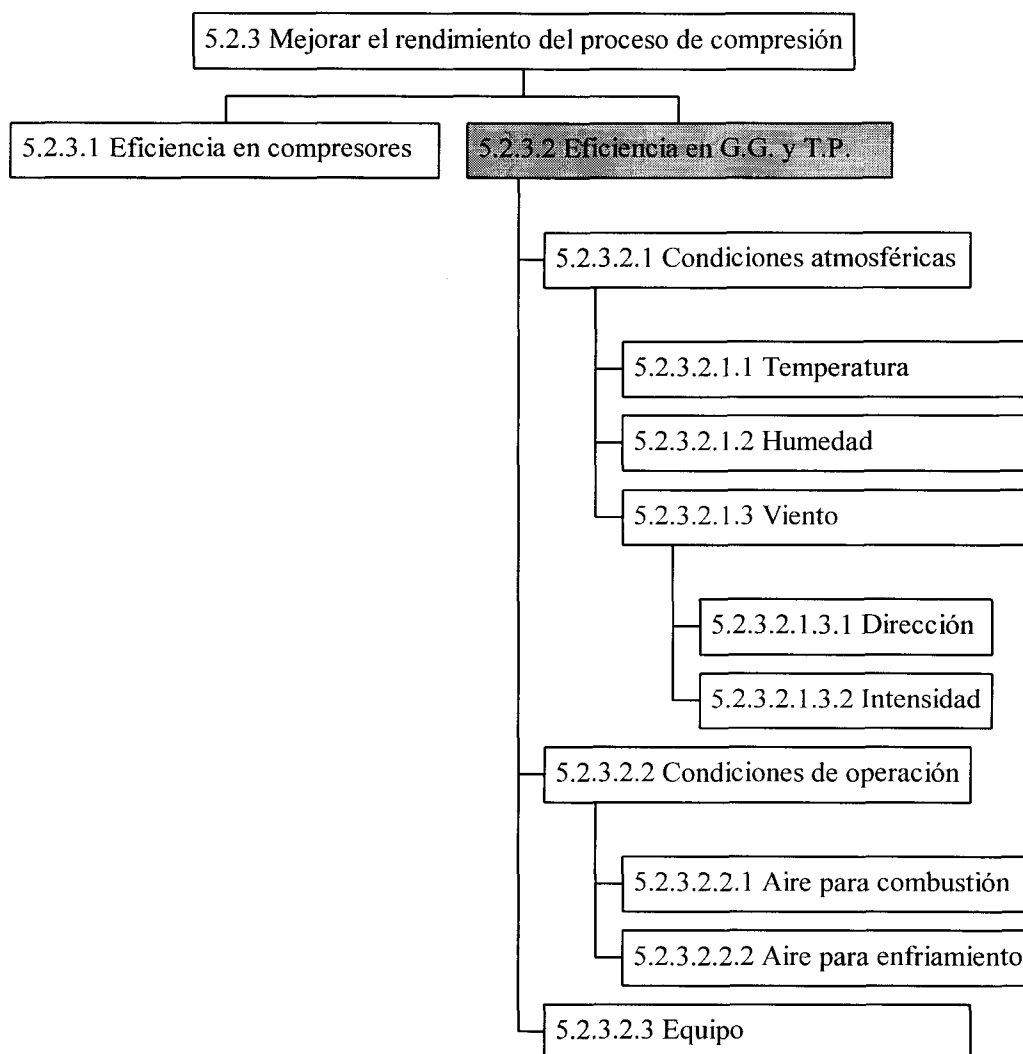


Figura 46. Árbol causa-efecto de la eficiencia en el generador de gases para el área de oportunidad “Mejorar el rendimiento del proceso de compresión”

### ANÁLISIS DE LOS MECANISMOS DE ORIGEN

En esta área de oportunidad se identificaron dos posibles causas principales y a su vez se identificaron los orígenes de éstas, hasta llegar a un origen principal que se explica a continuación.

#### 5.2.3.1 Eficiencia en los compresores.

La eficiencia de los compresores en un sistema tan variable en sus condiciones de operación y en las condiciones atmosféricas, exigen que los equipos y controles también sean variables y no estáticos, que puedan asumir los cambios que se generen siempre utilizando el mayor aprovechamiento de los recursos que tienen en la actualidad. Esta eficiencia se dividió en lo siguiente.

### *5.2.3.1.1 Condiciones de operación.*

Las condiciones de operación son muy inestables y dependen de factores tanto internos como externos al proceso que se ven reflejados en las siguientes variables.

#### *5.2.3.1.1.1 Aumentos de temperatura.*

La inestabilidad de la temperatura en el proceso de compresión afecta el rendimiento del equipo ya que sus cambios generan variaciones en la presión y flujo de descarga. El rendimiento del proceso de compresión se ve afectado por los aumentos de temperatura en las diferentes etapas.

##### *5.2.3.1.1.1.1 Interetapa.*

Después de salir de una etapa de compresión, el gas amargo pasa a través de un "soloaire" en el cual se le extrae la temperatura que retuvo durante la compresión del gas. Esta temperatura interetapa depende de las condiciones ambientales, de la limpieza de los soloaires, etc. También es importante el control sobre la temperatura porque algunas piezas internas de los equipos de compresión tienen una resistencia limitada a las altas temperaturas.

#### *5.2.3.1.1.2 Fluctuaciones en el flujo y la presión del gas.*

Las fluctuaciones en el flujo y la presión del gas en el proceso de compresión es otra de las causas en la que se puede trabajar para mejorar el rendimiento del proceso. Esta es una causa muy frecuente de paros parciales de producción y en ocasiones cuando la variación es muy marcada, de paros totales. Hay dos causas que generan disminución en el rendimiento por los paros por fluctuaciones y se describen a continuación.

##### *5.2.3.1.1.2.1 Variaciones de flujo y presión en la succión.*

Dentro de las fluctuaciones en el flujo y la presión del gas se encuentran las que se originan en la baja presión en la succión, que son las más frecuentes. Estas ocasionan disminución en el rendimiento ya que las variaciones en la presión y el flujo del gas amargo recibido del Tren de separación generan un funcionamiento errático de los mismos. Como reacción del control de los compresores para disminuir los efectos de las variaciones se llevan a cabo recirculaciones en las diferentes etapas del compresor para obtener un mayor flujo a la entrada y disminuir la incidencia en el funcionamiento de los equipos.

##### *5.2.3.1.1.2.2 Alta presión en la descarga de los compresores.*

Otra de las causas del bajo rendimiento en el proceso de compresión es por la alta presión en la descarga cuando hay rechazos en Atasta, como se vió en la alternativa anterior.

#### *5.2.3.1.2 Condiciones atmosféricas.*

La eficiencia de los compresores también se ve afectada por las variaciones de temperatura ambiente, ya que interfiere en la temperatura interetapa de los compresores, en el intercambio de calor en los soloaires exactamente. Las estaciones climáticas influyen también fuertemente en estas condiciones atmosféricas ya que en determinada época del año la dirección e intensidad del viento y el aumento de la temperatura exterior afecta su funcionamiento.

Las condiciones atmosféricas también afectan el rendimiento del equipo en lo siguiente:

##### *5.2.3.1.2.1 Temperatura.*

La temperatura es la causa que más impacta en el rendimiento del proceso de compresión por el lado de las condiciones atmosféricas.

##### *5.2.3.1.2.2 Viento.*

El viento en cierta época del año es determinante en el rendimiento de los compresores. Lo anterior se debe a condiciones como la dirección y la intensidad del mismo, ya que en diferentes épocas del año varían y esto influye de acuerdo a la ubicación de los módulos de compresión, sin embargo, no se encontró que fuera crítico este punto.

#### *5.2.3.2 Eficiencia en el generador de gases y la turbina de potencia.*

La eficiencia en el generador de gases es importante para el rendimiento del proceso porque es donde se genera la potencia que va a ser transmitida a la flecha del compresor por la turbina. La eficiencia se dividió en lo siguiente.

##### *5.2.3.2.1 Condiciones atmosféricas.*

Las condiciones atmosféricas en el generador de gases son esenciales tanto para el aire de alimentación de la turbina como para el aire de enfriamiento de la camisa exterior del equipo. Las variaciones son por la dirección de los vientos y por el aumento de temperatura en determinada época del año. La potencia del equipo varía con estas condiciones.

##### *5.2.3.2.1.1 Temperatura.*

La temperatura ambiente es muy importante para un buen rendimiento en el generador de gases, ya que incide en el aire para la combustión y en el aire para enfriamiento de la camisa exterior del generador.

#### *5.2.3.2.1.2 Humedad.*

La humedad es importante para el rendimiento del generador de gases porque afecta el proceso de combustión dependiendo de la humedad relativa del aire. Esta incidencia de la humedad es mínima.

#### *5.2.3.2.1.3 Viento.*

El viento en cierta época del año es determinante en el rendimiento de los compresores. Lo anterior se debe a condiciones como la dirección y la intensidad del mismo, ya que en diferentes épocas del año varían y esto influye de acuerdo a la ubicación de los módulos de compresión, sin embargo, no se encontró que fuera crítico este punto.

#### *5.2.3.2.2 Condiciones de operación.*

Las condiciones de operación del generador de gases van de la mano con las condiciones atmosféricas, ya que estas afectan directamente el rendimiento del equipo, de esta forma, el aire para la combustión está supeditado a que se tenga un aire seco y a una temperatura fresca.

##### *5.2.3.2.2.1 Aire para combustión.*

El aire para la combustión que se realiza en el generador de gases es primordial para el equipo, este debe estar principalmente libre de partículas, ya que estas generarían daños internos en el sistema. Con respecto a este punto no se encontraron incidencias sobre los paros en los módulos de compresión.

##### *5.2.3.2.2.2 Aire para enfriamiento.*

El aire de enfriamiento para la turbina de potencia es esencial para obtener un buen rendimiento de estos equipos, por lo cual se ven muy afectados por efectos de la temperatura. Sin embargo, en la plataforma no se tiene ninguna fuente alterna que le aumente la temperatura al aire de enfriamiento de estos equipos.

##### *5.2.3.2.3 Equipo*

El equipo es muy importante para la eficiencia pues de acuerdo a este se da la potencia al proceso y por ende para mejorar el rendimiento del proceso de compresión, ya que se puede reducir la cantidad de gas combustible quemado por flujo de gas comprimido.

### **IDENTIFICACION DEL MECANISMO DE ORIGEN PRINCIPAL**

Después de haber realizado un análisis detallado de las causas que interfieren fuertemente en el rendimiento del proceso de compresión, se encuentra fácilmente que los mecanismos de origen son la eficiencia de los compresores debido a la temperatura, ya que

incide en 3 etapas diferentes de los módulos de compresión, las fluctuaciones del gas en los compresores y el gas combustible del Generador de gases.

Las Figuras 47 y 48 muestran los mecanismos de origen principal.

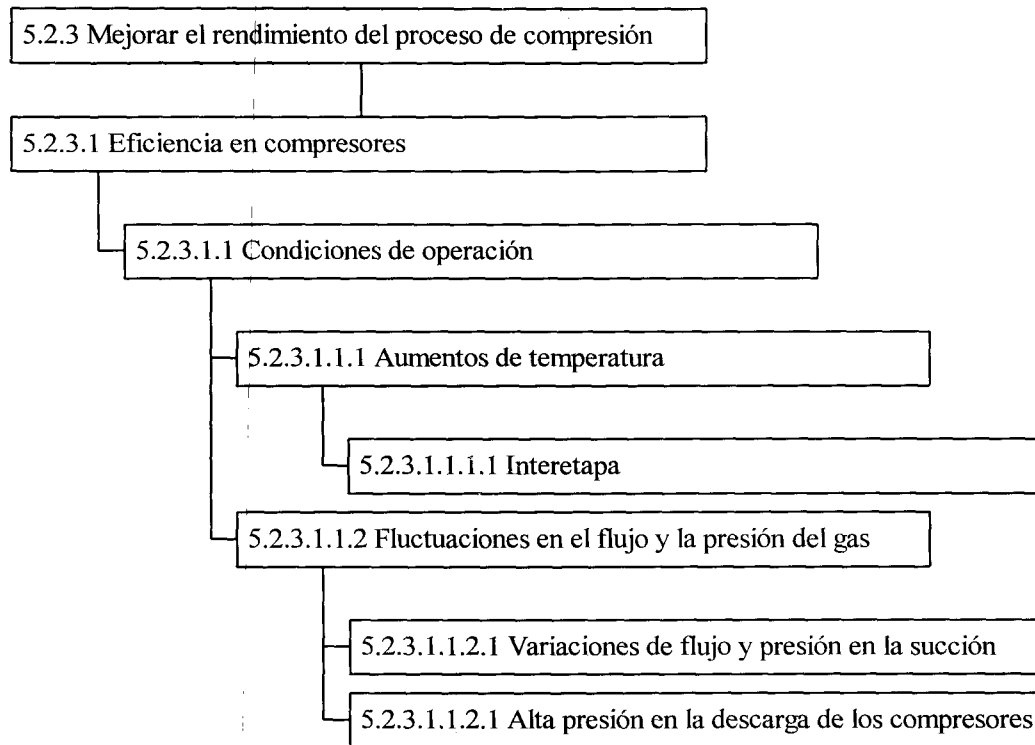


Figura 47. Mecanismo de origen principal en la eficiencia de los compresores.

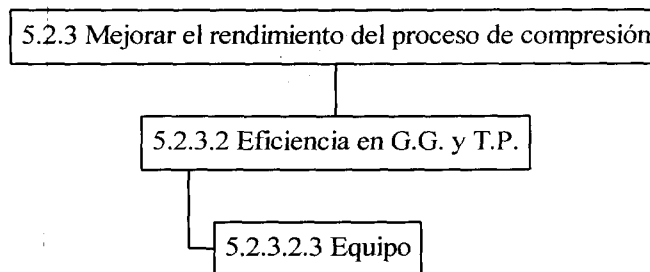


Figura 48. Mecanismo de origen principal en la eficiencia de los GG y TP.

De acuerdo al análisis realizado, las principales causas de origen del área de oportunidad “Mejorar el rendimiento del proceso de compresión” son las condiciones de operación que impactan en la eficiencia de los compresores y el equipo que impacta en la eficiencia de los generadores de gases y las turbinas de potencia.



## **5.3 FASE III. Determinación de alternativas de rediseño a los procesos**

### **5.3.1 MEJORAR EL FUNCIONAMIENTO GLOBAL DE LOS QUEMADORES**

A continuación se presenta el panorama tecnológico que apoyo en la búsqueda de alternativas de rediseño para reducir la incidencia de los flujos extraordinarios, corregir el mal funcionamiento de los pilotos y del tanque de desfogue, para así, mejorar el funcionamiento global de los quemadores.

Posteriormente se presentan las alternativas de rediseño para cada uno de los orígenes. Las alternativas se catalogaron de acuerdo a su nivel de impacto en la modificación del proceso actual. Las alternativas de optimización consideran únicamente modificaciones en las condiciones de operación, mientras que las alternativas de rediseño consideran modificaciones en la tecnología existente. Las tecnologías de diseño involucran la sustitución de la tecnología actual por tecnologías de punta existentes en el mercado. Finalmente se proponen alternativas a nivel regional considerando que el área de oportunidad mejorar el funcionamiento global de los quemadores es un área común para todos los complejos.

#### **5.3.1.1 FLUJOS EXTRAORDINARIOS**

La incidencia de los flujos extraordinarios representa uno de los orígenes principales en el área de oportunidad mencionada anteriormente. Este problema de los flujos extraordinarios se debe a varios motivos, como lo son los disparos en los equipos de compresión, rechazos de gas en Atasta y alivio de gases por emergencia. Los flujos extraordinarios tiene dos puntos importantes, el primero es que si se evitan estos flujos se conseguirá reducir considerablemente la quema de gas por barril de crudo extraído, y segundo, que si se cuenta con equipos adecuados para almacenar este gas o para manejarlos óptimamente, se reducirá la quema de gas y/o la emisión de algunos contaminantes a la atmósfera.

#### **ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS**

Con base en la información analizada, el conocimiento del proceso y la situación actual de la región, se identificaron las siguientes alternativas que reducirán la incidencia de los flujos extraordinarios.

##### ***Optimización***

##### ***Planear maniobras de gran magnitud (Libranzas)***

Cuando se realizan ciertas maniobras para mantenimiento o libranzas no se disminuye la extracción de crudo lo que obliga a quemar el gas separado por no poderse comprimir y enviar a Atasta, como ocurrió el 26 de enero de 1999 en el que para la instalación de un comal en la deshidratadora con la finalidad de poder hacer la libranza a

Abkatun-A se quemaron 90.1 mmpcsd. La principal causa por la que sucede esto es por la prioridad que se le da a la producción del aceite sin importar los problemas que se presenten durante el manejo del gas y que esto incremente su quema. Esta importancia se debe principalmente a la diferencia de precios entre el aceite y el gas, ya que el barril de aceite ha tenido un precio promedio durante 1999 de 14.37 USD por barril, en cambio el gas de 2.0 USD por mil pies cúbicos. Lo que se propone es que cuando se realice este tipo de maniobras se programe la disminución en la producción (cierre de válvulas de los pozos) por lo menos mientras se terminan, sin crear problemas de capacidad en los quemadores. Las ventajas que tiene esta alternativa es que se disminuye el gas quemado, gas que posteriormente va a ser utilizado adecuadamente generando un beneficio económico, y no se crean problemas en el funcionamiento de los quemadores. La desventaja es que se requiere una buena programación para que no se generen estos flujos extraordinarios y por otro lado se deben implantar otras alternativas para que los flujos que no pueden ser programados, no afecten el funcionamiento del quemador.

### **Diseño**

#### *Instalar quemador adicional para flujos extraordinarios*

Actualmente el quemador de la plataforma se utiliza tanto para los flujos continuos de gas que salen del proceso, como para los flujos extraordinarios, los cuales pueden tener más flujo del que están capacitados a manejar, sobre todo en ocasiones en las que hay disparo total de los equipos de compresión. Se propone instalar un quemador adicional para que el quemador actual siga manejando los flujos continuos y el adicional se instale con la capacidad de manejar flujos mayores, es decir, los flujos extraordinarios como se presenta en la Figura 49. Esta alternativa esta soportada por el estándar API 521, por Barnwell, Straitz y Niemeyer los cuales publicaron artículos comentando la importancia de diferenciar los dos tipos de flujos que se encuentran en la industria petrolera y los cuales deben ser manejados con sistemas de quemadores separados para no sobrepasar los valores de diseño. Lo anterior demuestra que si es una alternativa viable para controlar la incidencia de los flujos extraordinarios. Esta alternativa tiene la ventaja de que el manejo de los flujos extraordinarios no tiene que ser reprimido para que no ocurra, pues se tiene la infraestructura para manejarlos, además se disminuyen los problemas de seguridad por trabajar sobre el límite de diseño de los equipos de plataforma. Las desventajas que se podrían generar, serían el sistema de control requerido para la detección de dichos flujos, la selección del quemador en el que deben ser quemados dichos gases, y el alto costo por la instalación de una nueva plataforma en caso de que no se pueda utilizar la misma para los dos quemadores, por cuestiones de peso y espacio.

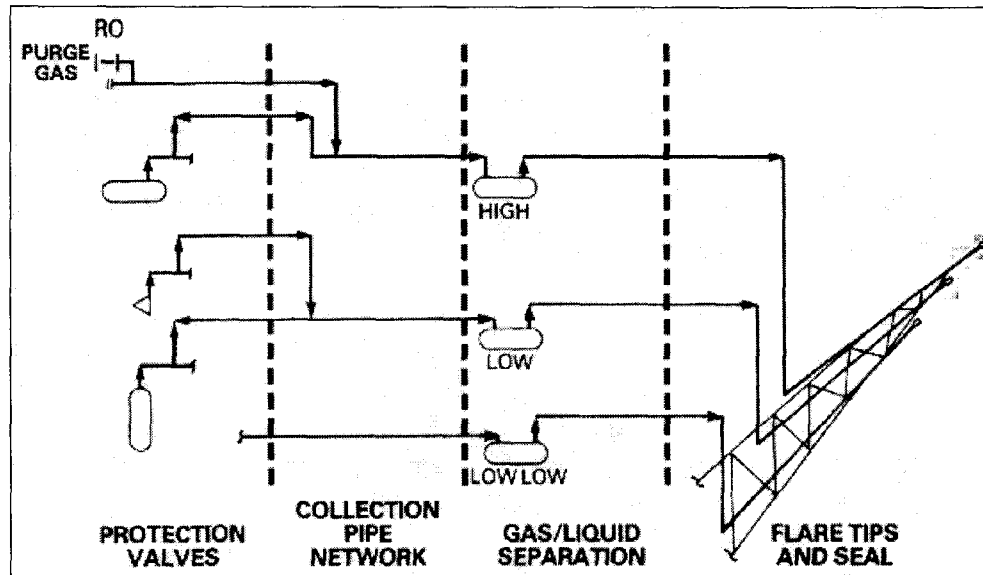


Figura 49. Quemadores para diferentes flujos

*Instalar quemador para flujos continuos y extraordinarios*

Como se comentó anteriormente, actualmente se tiene un quemador con una capacidad de diseño para valores menores al flujo total que puede llegarse a manejar y que por lo tanto dejan en mal estado sus piezas. Se propone cambiar el quemador que se tiene actualmente por un quemador múltiple que pueda manejar flujos continuos y extraordinarios como el que se presenta en la Figura 50. Esta alternativa es la más indicada ya que cuando diseñas debes hacerlo con los máximos flujos que vas a recibir, sin embargo esta alternativa tiene como desventajas que puede ser un equipo muy costoso y que la capacidad máxima sólo será utilizada durante unos cuantos días del año, siendo un desperdicio de dinero y espacio. La ventaja que tiene es que se podría tener la seguridad que en todo momento el quemador va a responder adecuadamente a cualquier flujo y eventualidad que se presente y que se pueden quemar hidrocarburos pesados si en determinado caso se presentan en este gas.

Esta alternativa es una posible solución a la disminución de la incidencia de los flujos extraordinarios en el quemador porque estos no generarían problemas sobre las piezas del mismo, lo cual daría como resultado un adecuado funcionamiento del quemador en todo momento y una combustión óptima, lo cual genera una disminución en la emisión de hidrocarburos sin quemar.

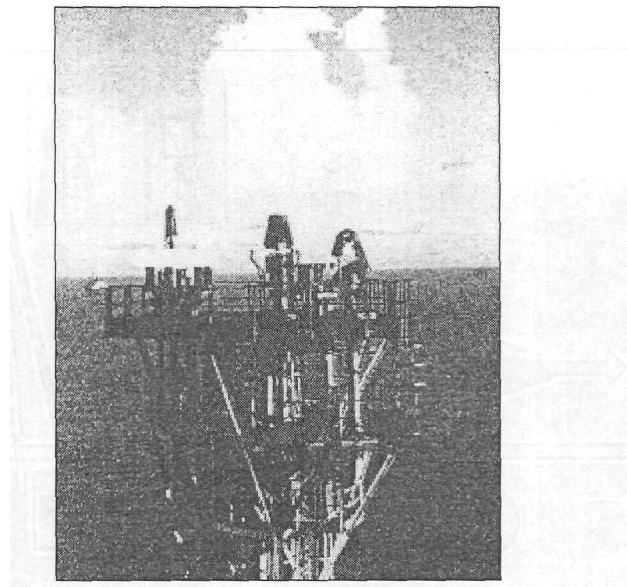


Figura 50. Quemador múltiple

### *Inyectar los gases*

Como se describió anteriormente todos los gases de alivio son enviados al quemador, la modificación que se propone es que se inyecten todos estos gases en un yacimiento. Esta alternativa esta soportada por Kopperson y Wixhert los cuales en sus artículos presentan un listado de los lugares en el mundo en los que se realiza esta labor. La ventaja es que se utilizaría este gas como bombeo neumático y además reduciría la contaminación generada por la quema, pero el problema es que son gases amargos que destruirían las tuberías de inyección y habría que evaluar la seguridad al inyectar dichos flujos tan elevados y variables.

### *Recuperar el gas*

Actualmente todo el gas que se genera de alivio, se quema. La propuesta va encaminada a recuperar parte del gas que normalmente se quema utilizándolo para obtener energía o vapor, haciendo que parte del gas que llega al tanque de desfogue se dirija a un compresor para aumentar su presión al valor que se requiere. En esta propuesta se tiene en cuenta también que normalmente se queman 2 mmpcd de gas para pilotos, en cambio si se utilizará un encendido automático en el momento en el que se va a realizar desfogue de gas, se ahorraría gran cantidad como se muestra en la Figura 51. Esta alternativa esta soportada por Alcázar, Niemeyer y Stefanides, los cuales en sus artículos presentan los usos que se le ha dado al gas luego de recuperarlo y en donde se ha aplicado. La ventaja que tiene esta alternativa es que el gas que se va a enviar inevitablemente a quemar puede ser utilizado para generación de calor o vapor, lo cual representa una optimización de esa energía que se iba a perder. La desventaja que tiene es que se requiere espacio para la instalación de los equipos, que en flujos extraordinarios puede no ser muy efectiva la solución, que son gases amargos que pueden afectar ciertos materiales y que el sistema de encendido debe ser muy confiable para evitar el desfogue de gases sin quemar.

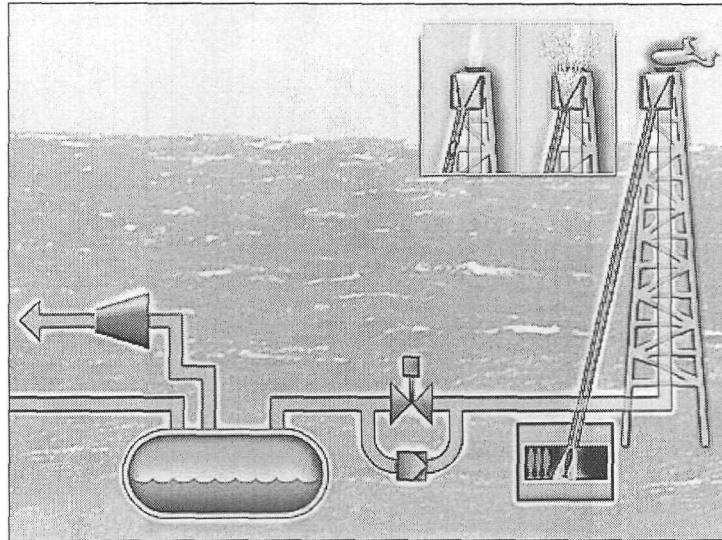


Figura 51. Recuperación de gas

#### *Instalar ducto para almacenamiento de gas*

Cuando en Atasta se genera un rechazo de gas por condensados manchados, se introducen y se acumulan en un slug catcher de 36" de diámetro y 20 km de longitud hasta que pase el lote que se encuentra fuera de especificaciones y posteriormente los van diluyendo con el resto de condensados que continúen llegando. Lo que se propone como alternativa es; ya sea utilizar la tubería que une a Abk-A con Pol-A, o instalar un tubo solo para este gas, en el cual se pueda acumular mientras se soluciona la eventualidad que se esta presentando. La ventaja que tiene esta alternativa es que este gas va a ser recuperado y utilizado posteriormente, además disminuye la contaminación atmosférica que genera la quema del gas y da un tiempo para solucionar el problema. La desventaja que tiene es que se requiere un buen sistema de control para que se tenga un tiempo de respuesta oportuno y se maneje adecuadamente la seguridad del proceso.

#### **Regional**

##### *Instalar quemador cubierto en Atasta*

En estos momentos cuando en Atasta se genera un rechazo de gas por condensados manchados o por daños en alguno de los equipos de compresión, se deja de recibir gas, lo que represiona la tubería hasta las plataformas creando problemas en los compresores, pues se aumenta la presión en la descarga y genera un funcionamiento errático del mismo. Como se sigue procesando la misma cantidad de crudo, en esos momentos el gas que se obtiene debe ser quemado, alcanzando unos flujos que dañan al quemador y sus aditamentos. La razón principal por la que no se queman todos los gases en Atasta es porque está ubicada en una zona semihabitada, lo cual crea problemas con los vecinos. La alternativa que se propone esta soportada por Straitz el cual muestra en sus artículos que este tipo de quemadores son una ventaja para zonas en conflicto en la cuales se tienen vecinos en los

alrededores de la planta, ya que estos quemadores no generan ruido, humos y no se alcanza a divisar la llama. En la Figura 52 se presenta una foto de un quemador cubierto. Esta alternativa tiene la ventaja de que los gases se queman directamente en Atasta y no en plataforma lo que disminuye los problemas por flujos extraordinarios que sobrepasan la capacidad de los quemadores y los destruyen. La desventaja es que no es una alternativa definitiva, ya que hay otras causas para los flujos extraordinarios.



Figura 52. Quemador cubierto

#### *Aumentar disponibilidad de los equipos de compresión en Afasia*

Anteriormente en Atasta se tenían 5 compresores para recomprimir los gases que se recibían de plataforma y que se enviaban a Ciudad Pemex, sin embargo, a raíz de la inyección de gas dulce en Cantarell (gas de bombeo neumático) se comenzó a recibir en Atasta gran cantidad de gas endulzado desde Ciudad Pemex para recomprimirlo y enviarlo a la Región Marina Noroeste por lo cual se le comenzó a dar mayor importancia a esta labor y se utilizaron los dos compresores que se tenían disponibles, para el gas dulce, disminuyendo considerablemente la disponibilidad de compresión en el gas amargo. Al generarse alguna falla en uno de los equipos que recomprimen el gas amargo, no se tiene un equipo que lo reemplace y por lo tanto el gas es represionado en la tubería que viene de plataformas y se crean problemas de alta presión en la descarga de los compresores. La alternativa que se propone es que se tenga algún equipo disponible para que en cualquier eventualidad de los equipos que estén funcionando se ponga a trabajar el disponible y no se represione la tubería. Este tipo de disponibilidad no tiene ventajas, porque es una filosofía de operación que se debe seguir en cualquier tipo de proceso. La desventaja que se tiene con esta alternativa es el tiempo de respuesta mientras se pone a funcionar el equipo disponible, ya que mientras se pone a funcionar el otro equipo ya se ha tenido un período con alta presión en la descarga de los compresores en plataforma.

Esta alternativa es de índole regional porque el problema es general para todas las plataformas.

*Integrar el gas de primera etapa en la Región Marina Suroeste*

El gas de alta presión (5-7 kg/cm<sup>2</sup>) que sale del primer separador va directo a los compresores, por lo cual las variaciones que provienen desde los Pozos y del Tren de separación afectan fuertemente a los módulos de compresión. La modificación que se propone como alternativa es utilizar la tubería por la que se envía gas de alta entre Abkatun-D y Abkatun-A y unirla con una tubería de 36" de diámetro y 11 km de longitud que actualmente esta fuera de operación y que une a Abkatun-A y Pol-A como se observa en la Figura 53. La finalidad de unir estas dos tuberías es la de utilizarlas como un acumulador de gas de primera etapa con los gases que salen de los separadores y los gases de baja que son comprimidos en los Axis, que amortiguará las variaciones de flujo y presión en la succión de los compresores de alta y por ende reducirá los paros en los compresores y la quema de gas en flujos extraordinarios. En este momento la tubería que une a Abkatun-D y Abkatun-A esta siendo utilizada para transportar el gas de alta entre las dos plataformas por cuestiones de capacidad y disponibilidad de equipos. Las cuestiones que se deben observar con respecto a esta alternativa son la generación de condensados por el cambio de temperatura de los gases y los arranques del proceso.

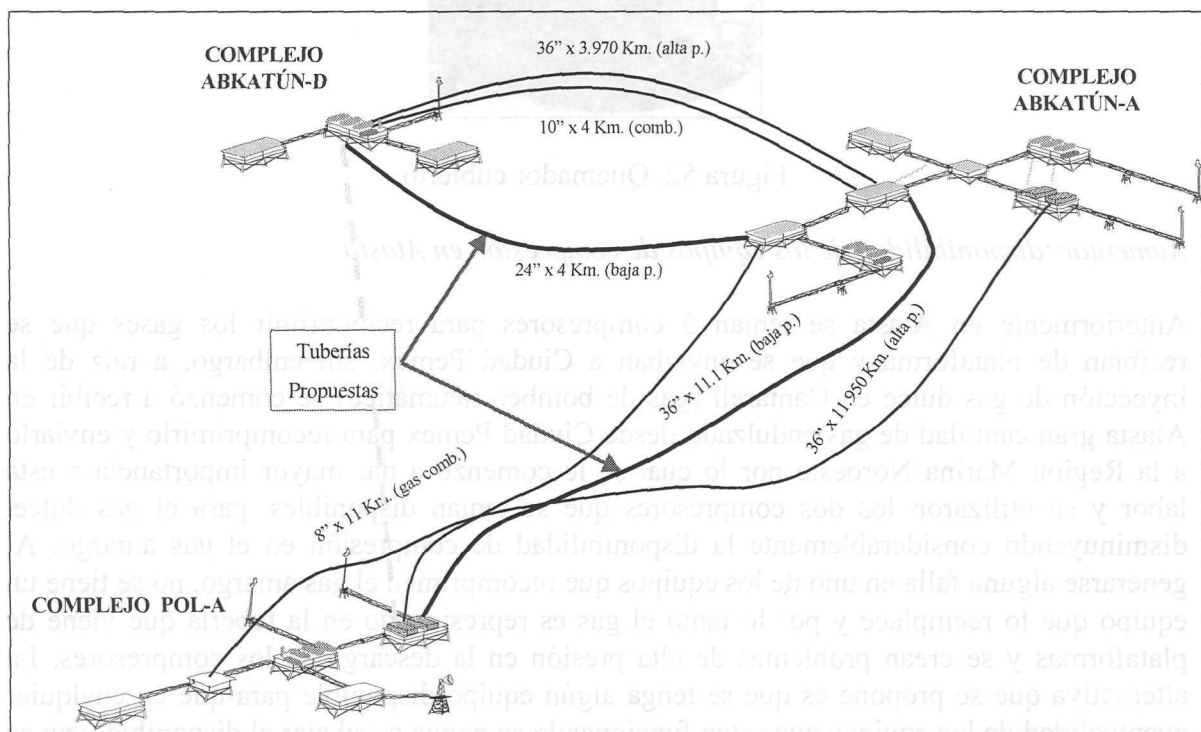


Figura 53. Tuberías entre las plataformas

### 5.3.2.2 PILOTOS

El mal funcionamiento de los pilotos es otro de los orígenes principales en el área de oportunidad mencionada anteriormente. Este mal funcionamiento genera mayor cantidad de gas quemado e incrementos en el riesgo del personal que labora en estas instalaciones.

#### ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS

Con base en la información *analizada*, el conocimiento del proceso y la situación actual de la región, se identificó la siguiente alternativa que permitirá mejorar el funcionamiento de los quemadores.

##### **Diseño**

##### *Sistema de encendido discontinuo*

Normalmente se mantienen los pilotos encendidos en todo momento para asegurar que cuando salga el gas amargo este se encienda y se queme totalmente, sin embargo, este equipo auxiliar no siempre está en buen estado (ver figura 36) por lo que se requiere maniobras peligrosas para su encendido. Lo que se propone es instalar un sistema de encendido discontinuo para que en el momento en el que se aumente la presión del gas en el tubo de desfogue se accione un cohete que genera chispas en la boquilla y encienda el gas de alivio a su salida, como aparece en la Figura 54. Se tiene información de equipos como el presentado en esta figura que están en funcionamiento en plataformas del Mar del Norte. Esta alternativa tiene la ventaja de que se disminuye la cantidad de gas quemado por encender la llama sólo cuando se requiera. La desventaja son los posibles riesgos durante el funcionamiento de este sistema.

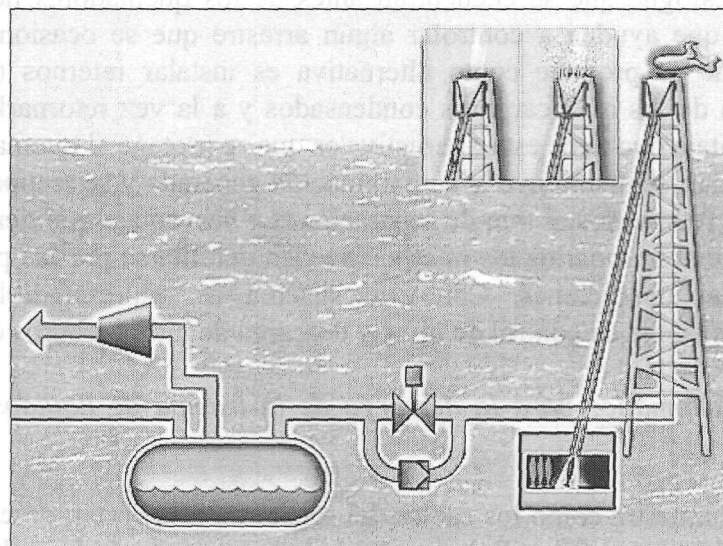


Figura 54. Sistema de encendido



### 5.3.1.3 TANQUE DE DESFOGUE

La incidencia del arrastre de hidrocarburos en el gas que se va a quemar representa otro de los orígenes principales en el área de oportunidad "Mejorar el funcionamiento global de los quemadores". Este problema de la mala separación de líquidos de los gases que van al quemador se debe a varios motivos, como lo son las anomalías que se generan en el Tren de separación y el inadecuado diseño del tanque de desfogue. En el Tren de separación se analizaron trabajos para solucionar gran parte de los problemas de arrastre generados en esta área y en compresión se evalúan soluciones para mejorar el funcionamiento del tanque de desfogue, ya que estos líquidos destruyen algunas partes del quemador por la erosión causada y generan un aumento en la contaminación del proceso. La buena operación del tanque de desfogue es vital para conseguir una buena combustión en los quemadores y así evitar la emisión de hidrocarburos sin quemar, que generan tantos problemas al medio ambiente. En algunas ocasiones, es tal la cantidad de hidrocarburos pesados presentes en el gas de alivio, que es extinguida la llama del quemador, derramando estos hidrocarburos al mar y como se dijo anteriormente, incrementando la emisión de hidrocarburos.

#### ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS

Con base en la información analizada, el conocimiento del proceso y la situación actual de la región, se identificaron las siguientes alternativas que reducirán la incidencia del arrastre de hidrocarburos hacia el quemador.

##### **Rediseño**

##### *Instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador*

Los tanques de desfogue que se encuentran antes de los quemadores no tienen ninguna clase de internos que ayuden a controlar algún arrastre que se ocasione en el Tren de separación. Lo que se propone como alternativa es instalar internos (mamparas) para facilitar la captura de los hidrocarburos condensados y a la vez retornarlos al proceso de separación. La ventaja que tiene esta alternativa es que se protege el quemador de esta clase de partículas líquidas, se disminuye la contaminación generada y se recupera gran cantidad de condensados al retornarlos al tren de separación. La desventaja que tiene es que cuando se manejan flujos extraordinarios los internos pueden debilitarse por las presiones y flujos manejados en esas condiciones. Con este sistema es imprescindible que funcione adecuadamente el sistema de control de nivel y descarga de hidrocarburos del tanque.

##### *Adecuar control automático para la descarga de la trampa de líquidos de desfogue al quemador*

En la Figura 55 se muestra como los cables del sensor de nivel están desconectados lo que bloquea el encendido automático de la bomba que descarga los hidrocarburos capturados, esto obliga a que un operador revise cada hora el nivel del tanque y si es necesario encienda la bomba manualmente. En ocasiones el nivel de líquidos supera al permitido y se dirigen hacia el quemador. Lo que se propone es adecuar el sistema de control para que sea automático. La ventaja que tiene esta alternativa es que la descarga del tanque funcionaría

de forma automática disminuyendo los errores que se generan por la operación actual. La desventaja es que se soluciona sólo la descarga del tanque lo cual es tan sólo una parte del problema, y faltaría mejorar también la captura de los hidrocarburos para impactar fuertemente en esta área de oportunidad.

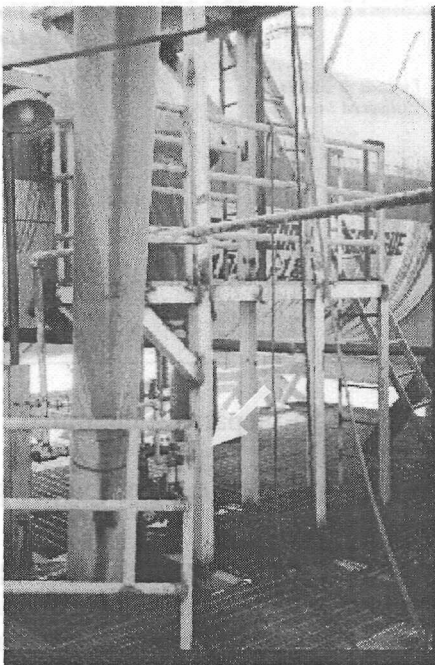


Figura 55. Bomba para descargar el tanque de desfogue

### ***Diseño***

#### ***Instalar separador ciclónico***

Se propone instalar un separador ciclónico como el que se muestra en la Figura 56, ya que estos equipos son de alta eficiencia en la retención de líquidos transportados en un gas. La ventaja que tiene esta alternativa es que se va a tener una mejor retención, lo que genera un beneficio económico al recuperar estos hidrocarburos que antes eran quemados, se disminuirá la contaminación generada al quemar estas sustancias y se reducirán los daños a las piezas del quemador. La desventaja es que es un equipo de eficiencia muy alta para ser utilizado con esa función que debe ser controlada desde el Tren de separación.

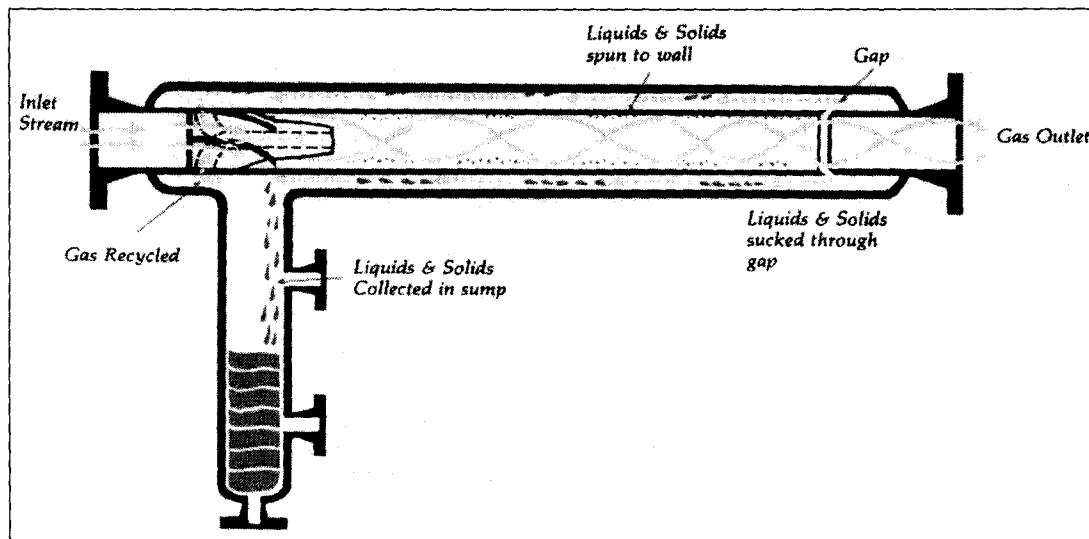


Figura 56. Separador ciclónico

### 5.3.2 REDUCIR EL POTENCIAL DE PAROS EN COMPRESORES

A continuación se presenta el panorama tecnológico que apoya en la búsqueda de alternativas de rediseño para reducir la incidencia de las variaciones de flujo y presión en la succión y la alta presión en la descarga, para así reducir el potencial de paros en compresores.

Posteriormente se presentan las alternativas de rediseño para cada uno de los orígenes. Las alternativas se han catalogado de acuerdo a su nivel de impacto en la modificación del proceso actual. Las alternativas de optimización consideran únicamente modificaciones en las condiciones de operación, mientras que las alternativas de rediseño consideran modificaciones en la tecnología existente. Las tecnologías de diseño involucran la sustitución de la tecnología actual por tecnologías de punta existentes en el mercado. Finalmente se proponen alternativas a nivel regional considerando que el área de oportunidad mejorar el funcionamiento global de los quemadores es un área común para todos los complejos.

#### 5.3.2.1 VARIACIONES DE FLUJO Y PRESION EN LA SUCCION

Las variaciones de flujo y presión en la succión representa uno de los orígenes principales en el área de oportunidad mencionada anteriormente. Este problema de las variaciones de flujo y presión en la succión viene desde los pozos y se ve reflejado en el área del Tren de separación. En esta área se analizaron algunas alternativas de solución, sin embargo sólo se podrán controlar las variaciones de mediana intensidad y en el área de Compresión se analizan soluciones para variaciones menores como se presenta a continuación.

Corregir las variaciones de flujo y presión en la succión de los compresores impacta fuertemente en la reducción a la quema de gas, ya que este problema genera paros en los

compresores y por lo tanto al disminuir los equipos que manejan el gas enviado desde el tren de separación entra a funcionar el sistema de alivio de presiones.

## ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS

Con base en la información analizada, el conocimiento del proceso y la situación actual de la región, se identificaron las siguientes alternativas que darán un mejor control en las variaciones de flujo y presión en la succión.

### *Rediseño*

#### *Recircular totalmente la descarga final del compresor*

En cada etapa del compresor se realiza la recirculación del gas por separado, es decir que tiene un ciclo cerrado por etapa. La modificación que se propone es que se tenga una recirculación total, es decir que el flujo que sale de la descarga final y pasa por el enfriador se recircule a la succión de la primer etapa como se muestra en la Figura 57. Esta alternativa esta soportada por Baker el cual publicó un artículo después de realizar pruebas de campo en las que concluyó que los valores de presión diferencial y de presión en la descarga -como se debe controlar este sistema- dieron la señal de las oscilaciones sin importar en que etapa ocurrían, es decir el control las detectaba, lo cual demuestra que si es una alternativa viable para el control de las variaciones de flujo y presión en la succión. Esta alternativa tiene la ventaja de generar gran cantidad de flujo y alta presión para estabilizar las condiciones de entrada del compresor, permitiendo respuestas más rápidas. Los problemas que se podrían generar son por funcionamientos intensamente transitorios o por variaciones en la temperatura de las primeras etapas ya que pueden desplazar la línea de control. Funcionamientos intensamente transitorios podrían ocurrir si hay una diferencia relativamente grande en el volumen entre las etapas, debido a interenfriadores grandes, el flujo instantáneo podría ser alto en una etapa, mientras se "llena" (aumenta la presión) en el interenfriador, y ser bajo en otra, cuando se "vacía" (descarga la presión). Por lo anterior se requiere de un sistema alterno y separado de paro de emergencia o de recirculación de emergencia accionado con rapidez por las oscilaciones, si es que éstas no se pueden detener con la modificación propuesta.

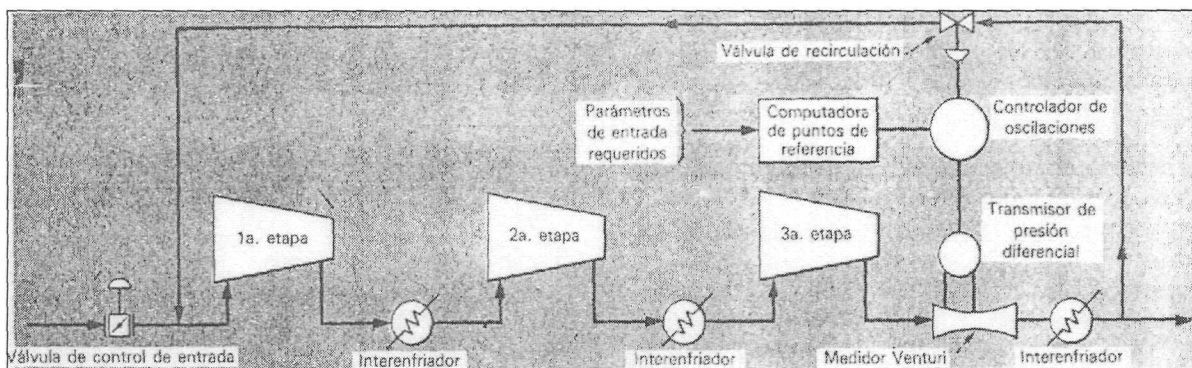


Figura 57. Diagrama de un compresor multietapas con recirculación en la descarga

*Modernizar el control de distribución de flujos a la succión de los módulos de compresión*

Para controlar las variaciones de flujo y presión en la succión, cada compresor lo hace por separado, por lo cual uno de los compresores es el que recibe todas las variaciones y los demás no obtienen ese problema como se observa en la Tabla 22 en donde el único equipo que tuvo recirculaciones durante junio de 1999 fue el compresor 2, aunque normalmente se tienen 3 equipos en funcionamiento a la vez. La modificación que se propone es que se modifique el sistema de control (anti-surge de alta eficiencia y sistema de repartición de cargas) para que se tenga una recirculación por partes iguales para cada uno de los compresores que estén funcionando en ese momento, es decir que en lugar de tener un compresor recirculando al 30%, se tengan 3 compresores con un faltante de flujo del 10% que sería suficiente para que hubiera recirculación o estuvieran en la zona de trabajo seguro. Esta alternativa esta soportada por Staroselsky y Ladin los cuales en dos de sus artículos presentan las siguientes ventajas al modernizar el control de distribución de flujos a la succión de los módulos de compresión; los compresores gastan un mínimo de tiempo sobre la línea de control de oscilaciones, poco tiempo en su carga límite o velocidad límite (como se observa en la Figura 12 al llegar a la línea de oscilaciones aumenta la carga), y disminuyen los disparos y arranques de los compresores. Como desventaja está que se debe analizar el caso en el que uno de los compresores se tiene apagado o disponible, como regularmente sucede, y esto como afectaría el control de distribución de flujos.

Tabla 22. Recirculación de módulos durante junio

| Fecha     | Módulo | Carga | Recircula | Tiempo | Causa                |
|-----------|--------|-------|-----------|--------|----------------------|
| 1-Jul-99  | 3      | 90    | 10        | 12.00  | Baja presión succión |
| 1-Jul-99  | 3      | 80    | 20        | 10.00  | Baja presión succión |
| 1-Jul-99  | 3      | 95    | 5         | 0.50   | Baja presión succión |
| 1-Jul-99  | 3      | 90    | 10        | 1.00   | Baja presión succión |
| 1-Jul-99  | 3      | 0     | 100       | 1.75   | Baja presión succión |
| 1-Jul-99  | 4      | 60    | 40        | 0.50   | Baja presión succión |
| 1-Jul-99  | 4      | 0     | 100       | 1.00   | Baja presión succión |
| 1-Jul-99  | 3      | 0     | 100       | 0.50   | Baja presión succión |
| 1-Jul-99  | 4      | 60    | 40        | 0.50   | Baja presión succión |
| 2-Jul-99  | 3      | 90    | 10        | 1.00   | Baja presión succión |
| 2-Jul-99  | 4      | 60    | 40        | 0.50   | Baja presión succión |
| 2-Jul-99  | 3      | 0     | 100       | 1.00   | Baja presión succión |
| 2-Jul-99  | 4      | 60    | 40        | 0.75   | Baja presión succión |
| 2-Jul-99  | 3      | 70    | 30        | 0.50   | Baja presión succión |
| 3-Jul-99  | 3      | 0     | 100       | 0.33   | Baja presión succión |
| 3-Jul-99  | 3      | 90    | 10        | 3.00   | Baja presión succión |
| 10-Jul-99 | 4      | 85    | 15        | 3.00   | Baja presión succión |
| 12-Jul-99 | 3      | 0     | 100       | 10.00  | Baja presión succión |
| 12-Jul-99 | 3      | 85    | 15        | 1.00   | Baja presión succión |
| 12-Jul-99 | 3      | 75    | 25        | 8.50   | Baja presión succión |
| 13-Jul-99 | 3      | 0     | 100       | 0.50   | Baja presión succión |
| 13-Jul-99 | 3      | 85    | 15        | 2.25   | Baja presión succión |
| 14-Jul-99 | 3      | 60    | 40        | 0.25   | Baja presión succión |
| 14-Jul-99 | 3      | 85    | 15        | 3.50   | Baja presión succión |
| 14-Jul-99 | 3      | 50    | 50        | 1.25   | Baja presión succión |
| 14-Jul-99 | 3      | 60    | 40        | 8.50   | Baja presión succión |
| 15-Jul-99 | 3      | 65    | 35        | 9.00   | Baja presión succión |
| 15-Jul-99 | 3      | 75    | 25        | 1.25   | Baja presión succión |
| 15-Jul-99 | 3      | 65    | 35        | 3.75   | Baja presión succión |
| 16-Jul-99 | 3      | 75    | 25        | 0.50   | Baja presión succión |
| 16-Jul-99 | 3      | 75    | 25        | 5.00   | Baja presión succión |
| 17-Jul-99 | 3      | 65    | 35        | 2.00   | Baja presión succión |
| 17-Jul-99 | 3      | 75    | 25        | 0.66   | Baja presión succión |

## ***Regional***

### *Integrar el gas de primera etapa en la Región Marina Suroeste*

Esta alternativa ya fue presentada para controlar los flujos extraordinarios y mejorar el funcionamiento global de los quemadores, aunque esta también puede ser llevada a cabo para reducir el potencial de paros en compresores. Adicionalmente los condensados que se generen pueden ser una ventaja y una desventaja a la vez, ventaja porque al enfriarse durante el trayecto por estar la tubería sumergida en el mar, se pueden instalar unos separadores y así se separa mayor cantidad de condensados y el gas entra más seco a los compresores, lo cual es ideal para el buen funcionamiento de estos equipos y la desventaja sería la obstrucción de la tubería lo cual haría necesario corridas de diablo y libranza de las 3 plataformas a la vez. Otra cuestión que se debe tener en cuenta es con los arranques, ya que deben ser bien programados pues primero tiene que llenarse la tubería antes de comenzar a funcionar los equipos de compresión de alta.

### **5.3.2.2 ALTA PRESIÓN EN LA DESCARGA DE LOS COMPRESORES**

Disminuir los casos de alta presión en la descarga de los compresores representa otro de los orígenes principales en el área de oportunidad de reducir el potencial de paros en compresores. Este origen ya fue analizado anteriormente en el área de oportunidad mejorar el funcionamiento global de los quemadores por lo cual el panorama tecnológico y las alternativas identificadas son iguales. Como se explicó este problema de la alta presión en la descarga de los compresores viene desde Atasta, ya sea por rechazos de condensados o por la falta de disponibilidad en los equipos de compresión. En el área de compresión se analizan algunas alternativas de solución, sin embargo se deben de tener en cuenta soluciones también desde Atasta como se presenta a continuación.

### **ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS**

Con base en la información analizada, el conocimiento del proceso y la situación actual de la región, se identificaron las siguientes alternativas que disminuirán los casos de alta presión en la descarga de los compresores. Las alternativas son:

#### ***Regional***

- *Integrar el gas de primera etapa en la Región Marina Suroeste*
- *Instalar quemador cubierto en Atasta*
- *Aumentar disponibilidad de los equipos de compresión en Atasta*

### **5.3.3 MEJORAR EL RENDIMIENTO DEL PROCESO DE COMPRESION**

A continuación se presenta el panorama tecnológico que apoyo en la búsqueda de alternativas de rediseño para controlar los aumentos de temperatura en las etapas de compresión, las variaciones de flujo y presión en la succión y las maneras para mejorar el

rendimiento del gas combustible, para así, mejorar el rendimiento del proceso de compresión.

Posteriormente se presentan las alternativas de rediseño para cada uno de los orígenes. Las alternativas se han catalogado de acuerdo a su nivel de impacto en la modificación del proceso actual. Las alternativas de optimización consideran únicamente modificaciones en las condiciones de operación, mientras que las alternativas de rediseño consideran modificaciones en la tecnología existente. Las tecnologías de diseño involucran la sustitución de la tecnología actual por tecnologías de punta existentes en el mercado. Finalmente se proponen alternativas a nivel regional considerando que el área de oportunidad mejorar el funcionamiento global de los quemadores es un área común para todos los complejos.

### **5.3.3.1 AUMENTOS DE TEMPERATURA**

Los aumentos de temperatura representan uno de los orígenes principales en el área de oportunidad mencionada anteriormente. El aumento de la temperatura afecta el rendimiento del equipo ya que genera incrementos en el trabajo realizado por el equipo.

#### **ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS**

Con base en la información analizada, el conocimiento del proceso y la situación actual de la región, se identificaron las siguientes alternativas que permitirán controlar los aumentos de temperatura.

##### ***Diseño***

##### ***Enfriar con agua de mar el gas interetapas***

El gas que se descarga de alguna de las etapas de compresión se enfría con unos "soloaires" con los que se obtienen temperaturas de hasta 55°C, lo que se propone es enfriarlo con unos intercambiadores de placas como el que aparece en la Figura 58, con los que se consiguen temperaturas hasta de 35 °C. Esta alternativa esta soportada por Lady quien demuestra que al dar un mayor enfriamiento al gas del proceso se obtiene una reducción en la potencia total necesaria. Esta alternativa presenta la ventaja de que se protegen las partes internas del compresor por las altas temperaturas, se disminuye la potencia total necesaria, se mejora el control sobre las temperaturas del proceso ya que los soloaires son limitados en los rangos de temperatura y se captura mayor cantidad de condensados. La desventaja que tiene es por el alto costo de las placas del intercambiador al manejar agua de mar.



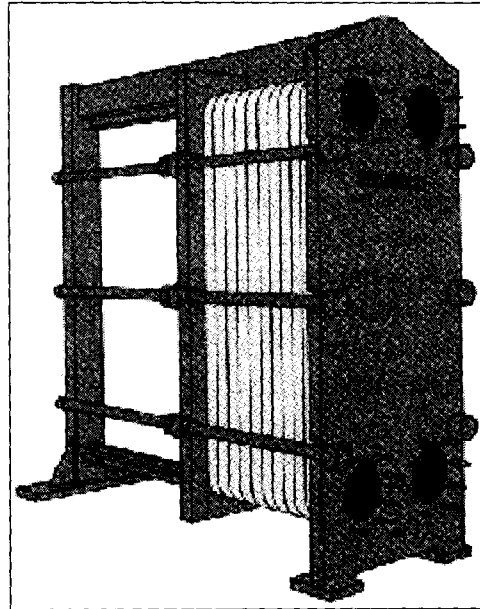


Figura 58. Intercambiador de placas

#### *Intercambiar soloaires*

Como se explicó en la alternativa anterior, el gas que sale de alguna de las etapas de compresión se enfría con unos "soloaires" con los que se obtienen temperaturas de hasta 55° C, en plataformas como la de Abkatun-A, sin embargo, las temperaturas reales son mayores por el estado de incrustación en que se encuentran estos equipos. Se propone tener un juego de soloaires adicional para cambiar los que estén instalados y así poderles realizar una desincrustación a la superficie de intercambio de calor. Esta alternativa tiene la ventaja de que se protegen las partes internas del compresor por las altas temperaturas, se disminuye la potencia total necesaria y se mejoran las condiciones de operación. La desventaja que tiene es por la falta de espacio para tener este equipo adicional, y las dificultades que se tendrían para realizar las maniobras de intercambio.

#### **5.3.3.2 VARIACIONES DE FLUJO Y PRESIÓN EN LA SUCCIÓN**

Las variaciones de flujo y presión en la succión representa otro de los orígenes principales en el área de oportunidad mejorar el rendimiento del proceso de compresión. Este origen ya fue analizado anteriormente en el área de oportunidad reducir el potencial de paros en compresores por lo cual el panorama tecnológico y las alternativas identificadas son iguales.

## **ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS**

Con base en la información analizada, el conocimiento del proceso y la situación actual de la región, se identificaron las siguientes alternativas que darán un mejor control en las variaciones de flujo y presión en la succión que a la vez apoyarán en mejorar el rendimiento del proceso de compresión. Las alternativas son:

- *Recircular totalmente la descarga final del compresor*
- *Modernizar el control de distribución de flujos a la succión de los módulos de compresión*
- *Integrar el gas de primera etapa en la Región Marina Suroeste*

### **5.3.3.3 EQUIPO**

El equipo representa otro de los orígenes principales en el área de oportunidad mencionada anteriormente. Las mejoras que se puedan realizar en cuanto al consumo de gas combustible, van a mejorar el rendimiento del proceso de compresión de gas y reducirá la quema de gas y la emisión de contaminantes por unidad de gas recibido, por lo cual se analizan soluciones con tecnología nueva para así reducir el consumo de gas combustible en el proceso como se presenta a continuación.

## **ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS**

Con base en la información analizada, el conocimiento del proceso y la situación actual de la región, se identificó la siguiente alternativa que permitirá reducir el consumo de gas combustible.

### ***Diseño***

#### ***Instalar equipo de ciclo combinado***

En la actualidad todos los generadores de gases que le dan potencia a los compresores trabajan con la combustión de gas dulce y su consumo al año es muy grande. Lo que se propone es cambiar uno de los generadores de gases por combustión, por uno que trabaje con vapor como el que aparece en la Figura 59. Este sistema se llama de ciclo combinado y consiste en aprovechar el gas caliente que sale de los gases de desfogue de otros equipos para producir vapor en un intercambiador y para generar potencia en una de las turbinas. Esta alternativa tiene la ventaja de que se disminuye la cantidad de gas dulce consumido por unidad de gas comprimido. La desventaja que tiene es por el alto costo del sistema y por la necesidad de que estén trabajando dos generadores de gases para producir vapor para un equipo impulsado por este medio.

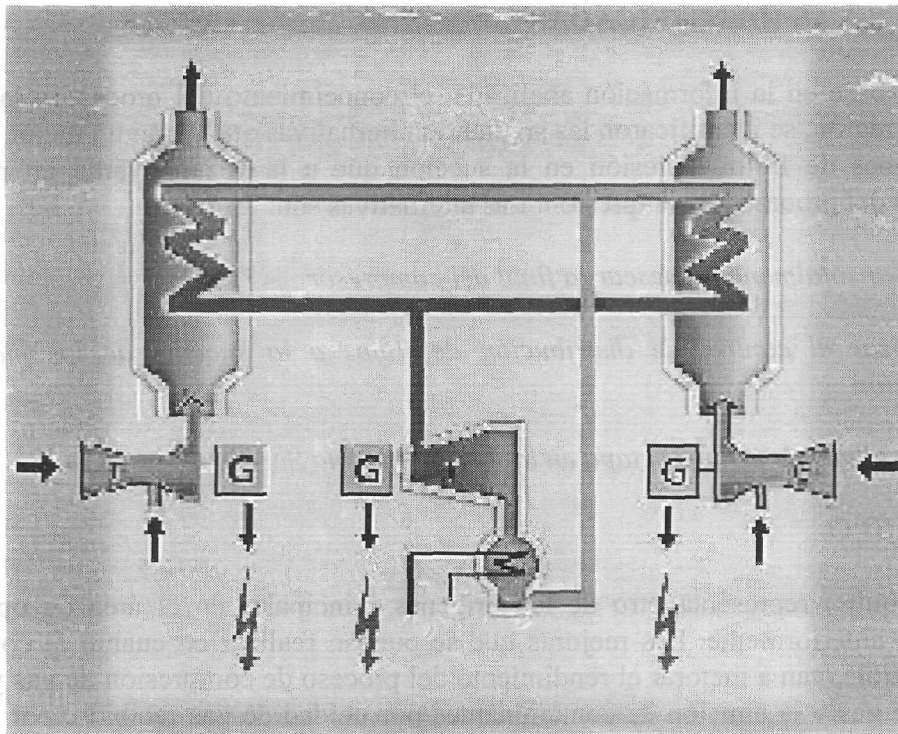


Figura 59. Sistema de ciclo combinado

## **5.4 FASE IV. Evaluación técnico-económica de las propuestas de rediseño**

### **5.4.1 MEJORAR EL FUNCIONAMIENTO GLOBAL DE LOS QUEMADORES**

Esta área de oportunidad tiene como orígenes la incidencia de los flujos extraordinarios, el funcionamiento de los pilotos y la separación de líquidos en el tanque de desfogue, los cuales van a ser presentados a continuación para evaluar sus alternativas de solución.

#### **5.4.1.1 FLUJOS EXTRAORDINARIOS**

El primer origen es la incidencia de los flujos extraordinarios sobre el funcionamiento de los quemadores. Las alternativas que requieren un análisis técnico, operativo y económico son:

1. Planear maniobras de gran magnitud (Libranzas).
2. Instalar quemador adicional para flujos extraordinarios.
3. Instalar quemador para flujos continuos y extraordinarios.
4. Inyectar los gases.
5. Recuperar el gas.
6. Instalar ducto para almacenamiento de gas.
7. Instalar quemador cubierto en Atasta.
8. Aumentar disponibilidad de los equipos de compresión en Atasta.
9. Integrar el gas de primera etapa en la RMSO.

## **EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA**

### ***Optimización***

#### ***Planear maniobras de gran magnitud (Libranzas)***

Planear las maniobras de gran magnitud (Libranzas) es la forma correcta como deben realizarse ciertas operaciones que por no disminuir la cantidad de crudo enviado a Dos Bocas, generan mayor cantidad del gas que puede ser manejado por compresión, y por lo tanto un aumento en el gas quemado, en la contaminación emitida, un desaprovechamiento de dicho recurso y lo más importante es que genera problemas en el quemador por el manejo de un flujo superior al que está diseñado.

Esta alternativa depende del cumplimiento del programa de extracción de crudo, por lo cual se dificulta su implantación ya que depende de las necesidades del país y la decisión es tomada por personas ajenas a la Región Marina Suroeste. Sin embargo, debe ser tomada en cuenta ya que se controla el flujo de gas desde la fuente, es decir, no se espera a que se genere gran cantidad para después corregirlo o manejarlo con el quemador.

Por lo anterior esta alternativa debe ser implantada.

Hay que aclarar que esta no es una solución definitiva, pero puede ser muy redituable.

### **Diseño**

#### *Instalar quemador adicional para flujos extraordinarios*

Instalar un quemador adicional para los flujos extraordinarios permite seguir utilizando el quemador actual para los flujos normales y requeriría de un quemador adicional para los flujos extraordinarios, siendo poco factible porque el quemador actual sería muy grande para los flujos continuos y además, tampoco habría espacio para un quemador adicional. Por lo anterior esta alternativa es descartada.

#### *Instalar quemador para flujos continuos y extraordinarios*

Instalar un quemador para flujos continuos y extraordinarios es una de las alternativas más adecuada para disminuir la incidencia de los flujos extraordinarios sobre el quemador, ya que se utilizaría un equipo que está diseñado para soportarlos. De acuerdo a la norma API 521 el flujo de gas en la boquilla de salida del quemador no debe sobrepasar la velocidad del sonido y esto se consigue controlando que el número de Mach se encuentre entre 0.2 y 0.5.

El quemador que se propone debe cumplir con el número de Mach de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$M = 3.23 \times 10^{-5} \left( \frac{W}{P_2 D^2} \right) \left( \frac{ZT}{kM_w} \right)^{0.5}$$

Donde:

|                |   |                                                            |
|----------------|---|------------------------------------------------------------|
| M              | = | Número de Mach                                             |
| W              | = | Flujo de gas, kg/h                                         |
| T              | = | Temperatura absoluta, (335 K)                              |
| M <sub>w</sub> | = | Peso molecular del gas, (25.104)                           |
| k              | = | Relación entre los calores específicos Cp/Cv, (1.213)      |
| Z              | = | Factor de compresibilidad, (0.976)                         |
| P <sub>2</sub> | = | Presión fuera del tubo del quemador, (101.3 kPa absolutos) |

El diámetro que debe tener la boquilla del quemador para un flujo de 280 mmpcd (370,242.8 kg/h) que sería el caso más crítico en el que todo el gas que se separe se lleve hacia el quemador se calcula como sigue:

$$D = \sqrt{\left( \frac{3.23 \times 10^{-5} \times 370,242.8 \text{ kg/h}}{101.3 \text{ kPa} \times 0.4} \times \left( \frac{0.976 \times 335 \text{ K}}{1.213 \times 25.104} \right)^{0.5} \right)} = 0.98 \text{ m}$$

Nótese que se utilizó un número de mach de 0.4 para no estar tan cercano al valor máximo que es de 0.5. El diámetro resultante es de 0.98 m, que son 38.54 pulgadas, y las boquillas actuales de los quemadores instalados tienen 30 pulgadas de diámetro.

Si se utiliza un diámetro de 36 pulgadas, todavía se conserva el número de Mach en el rango y se consiguen más fácil las bridas para esa medida. Adicionalmente los cambios serían menores ya que la tubería que va hacia el quemador es de 36 pulgadas. Por lo tanto esta alternativa es viable técnicamente para su implantación.

#### *Inyectar los gases*

Por ser flujos extraordinarios, los cuales no son constantes, es poco factible implantar esta alternativa ya que se dificulta el manejo de gas por las variaciones entre el funcionamiento normal -que es casi todo el tiempo- y el funcionamiento extraordinario, para mejorar el funcionamiento global de los quemadores.

#### *Recuperar el gas*

Al igual que la anterior, esta alternativa no es factible de implantar, ya que es más adecuada para flujos continuos y no tan variables.

#### *Instalar ducto para almacenamiento de gas*

Un ducto para almacenar el gas que se lleva hacia el quemador es una forma de aprovechar todo ese gas que se va a quemar. La evaluación que debe hacerse a esta alternativa es para saber que volumen debe tener el ducto para almacenarlo.

Cuando hay un problema en un compresor, se tardan una hora en poner a funcionar el equipo disponible, esto nos da una idea del tiempo mínimo que debe cumplirse para ser viable. Para evaluar esta alternativa se puede verificar que volumen debe tener el ducto para evitar que se quemé el flujo de 1 hora en un compresor con capacidad de 100 mmpcsd.

El flujo molar del gas para 100 mmpcsd y con un peso molecular promedio de 25.2 lb/lbmol es:

$$Q_n = \frac{Q_g \times d}{PM}$$
$$Q_n = \frac{100,000,000 \text{ ft}^3 / \text{día} \times 0.470 \text{ lb/ft}^3}{25.2 \text{ lb/lbmol}} = 1,865,079.4 \text{ lbmol/día}$$

Donde:

- Qg = Flujo volumétrico de gas, ft<sup>3</sup>/día  
Qn = Flujo molar, lbmol/día  
d = Densidad de 0.47 lb/ft<sup>3</sup> a 6.5 kg/cm<sup>2</sup> y 35°C  
PM = Peso molecular, lb/lbmol

$$n = Qn \times t$$

$$n = 1,865,079.4 \text{ lbmol/día} \times 0.042 \text{ día} = 78,333.4 \text{ lbmol}$$

Donde:

- t = Tiempo (1 hora), días  
n = Moles, lbmol

$$V_T = A \times L$$

$$n = \frac{V_T \times d}{PM}$$

$$L = \frac{78,333.4 \text{ lbmol} \times 25.2 \text{ lb/lbmol}}{0.47 \text{ lb/ft}^3 \times 7.07 \text{ ft}^2} = 594,059.4 \text{ ft} = 181 \text{ km}$$

Donde:

- V<sub>T</sub> = Volumen total, ft<sup>3</sup>  
A = Área de la tubería, ft<sup>2</sup> (7.07 ft<sup>2</sup> = 36 in<sup>2</sup>)  
L = Longitud tubería requerida, ft

Con la longitud que se requiere para almacenar el gas en el ducto, se descarta técnicamente esta alternativa.

### ***Regional***

#### ***Instalar quemador cubierto en Atasta***

Este tipo de quemadores son diseñados para gran cantidad de gas de alivio, o sea que son capaces de manejar la cantidad de gas que se quema regularmente por alguna eventualidad en Atasta o en Ciudad Pemex, que puede llegar a ser de 400 mmpcsd. También son construidos para generar una combustión libre de humo y bajo nivel de ruido, por lo tanto son adecuados para el tipo de trabajo que se requiere, sin embargo esta alternativa no es una solución definitiva para todos las causas de flujos extraordinarios, tan sólo para las que están relacionadas con Atasta, por lo cual no es la adecuada técnica y operativamente para esta área de oportunidad, ya que la seleccionada debe ser una solución para todos los tipos de flujos.

*Aumentar disponibilidad de los equipos de compresión en Atasta*

Esta alternativa tampoco es una solución definitiva para todos las causas de flujos extraordinarios dejando de ser adecuada técnicamente, ya que la seleccionada debe ser una solución para todos los tipos de flujos.

*Integrar el gas de primera etapa en la RMSO*

La evaluación que debe hacerse a esta alternativa es para saber cuanto tiempo se podría almacenar el gas, ya que en caso de algún problema en uno de los compresores, el que se tiene disponible tardaría una hora en comenzar a funcionar.

El volumen de las tuberías actuales es de 298,661.7 ft<sup>3</sup> como se observa a continuación.

$$\begin{aligned}V_1 &= A_1 \times L_1 \\V_1 &= 3.14 \text{ ft}^2 \times 13,124 \text{ ft} = 41,230.3.5 \text{ ft}^3 \\V_2 &= A_2 \times L_2 \\V_2 &= 7.1 \text{ ft}^2 \times 36,419.1 \text{ ft} = 257,431.5 \text{ ft}^3\end{aligned}$$

Donde:

$$\begin{aligned}V_1 &= \text{Volumen tubería entre Abk A - Abk D, ft}^3 \\A_1 &= \text{Area tubería entre Abk A - Abk D, ft}^2 (3.14 \text{ ft}^2 = 24 \text{ in}^2) \\L_1 &= \text{Longitud tubería entre Abk A - Abk D, ft (13,124 ft}^2 = 4 \text{ km)} \\V_2 &= \text{Volumen tubería entre Abk A - Pol A, ft}^3 \\A_2 &= \text{Area tubería entre Abk A - Pol A, ft}^2 (7.1 \text{ ft}^2 = 36 \text{ in}^2) \\L_2 &= \text{Longitud tubería entre Abk A - Abk D, ft (36,419 ft}^2 = 11.1 \text{ km)}\end{aligned}$$

Se propone para cerrar el anillo instalar una tubería entre Pol A y Abk D, la cual tiene el siguiente volumen.

$$\begin{aligned}V_3 &= A_3 \times L_3 \\V_3 &= 7.07 \text{ ft}^2 \times 31,596 \text{ ft} = 223,339.2 \text{ ft}^3 \\V_T &= V_1 + V_2 + V_3 = 522,000.9 \text{ ft}^3\end{aligned}$$

Donde:

$$\begin{aligned}V_3 &= \text{Volumen tubería entre Pol A - Abk D, ft}^3 \\A_3 &= \text{Area tubería entre Pol A - Abk D, ft}^2 (7.07 \text{ ft}^2 = 36 \text{ in}^2) \\L_3 &= \text{Longitud tubería entre Pol A - Abk D, ft (31,596 ft}^2 = 9.63 \text{ km)} \\V_T &= \text{Volumen total, ft}^3\end{aligned}$$

Los tres complejos producen 935,7 mmpcsd, entonces, se evaluará cuanto tiempo se tarda el gas en el ducto de pasar de 5 kg/cm<sup>2</sup> a 6.5 kg/cm<sup>2</sup> cuando un compresor de 100



mmcsd se dispara, cuando se disparan 2 compresores y cuando se disparan 3 compresores. Los valores de presión fueron seleccionados porque en Pol-A se trabaja a  $5 \text{ kg/cm}^2$  y en Abkatun a  $6.5 \text{ kg/cm}^2$  lo que indica que los compresores de baja pueden asumir esta variación de presión. El tiempo que nos de, indicará si esta alternativa sirve como control para los flujos extraordinarios.

A medida que se va alimentando el anillo con gas del tren de separación, también se irá sacando una cantidad para ser manejada por los compresores, por lo que el flujo que manejan los compresores que se disparan es el único que se queda en el sistema, y es el que se debe evaluar.

Las densidades del gas a una temperatura de  $35^\circ\text{C}$  y una presión de  $5 \text{ kg/cm}^2$  y de  $6.5 \text{ kg/cm}^2$  fueron obtenidas con el ASPEN y son:

$$\begin{aligned} 5.99 \text{ kg/m}^3 &= 0.374 \text{ lb/ft}^3 \\ 7.54 \text{ kg/m}^3 &= 0.470 \text{ lb/ft}^3 \end{aligned}$$

El flujo molar del gas para 100 mmcsd y con un peso molecular promedio de 25.2 lb/lbmol es:

$$\begin{aligned} Qn &= \frac{Qg \times d}{PM} \\ Qn &= \frac{100,000,000 \text{ ft}^3 / \text{día} \times 0.374 \text{ lb/ft}^3}{25.2 \text{ lb/lbmol}} = 1,484,927.4 \text{ lbmol/día} \end{aligned}$$

Donde:

|    |   |                                                    |
|----|---|----------------------------------------------------|
| Qg | = | Flujo volumétrico de gas, $\text{ft}^3/\text{día}$ |
| Qn | = | Flujo molar, lbmol/día                             |
| d  | = | Densidad                                           |
| PM | = | Peso molecular, lb/lbmol                           |

El cálculo de moles en la tubería a una presión de  $5 \text{ kg/cm}^2$  y de  $6.5 \text{ kg/cm}^2$  es:

$$\begin{aligned} n_1 &= \frac{V_T \times d}{PM} \\ n_1 &= \frac{522,000 \text{ ft}^3 \times 0.374 \text{ lb/ft}^3}{25.2 \text{ lb/lbmol}} = 7,751.3 \text{ lbmol} \\ n_2 &= 9,757.1 \text{ lbmol} \\ n &= n_2 - n_1 = 2,005.8 \text{ lbmol} \end{aligned}$$

Donde:

|       |   |                                     |
|-------|---|-------------------------------------|
| $n_1$ | = | Moles a $5 \text{ kg/cm}^2$ , lbmol |
|-------|---|-------------------------------------|

$n_2$  = Moles a 6.5 kg/cm<sup>2</sup>, lbmol  
 $n$  = Aumento en moles, lbmol

El tiempo es:

$$t = \frac{n}{Qn}$$
$$t = \frac{2,005.8 \text{ lbmol}}{1,031.2 \text{ lbmol/min}} = 1.94 \text{ min}$$

Para 100 mmpcsd se tienen 1.94 min, para 200 mmpcsd es de 0.97 min y para 300 mmpcsd es de 0.65 min.

Por la evaluación anterior esta alternativa no se justifica para mejorar el funcionamiento global de los quemadores, por los tiempos tan bajos, indicando así que no funciona para controlar los flujos extraordinarios de gas.

De acuerdo con la evaluación técnica y operativa, las alternativas de solución de este origen que son factibles de ser implantadas y que requieren el análisis económico son:

1. Planear maniobras de gran magnitud (Libranzas).
2. Instalar quemador para flujos continuos y extraordinarios.

## EVALUACIÓN ECONÓMICA

### *Optimización*

#### *Planear maniobras de gran magnitud (Libranzas)*

Esta alternativa no presenta costos de inversión ya que requiere tan sólo de una buena comunicación entre los diferentes departamentos o áreas del proceso. De esta forma cuando se quiera realizar un trabajo en algún equipo y que esto vaya a generar flujos extraordinarios de gas hacia el quemador, se debe informar a pozos para que disminuya la extracción de crudo mientras se supera la eventualidad o se realizan los trabajos programados.

En la Tabla 23 se presentan los conceptos y cantidades de gas quemado durante 1999 en todo el Complejo de Abkatun (A y D).

Tabla 23. Quema de gas por concepto

| Mes          | Reparación equipo | Manto preventivo | Rechazo Atasta | Otros          | Total          |
|--------------|-------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|
| Ene          | 132.7             | 20.3             | 109.6          | 224.1          | 486.7          |
| Feb          | 90.4              | 0.0              | 5.6            | 14.5           | 110.5          |
| Mar          | 177.3             | 0.0              | 164.5          | 298.6          | 640.4          |
| Abr          | 258.9             | 0.0              | 280.1          | 57.0           | 596.0          |
| May          | 167.7             | 0.0              | 22.2           | 32.6           | 222.5          |
| Jun          | 52.7              | 0.0              | 0.0            | 48.9           | 101.5          |
| Jul          | 22.5              | 0.0              | 40.3           | 238.5          | 301.3          |
| Ago          | 48.9              | 0.0              | 432.7          | 60.9           | 542.5          |
| Sep          | 24.4              | 0.0              | 758.4          | 320.7          | 1,103.5        |
| Oct          | 303.4             | 0.0              | 587.8          | 656.5          | 1,547.7        |
| Nov          | 56.7              | 0.0              | 315.2          | 11.0           | 382.9          |
| Dic          | 85.3              | 0.0              | 248.6          | 63.6           | 397.4          |
| <b>Total</b> | <b>1,420.8</b>    | <b>20.3</b>      | <b>2,964.9</b> | <b>2,026.9</b> | <b>6,432.9</b> |

Se calcula una reducción conservadora del 15% del gas quemado anual en el concepto de "otros". En esta alternativa aunque no se presentan costos de inversión, si tienen pérdidas por disminución en la extracción de crudo, pero tan sólo son de 3,667.2 USD/año, para esta reducción de gas.

En la Tabla 24 se presentan los beneficios que se obtendrían al implantar esta alternativa.

Tabla 24. Ahorros para la alternativa de planear maniobras de gran magnitud

| No. | Concepto                                                                      | Monto (MUSD/año)  |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| 1   | Ahorro por disminución en la quema de gas                                     | \$608.07          |
| 2   | Ahorro por penalizaciones debido al incumplimiento al programa de producción. | \$608.07          |
|     | <b>Total</b>                                                                  | <b>\$1,216.14</b> |

**Comentarios**

|   |                                                                                       |                    |
|---|---------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| 1 | Ahorro por disminución en la quema de gas                                             |                    |
|   | Gas quemado por concepto de "Otros"                                                   | 2,026.90 MMPCS/año |
|   | Porcentaje de disminución por esta alternativa                                        | 15.00 %            |
|   | Disminución                                                                           | 304.04 MMPCS/año   |
|   | Precio por millar de pie cúbico de gas amargo                                         | \$2.00 USD/MPC     |
|   | Ahorro total                                                                          | \$608.07 MUSD      |
| 2 | Ahorro por penalizaciones debido al incumplimiento al programa de producción.         |                    |
|   | Penalizaciones del año 1999                                                           | 1,577.72 MMPCS/año |
|   | Disminución en penalizaciones                                                         | 304.04 MMPCS/año   |
|   | (Lo cual es posible porque es mayor el gas quemado por este motivo que el penalizado) |                    |
|   | Precio por millar de pie cúbico de gas amargo                                         | \$2.00 USD/MPC     |
|   | Ahorro total                                                                          | \$608.07 MUSD      |

El beneficio que se obtendría es por reducir la quema en 304,035 mpc al año, lo que a un precio de 2.0 USD/mpc, da un total de 608,070 USD de ahorro al año.

Dentro de los beneficios también se incluye la disminución en las penalizaciones, ya que al dejar de quemar ese gas en los quemadores, se puede comprimir y enviar a Atasta. Esto presenta un valor de 608,070 USD/año.

El retorno de inversión es inmediato por no tener costos de implantación.

Los beneficios totales que se obtienen al implantar esta alternativa son:

- Reducción de 304.04 mmpcs de gas quemado al año, que equivalen a 608,070 USD/año.
- Ahorro por reducción en las penalizaciones por incumplimiento al programa de producción con un valor de 608,070/año.
- Reducción en la contaminación generada durante la quema de gas.
- Mejoramiento en la eficiencia del proceso por la disminución en la quema de gas.
- Mejoramiento en la seguridad del proceso de quemado, por la disminución de los flujos extraordinarios.

### ***Diseño***

#### *Instalar quemador para flujos continuos y extraordinarios*

La propuesta de instalar un quemador para flujos continuos y extraordinarios se puede realizar con dos tipos de equipos que se presentan en las Figuras 60 y 61. El primero es similar al que se utiliza en todas las plataformas de la región, tan sólo con las modificaciones del diseño para que tenga cavidades para el autoaspirado de aire y se tenga una óptima combustión en condiciones normales. El segundo equipo es un quemador tipo "candelabro" en el que se encienden unas antorchas cuando se quema una cantidad pequeña, como en los flujos continuos, y se encienden algunas adicionales a medida que aumenta la cantidad de gas, como en los flujos extraordinarios, este equipo tiene la desventaja de que no ha sido probado en la región, por lo cual no se va a evaluar económicamente.

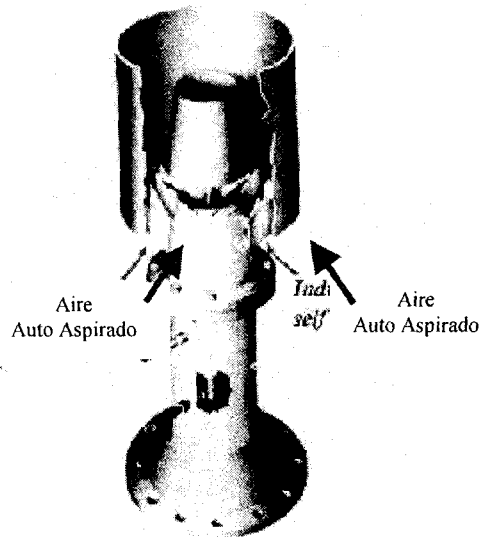


Figura 60. Quemador con eliminación de humo

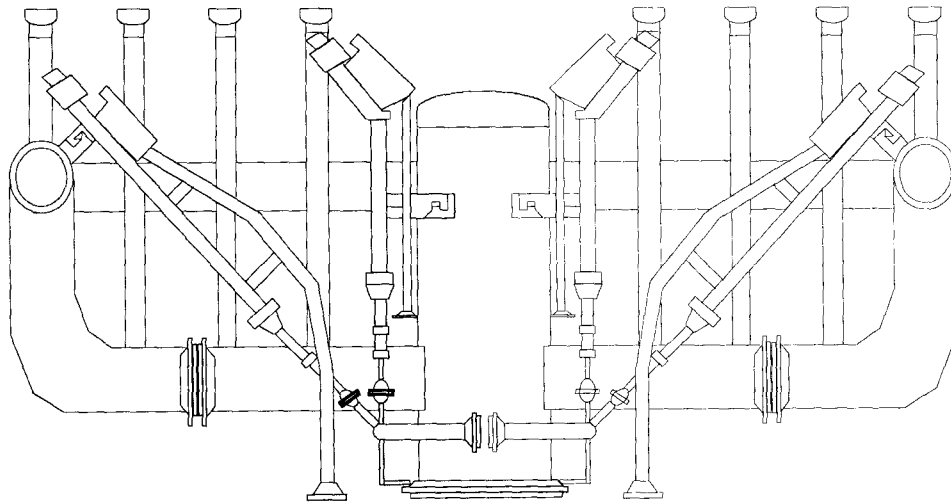


Figura 61. Quemador tipo "candelabro"

En la Tabla 25 se presenta el desglose del cálculo del costo total de inversión.

Tabla 25. Costos de inversión para la alternativa de instalar quemador para flujos continuos y extraordinarios

| No.       | Concepto                              | FACTORES    |             |           | Aplicado sobre | Monto (MUSD)    |
|-----------|---------------------------------------|-------------|-------------|-----------|----------------|-----------------|
|           |                                       | Rango       | Recomendado | Utilizado |                |                 |
| 1         | Costo de equipo entregado             | 1           | 1.00        | 1.00      | 1              | 1,088.25        |
| 2         | Costo de instalación                  | 0.4 - 1.20  | 0.43        | 1.20      | 1              | 1,305.90        |
| <b>3</b>  | <b>Costo de equipo instalado</b>      |             |             |           |                | <b>2,394.15</b> |
| 4         | Tuberías                              |             | 0.40        | 0.00      | 3              | -               |
|           | Tipo de planta: sólido                | 0.07 - 0.10 |             |           |                |                 |
|           | sólido-fluido                         | 0.10 - 0.30 |             |           |                |                 |
|           |                                       | 0.30 - 0.60 |             |           |                |                 |
| 5         | Instrumentación                       |             | 0.15        | 0.00      | 3              | -               |
|           | Cantidad: poca o nada                 | 0.02 - 0.05 |             |           |                |                 |
|           | alguna                                | 0.05 - 0.10 |             |           |                |                 |
|           | completa                              | 0.10 - 0.15 |             |           |                |                 |
| 6         | Construcciones y acondic. del lugar   |             | 0.10        | 0.00      | 3              | -               |
|           | Tipo de planta: existente             | 0.00        |             |           |                |                 |
|           | exterior                              | 0.05 - 0.20 |             |           |                |                 |
|           | exterior/interior                     | 0.20 - 0.60 |             |           |                |                 |
|           | interior                              | 0.60 - 1.00 |             |           |                |                 |
| 7         | Auxiliares                            |             | 0.05        | 0.00      | 3              | -               |
|           | ninguna                               | 0.00        |             |           |                |                 |
|           | ampliación menor                      | 0.00 - 0.05 |             |           |                |                 |
|           | ampliación mayor                      | 0.05 - 0.25 |             |           |                |                 |
|           | nuevas instalaciones                  | 0.25 - 1.00 |             |           |                |                 |
| <b>8</b>  | <b>Costo físico total</b>             |             |             |           |                | <b>2,394.15</b> |
| 9         | Ingeniería y construcción             |             | 0.25        | 0.35      | 8              | 837.95          |
|           | Complejidad: simple                   | 0.20 - 0.35 |             |           |                |                 |
|           | difícil                               | 0.35 - 0.50 |             |           |                |                 |
| 10        | Contingencias y cuotas de contratista |             | 0.15        | 0.30      | 8              | 718.25          |
|           | Proceso: firme                        | 0.10 - 0.20 |             |           |                |                 |
|           | sujeto a cambios                      | 0.20 - 0.30 |             |           |                |                 |
|           | especulativo                          | 0.30 - 0.50 |             |           |                |                 |
| 11        | Factor de tamaño                      |             | 0.03        | 0.05      | 8              | 119.71          |
|           | Unidad: grande                        | 0.00 - 0.05 |             |           |                |                 |
|           | pequeña                               | 0.05 - 0.15 |             |           |                |                 |
|           | experimental                          | 0.15 - 0.35 |             |           |                |                 |
| <b>12</b> | <b>Costo total de inversión</b>       |             |             |           |                | <b>4,070.06</b> |

\* Factores recomendados para una refinería

(Utilizando factores de Chilton; Humphreys, 1991)

**COMENTARIOS**

- 1 Se tomó el costo de un equipo nuevo como base de cálculo
- 4 Costos van incluidos en el precio inicial.
- 5 Costos van incluidos en el precio inicial.
- 7 Costos van incluidos en el precio inicial.
- 9 Se consideró mayor complejidad por ser en plataformas

El equipo propuesto es un quemador con un diámetro de 36 pulgadas capacitado para los flujos continuos y extraordinarios y que a su vez tiene un sistema para mejorar la combustión, reducir la generación de humos y por ende la emisión de hidrocarburos a la atmósfera. El quemador sería como el que se presenta en la Figura 60 y su costo es de 4,070,060.00 USD.

El beneficio que se obtendría es por disminuir el cambio de las boquillas de los quemadores, de anualmente como debe hacerse actualmente, a la duración con la que

fueron diseñadas, generando un ahorro de 18,814.00 USD por año, que están diseñados hasta por 5 años, por lo cual el ahorro total es de 94,070.00 USD.

Este equipo no requiere costos adicionales por operación, ya que es similar a los que están instalados.

El retorno de inversión es muy elevado debido a los pocos beneficios económicos que se presentan, sin embargo se debe tener especial cuidado en observar los beneficios intangibles que se generan los cuales son muy importantes en seguridad industrial y medio ambiente.

Los beneficios totales que se obtienen al implantar esta alternativa son:

- Ahorro de 94,070.00 USD por cambio de boquillas.
- Reducción en la contaminación generada durante la quema de gas, ya que al tener una óptima combustión se reduce la emisión de hidrocarburos a la atmósfera.
- Incremento en la seguridad de la plataforma por utilizar un adecuado quemador para el alivio de presiones.

#### **5.4.1.2 PILOTOS**

El segundo origen es la mejora en los pilotos de los quemadores. La alternativa que requiere un análisis técnico, operativo y económico es el sistema de encendido discontinuo.

### **EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA**

#### ***Diseño***

##### *Sistema de encendido discontinuo*

De acuerdo a la información que se encontró, esta alternativa esta siendo utilizada con gran éxito en el Mar del Norte, en donde las condiciones atmosféricas son más críticas que en el Golfo de México, siendo factible su implantación. Se sabe también que por políticas de Pemex, es imprescindible tener una llama a la vista en todo momento en los quemadores, sin embargo, la utilización de este sistema disminuye considerablemente la quema de gas y la contaminación emitida durante esta operación, que es muy importante para PEP.

El sistema propuesto al igual que el actual, tienen detectores de llama, para asegurar el encendido del gas mientras este saliendo por la boquilla, por lo cual son igual de seguros, o mejor dicho no incrementan los riesgos de emanación de gases sin quemar.

Es importante también incluir en este análisis que el gas que se recupera del tanque de desfogue puede ser utilizado para generar vapor, para complementar los sistemas de ciclo combinado, lo que sería otro beneficio adicional para esta alternativa.

Por lo anterior esta alternativa es viable técnica y operativamente.

## **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

### ***Diseño***

#### *Sistema de encendido discontinuo*

La alternativa de instalar un sistema de encendido discontinuo permitirá disminuir los consumos de gas en los pilotos y se obtendrá un funcionamiento más seguro del sistema.

En las tablas 26, 27 y 28 se presenta, respectivamente, el desglose del cálculo del costo total de inversión, el cálculo de los ahorros esperados y el retorno de la inversión.



Tabla 26. Costos de inversión para la alternativa de instalar un sistema de encendido discontinuo

| No. | Concepto                              | Rango       | FACTORES    |           | Aplicado sobre | Monto (MUSD)  |
|-----|---------------------------------------|-------------|-------------|-----------|----------------|---------------|
|     |                                       |             | Recomendado | Utilizado |                |               |
| 1   | Costo de equipo entregado             | 1           | 1.00        | 1.00      | 1              | 50.00         |
| 2   | Costo de instalación                  | 0.4 - 1.20  | 0.43        | 1.20      | 1              | 60.00         |
| 3   | <b>Costo de equipo instalado</b>      |             |             |           |                | <b>110.00</b> |
| 4   | Tuberías                              |             | 0.40        | 0.60      | 3              | 66.00         |
|     | Tipo de planta: sólido                | 0.07 - 0.10 |             |           |                |               |
|     | sólido-fluido                         | 0.10 - 0.30 |             |           |                |               |
|     |                                       | 0.30 - 0.60 |             |           |                |               |
| 5   | Instrumentación                       |             | 0.15        | 0.15      | 3              | 16.50         |
|     | Cantidad: poca o nada                 | 0.02 - 0.05 |             |           |                |               |
|     | alguna                                | 0.05 - 0.10 |             |           |                |               |
|     | completa                              | 0.10 - 0.15 |             |           |                |               |
| 6   | Construcciones y acondic. del lugar   |             | 0.10        | 0.60      | 3              | 66.00         |
|     | Tipo de planta: existente             | 0.00        |             |           |                |               |
|     | exterior                              | 0.05 - 0.20 |             |           |                |               |
|     | exterior/interior                     | 0.20 - 0.60 |             |           |                |               |
|     | interior                              | 0.60 - 1.00 |             |           |                |               |
| 7   | Auxiliares                            |             | 0.05        | 0.50      | 3              | 55.00         |
|     | ninguna                               | 0.00        |             |           |                |               |
|     | ampliación menor                      | 0.00 - 0.05 |             |           |                |               |
|     | ampliación mayor                      | 0.05 - 0.25 |             |           |                |               |
|     | nuevas instalaciones                  | 0.25 - 1.00 |             |           |                |               |
| 8   | <b>Gosto físico total</b>             |             |             |           |                | <b>313.50</b> |
| 9   | Ingeniería y construcción             |             | 0.25        | 0.50      | 8              | 156.75        |
|     | Complejidad: simple                   | 0.20 - 0.35 |             |           |                |               |
|     | difícil                               | 0.35 - 0.50 |             |           |                |               |
| 10  | Contingencias y cuotas de contratista |             | 0.15        | 0.50      | 8              | 156.75        |
|     | Proceso: firme                        | 0.10 - 0.20 |             |           |                |               |
|     | sujeto a cambios                      | 0.20 - 0.30 |             |           |                |               |
|     | especulativo                          | 0.30 - 0.50 |             |           |                |               |
| 11  | Factor de tamaño                      |             | 0.03        | 0.15      | 8              | 47.03         |
|     | Unidad: grande                        | 0.00 - 0.05 |             |           |                |               |
|     | pequeña                               | 0.05 - 0.15 |             |           |                |               |
|     | experimental                          | 0.15 - 0.35 |             |           |                |               |
| 12  | <b>Costo total de inversión</b>       |             |             |           |                | <b>674.03</b> |

\* Factores recomendados para una refinería

(Utilizando factores de Chilton; Humphreys, 1991)

**COMENTARIOS**

- 1 Se consideró el costo de las modificaciones que se requieren.
- 4 Se consideraron modificaciones que deben realizarse en los ductos del gas a recuperar en el tanque de desfogue.
- 5 Sistemas de control especializado, para presiones y detección de llama.
- 6 Se consideró el movimiento de equipo.
- 9 Se consideró mayor complejidad por ser en plataforma.

Tabla 27. Ahorros por instalar un sistema de encendido discontinuo

| No.          | Concepto                                                                      | Monto (MUSD/año)  |
|--------------|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| 1            | Ahorro por reducción en el gas quemado.                                       | \$1,540.30        |
| 2            | Ahorro por penalizaciones debido al incumplimiento al programa de producción. | \$1,460.00        |
| <b>Total</b> |                                                                               | <b>\$3,000.30</b> |

Comentarios

|   |                                                                                                   |            |           |
|---|---------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-----------|
| 1 | Ahorro por reducción en el gas quemado.                                                           |            |           |
|   | Cantidad de gas utilizado en pilotos (para un quemador)                                           | 2.00       | MMPCS/día |
|   | Cantidad total de gas quemado por este motivo.                                                    | 730.00     | MMPCS/año |
|   | Precio por millar de pie cúbico de gas amargo                                                     | \$2.11     | USD/MPC   |
|   | Ahorro total                                                                                      | \$1,540.30 | MUSD      |
|   | Ahorro por penalizaciones debido al incumplimiento al programa de producción.                     |            |           |
| 2 | Penalizaciones del año pasado 1999                                                                | 1,577.72   | MMPCS/año |
|   | Disminución en penalizaciones                                                                     | 730.00     | MMPCS/año |
|   | (Lo cual es posible porque es mayor la cantidad de gas quemado por este motivo que el penalizado) |            |           |
|   | Precio por millar de pie cúbico de gas amargo                                                     | \$2.00     | USD/MPC   |
|   | Ahorro total                                                                                      | \$1,460.00 | MUSD      |

Con la información anterior se encuentra que el ahorro en gas combustible por la suspensión en la utilización de los pilotos actuales es de 730,000 mpc/año, lo que a un precio de 2.11 USD/mpc, da un total de 1,540,300.00 USD de ahorro al año.

También se tuvo en cuenta el beneficio que se obtiene por la reducción en las penalizaciones por incumplimiento al programa de producción, lo cual es de 1,460,000.00 USD/año.

El retorno de la inversión se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 28. Retorno de la inversión

| No. | Concepto                   | Operación | Monto       | unidades |
|-----|----------------------------|-----------|-------------|----------|
| 1   | Costo total de inversión   |           | \$ 674.03   | MUSD     |
| 2   | Ahorros anuales calculados |           | \$ 3,000.30 | MUSD/Año |
| 3   | Costos de operación        |           | \$ -        | MUSD/Año |
| 4   | Ahorro anual neto          | (2-3)     | \$ 3,000.30 | MUSD/Año |
| 5   | Retorno de la inversión    | (1/4)     | 0.22        | Años     |

No se tomaron en cuenta los costos de operación porque el sistema trabaja automáticamente.

Los beneficios totales que se obtienen al implantar esta alternativa son:

- Reducción de 730 mmpcs de gas quemado al año, que equivale a 1,540,300.00 USD/año.
- Ahorro por reducción en las penalizaciones por incumplimiento al programa de producción con un valor de 1,460,000/año.
- Reducción en la contaminación generada durante la quema de gas.

- Mejoramiento en la eficiencia del proceso por la disminución en la quema de gas.
- Reducción de riesgo en la operación de los quemadores.

### **5.4.1.3 TANQUE DE DESFOGUE**

El tercer origen es la separación de líquidos en el tanque de desfogue. Las alternativas que requieren un análisis técnico, operativo y económico son:

1. Instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador.
2. Instalar separador ciclónico.

## **EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA**

### ***Rediseño***

#### *Instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador*

El tanque de desfogue debe tener ciertas placas de internos que no dificulten el paso del gas de alivio hacia el quemador y que a su vez separen las partículas líquidas de forma tal que disminuya la cantidad de hidrocarburos quemados y que a su vez, estas partículas no se comporten como un elemento abrasivo sobre las superficies de la boquilla.

Instalar internos en el tanque de desfogue ayuda a suministrar un gas seco hacia el quemador para no generar abrasión sobre las diferentes piezas que lo conforman y no presentan problemas de extinción de la llama, por lo cual es viable su implantación.

#### *Adecuar control automático para la descarga de la trampa de líquidos de desfogue al quemador*

Adecuar el control automático para la descarga de la trampa de líquidos de desfogue al quemador es imprescindible para una buena operación del sistema de retención de hidrocarburos, por lo cual debe ser implantado. Esta alternativa, sin embargo será unida a la anterior, ya que es el complemento necesario para la buena separación de líquidos en la trampa.

### ***Diseño***

#### *Instalar separador ciclónico*

El uso de este equipo es para separar grandes cantidades de líquidos y gases, lo cual sería un desperdicio para este tipo de operación. Adicionalmente se tiene que la disminución de arrastre en este gas debe ser corregida desde el tren de separación y antes del quemador debe haber tan sólo una retención de seguridad. Por lo anterior, esta alternativa no es viable operativamente.

De acuerdo con la evaluación técnica y operativa, la alternativa de solución de este origen que es factible de ser implantada y que requiere el análisis económico es instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador.

## **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

### ***Rediseño***

#### *Instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador*

La alternativa de instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador permitirá disminuir los daños en la boquilla del quemador ocasionados por las partículas líquidas que contiene el gas de alivio.

En las tablas 29, 30 y 31 se presenta, respectivamente, el desglose del cálculo del costo total de inversión, el cálculo de los ahorros esperados y el retorno de la inversión.

Tabla 29. Costos de inversión para la alternativa de instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador

| No. | Concepto                              | Rango       | FACTORES    |           | Aplicado sobre | Monto (MUSD) |
|-----|---------------------------------------|-------------|-------------|-----------|----------------|--------------|
|     |                                       |             | Recomendado | Utilizado |                |              |
| 1   | Costo de equipo entregado             | 1           | 1.00        | 1.00      | 1              | 5.00         |
| 2   | Costo de instalación                  | 0.4 - 1.20  | 0.43        | 1.20      | 1              | 6.00         |
| 3   | <b>Costo de equipo instalado</b>      |             |             |           |                | <b>11.00</b> |
| 4   | Tuberías                              |             | 0.40        | 0.10      | 3              | 1.10         |
|     | Tipo de planta: sólido                | 0.07 - 0.10 |             |           |                |              |
|     | sólido-fluido                         | 0.10 - 0.30 |             |           |                |              |
|     |                                       | 0.30 - 0.60 |             |           |                |              |
| 5   | Instrumentación                       |             | 0.15        | 0.10      | 3              | 1.10         |
|     | Cantidad: poca o nada                 | 0.02 - 0.05 |             |           |                |              |
|     | alguna                                | 0.05 - 0.10 |             |           |                |              |
|     | completa                              | 0.10 - 0.15 |             |           |                |              |
| 6   | Construcciones y acondic. del lugar   |             | 0.10        | 0.60      | 3              | 6.60         |
|     | Tipo de planta: existente             | 0.00        |             |           |                |              |
|     | exterior                              | 0.05 - 0.20 |             |           |                |              |
|     | exterior/interior                     | 0.20 - 0.60 |             |           |                |              |
|     | interior                              | 0.60 - 1.00 |             |           |                |              |
| 7   | Auxiliares                            |             | 0.05        | 0.50      | 3              | 5.50         |
|     | ninguna                               | 0.00        |             |           |                |              |
|     | ampliación menor                      | 0.00 - 0.05 |             |           |                |              |
|     | ampliación mayor                      | 0.05 - 0.25 |             |           |                |              |
|     | nuevas instalaciones                  | 0.25 - 1.00 |             |           |                |              |
| 8   | <b>Costo físico total</b>             |             |             |           |                | <b>25.30</b> |
| 9   | Ingeniería y construcción             |             | 0.25        | 0.35      | 8              | 8.86         |
|     | Complejidad: simple                   | 0.20 - 0.35 |             |           |                |              |
|     | difícil                               | 0.35 - 0.50 |             |           |                |              |
| 10  | Contingencias y cuotas de contratista |             | 0.15        | 0.20      | 8              | 5.06         |
|     | Proceso: firme                        | 0.10 - 0.20 |             |           |                |              |
|     | sujeto a cambios                      | 0.20 - 0.30 |             |           |                |              |
|     | especulativo                          | 0.30 - 0.50 |             |           |                |              |
| 11  | Factor de tamaño                      |             | 0.03        | 0.03      | 8              | 0.63         |
|     | Unidad: grande                        | 0.00 - 0.05 |             |           |                |              |
|     | pequeña                               | 0.05 - 0.15 |             |           |                |              |
|     | experimental                          | 0.15 - 0.35 |             |           |                |              |
| 12  | <b>Costo total de inversión</b>       |             |             |           |                | <b>39.85</b> |

\* Factores recomendados para una refinería

(Utilizando factores de Chilton; Humphreys, 1991)

**COMENTARIOS**

- 1 Se tomó el costo de un equipo nuevo como base de cálculo.
- 2 Costos de instalación son bastante elevados.
- 4 Las tuberías necesarias son para el sistema de nivel del tanque.
- 5 Instrumentación para el sistema de control de nivel.
- 6 Se debe acondicionar el tanque actual, por eso tiene un costo elevado en cuanto a construcción.
- 7 Incluye sistema de control de nivel y adecuación del sistema de descarga del tanque.
- 9 Se consideró mayor complejidad por ser en plataforma.

Tabla 30. Ahorros al implantar la alternativa de instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador

| No.          | Concepto                                               | Monto (MUSD/año) |
|--------------|--------------------------------------------------------|------------------|
| 1            | Ahorro por reemplazo de la boquilla del quemador (30%) | \$28.22          |
| 2            | Ahorro por recuperación de condensados                 | 4.68             |
| <b>Total</b> |                                                        | <b>\$32.90</b>   |

Comentarios

|                                                    |                                                      |                         |
|----------------------------------------------------|------------------------------------------------------|-------------------------|
| 1 Ahorro por reemplazo de la boquilla del quemador |                                                      |                         |
|                                                    | Boquilla del quemador                                | \$18.81 MUSD/año        |
|                                                    | Duración del quemador propuesto sin mantenimiento    | 5.0 Años                |
|                                                    | Incidencia del condensado en la falla de la boquilla | 30.0 %                  |
|                                                    | <b>Total</b>                                         | <b>\$28.22 MUSD/año</b> |
| 2 Ahorro por recuperación de condensados           |                                                      |                         |
|                                                    | Barril al día recuperado (Estimación conservadora)   | 1 Barril/día            |
|                                                    | Días del año                                         | 365.00 días             |
|                                                    | Cantidad de barriles recuperados al año              | 365.00 Barriles/año     |
|                                                    | Costo del barril de condensado                       | \$12.83 USD/barril      |
|                                                    | <b>Total</b>                                         | <b>\$4.68 MUSD/año</b>  |

El costo de implantación, es por el diseño, la fabricación y la instalación de los internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador, lo que tiene un costo de 39,850.00 USD.

Uno de los beneficios que se obtiene al implantar esta alternativa es el que se presenta al disminuir la periodicidad en el cambio de las boquillas, de anualmente como debe hacerse actualmente, a la duración con la que fueron diseñadas. Esto tiene un costo de 18,814.00 USD/año por unidad, pero la abrasión del condensado tan sólo representa el 30% del daño sobre la boquilla, los cuales deben durar 5 años en condiciones ideales de funcionamiento. El beneficio total que se obtendría por este concepto es de 28,220.00 USD/año. Hay que aclarar que actualmente el cambio de las boquillas no se realiza anualmente aunque se encuentren en mal estado, incrementando así los riesgos en la operación de los quemadores.

El otro beneficio que se presenta es por la recuperación de cierta cantidad de condensados que anteriormente se quemaban. Se utilizó una estimación conservadora de 1 barril recuperado por día, ya que no se tiene información sobre este proceso que facilitará la obtención del mismo. El valor de los beneficios es de 4,680.00 USD al año.

El retorno de la inversión se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 31. Retorno de la inversión

| No. | Concepto                   | Operación | Monto    | unidades |
|-----|----------------------------|-----------|----------|----------|
| 1   | Costo total de inversión   |           | \$ 39.85 | MUSD     |
| 2   | Ahorros anuales calculados |           | \$ 32.90 | MUSD/Año |
| 3   | Costos de operación        |           | \$ -     | MUSD/Año |
| 4   | Ahorro anual neto          | (2-3)     | \$ 32.90 | MUSD/Año |
| 5   | Retorno de la inversión    | (1/4)     | 1.21     | Años     |

No se tomaron en cuenta los costos de operación porque el sistema trabaja automáticamente y es igual al que se tiene instalado en estos momentos.

Los beneficios totales que se obtienen al implantar esta alternativa son:

- Reducción de costos por la sustitución de las boquillas en los quemadores representado en un ahorro de 28,220.00 USD/año.
- Ahorro de 4,680.00 USD/año por recuperación de condensados.
- Reducción de riesgo en la operación de los quemadores.
- Reducción en la contaminación generada, ya que aunque es la misma cantidad de gas, con esta alternativa se disminuyen los hidrocarburos pesados; quemados y emitidos a la atmósfera.

#### 5.4.2 REDUCIR EL POTENCIAL DE PAROS EN COMPRESORES

Esta área de oportunidad tiene como orígenes las variaciones de flujo y presión en la succión y la alta presión en la descarga de los compresores, las cuales van a ser presentadas a continuación para evaluar sus alternativas de solución.

##### 5.4.2.1 VARIACIONES DE FLUJO Y PRESION EN LA SUCCION

El primer origen para reducir el potencial de paros en compresores es controlar las variaciones de flujo y presión en la succión. Las alternativas que requieren un análisis técnico, operativo y económico son:

1. Recircular totalmente la descarga final del compresor.
2. Modernizar el control de distribución de flujos a la succión de los módulos de compresión.
3. Integrar el gas de primera etapa en la Región Marina Suroeste.

## **EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA**

### ***Rediseño***

#### *Recircular totalmente la descarga final del compresor*

La recirculación total es una buena alternativa para solucionar las variaciones de flujo y presión en la succión siempre y cuando no se tengan variaciones en etapas diferentes a la primer etapa, pero se ha encontrado que en algunas ocasiones esta se encuentra en las etapas intermedias, lo cual impide que se implante esta alternativa. Además, esta alternativa no ha sido suficientemente probada, entonces, no se conocen sus beneficios reales.

#### *Modernizar el control de distribución de flujos a la succión de los módulos de compresión*

En el área de compresión ya se tiene instalado un sistema para la repartición de cargas, que no funciona por los tiempos de respuesta del sistema de control "anti-surge". Este debe tener un tiempo de respuesta de 50 milisegundos para poder actuar en el momento en el que haya una variación en el flujo y la presión de succión, y ya que el control no cumple con este requerimiento, no se realiza la operación necesaria para contrarrestar esta anomalía. Al tener instalado el sistema de repartición de cargas actualmente, se comprueba que si es factible técnicamente y tan sólo requiere unas modificaciones a sus equipos complementarios.

Con esta alternativa aunque no se controla o corrige el problema si se facilita su manejo, ya que la variación es repartida en todos los compresores que estén funcionando en ese momento.

De la evaluación operativa se encontró que los compresores que más recirculan el gas, son los que presentan mayor cantidad de problemas mecánicos, por lo tanto este es otro beneficio que se presenta al implantar esta alternativa.

Por todo lo anterior esta alternativa es factible de ser implantada.

### ***Regional***

#### *Integrar el gas de primera etapa en la RMSO*

La tubería que se propone utilizar para integrar el gas de primera etapa en la RMSO ya ha sido utilizada para una operación similar, en la que al presentarse problemas para manejar el gas en un complejo, alguno de los otros dos asumía esa carga. Esto se realizó hasta que los complejos fueron separados por activos y se perdió la comunicación entre los mismos. Sin embargo es importante anotar que el sistema funcionó para mejorar la disponibilidad de los equipos de compresión, y no para reducir la incidencia de las variaciones de flujo y presión.

Uno de los inconvenientes que se presentaba durante esta operación era la generación de condensados, que se debía principalmente al uso discontinuo que se le daba



al sistema, ya que los momentos en los que no había problemas en alguno de los complejos la tubería estaba fuera de servicio. Con esta propuesta no sucedería lo mismo ya que se asegura un flujo continuo de gas en la tubería en todo momento, y como se observa en los siguientes valores obtenidos mediante una simulación con el programa ASPEN, la fracción de vapor es la predominante a diferentes presiones y temperaturas dentro del ducto. Esto significa que la generación de líquidos va a ser mínima.

- Fracción de vapor 0.9994 @ 7 kg/cm<sup>2</sup> y 55°C
- Fracción de vapor 0.9993 @ 5 kg/cm<sup>2</sup> y 35°C
- Fracción de vapor 0.9992 @ 6.5 kg/cm<sup>2</sup> y 35°C

Con la integración del gas de primera etapa en la RMSO se consigue empacar el gas que sale del tren de separación y así disminuir las variaciones de presión y flujo del gas. Adicionalmente se consigue aumentar la disponibilidad de los equipos de compresión, ya que en determinados casos se puede poner a funcionar un compresor de otra plataforma cuando falle alguno de los que estaba en operación.

Por todo lo anterior esta alternativa es factible técnicamente, siempre y cuando se solucionen las diferencias de presiones con las que se maneja el gas de primera etapa en el proceso de separación de los diferentes complejos.

De acuerdo con la evaluación técnica y operativa, las alternativas de solución de este origen que son factibles de ser implantadas y requieren del análisis económico son:

1. Integrar el gas de primera etapa en la RMSO.
2. Modernizar el control de distribución de flujos a la succión de los módulos de compresión.

## **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

Para una buena solución de las variaciones de flujo y presión es conveniente complementar la implantación de estas dos alternativas, ya que de esta forma se obtendrían grandes beneficios al solucionar completamente los problemas que se generan con las variaciones de flujo y presión y aumentar la disponibilidad en el proceso.

### ***Regional***

#### ***Integrar el gas de primera etapa en la RMSO y modernizar el control de distribución de flujos***

La propuesta de integrar el gas de primera etapa en la Región Marina Suroeste y modernizar el control de distribución de flujos, busca disminuir la incidencia de las variaciones de flujo y presión en la succión de los compresores, aumentar la disponibilidad de los equipos en la región y la confiabilidad en el proceso.

En las tablas 32 y 33, 34, 36 y 37 se presenta, respectivamente, el desglose del cálculo del costo total de la inversión, el cálculo de los ahorros esperados, los costos de operación y el retorno de la inversión.

Entre los costos de inversión se encuentran los relacionados a la integración del gas de primera etapa en la región, que se presentan en la Tabla 32, y los de las modificaciones del control de "anti-surge" para conseguir un tiempo de respuesta oportuno, y se presentan en la Tabla 33.

Estas alternativas se deben realizar durante una libranza general que este programada, ya que requieren de un tiempo considerable para su ejecución.

Tabla 32. Costos de inversión por integrar el gas de primera etapa en la RMSO

| No        | Concepto                              | FACTORES    |             |           | Aplicado sobre | Monto (MUSD)    |
|-----------|---------------------------------------|-------------|-------------|-----------|----------------|-----------------|
|           |                                       | Rango       | Recomendado | Utilizado |                |                 |
| 1         | Costo de equipo entregado             | 1           | 1.00        | 1.00      | 1              | 120.00          |
| 2         | Costo de instalación                  | 0.4 - 1.20  | 0.43        | 1.20      | 1              | 144.00          |
| <b>3</b>  | <b>Costo de equipo instalado</b>      |             |             |           |                | <b>264.00</b>   |
| 4         | Tuberías                              |             | 0.40        | 0.60      | 3              | 158.40          |
|           | Tipo de planta: sólido                | 0.07 - 0.10 |             |           |                |                 |
|           | sólido-fluido                         | 0.10 - 0.30 |             |           |                |                 |
|           |                                       | 0.30 - 0.60 |             |           |                |                 |
| 5         | Instrumentación                       |             | 0.15        | 0.15      | 3              | 39.60           |
|           | Cantidad: poca o nada                 | 0.02 - 0.05 |             |           |                |                 |
|           | alguna                                | 0.05 - 0.10 |             |           |                |                 |
|           | completa                              | 0.10 - 0.15 |             |           |                |                 |
| 6         | Construcciones y acondic. del lugar   |             | 0.10        | 0.50      | 3              | 132.00          |
|           | Tipo de planta: existente             | 0.00        |             |           |                |                 |
|           | exterior                              | 0.05 - 0.20 |             |           |                |                 |
|           | exterior/interior                     | 0.20 - 0.60 |             |           |                |                 |
|           | interior                              | 0.60 - 1.00 |             |           |                |                 |
| 7         | Auxiliares                            |             | 0.05        | 0.30      | 3              | 79.20           |
|           | ninguna                               | 0.00        |             |           |                |                 |
|           | ampliación menor                      | 0.00 - 0.05 |             |           |                |                 |
|           | ampliación mayor                      | 0.05 - 0.25 |             |           |                |                 |
|           | nuevas instalaciones                  | 0.25 - 1.00 |             |           |                |                 |
| <b>8</b>  | <b>Costo físico total</b>             |             |             |           |                | <b>673.20</b>   |
| 9         | Ingeniería y construcción             |             | 0.25        | 0.50      | 8              | 336.60          |
|           | Complejidad: simple                   | 0.20 - 0.35 |             |           |                |                 |
|           | difícil                               | 0.35 - 0.50 |             |           |                |                 |
| 10        | Contingencias y cuotas de contratista |             | 0.15        | 0.50      | 8              | 336.60          |
|           | Proceso: firme                        | 0.10 - 0.20 |             |           |                |                 |
|           | sujeto a cambios                      | 0.20 - 0.30 |             |           |                |                 |
|           | especulativo                          | 0.30 - 0.50 |             |           |                |                 |
| 11        | Factor de tamaño                      |             | 0.03        | 0.05      | 8              | 33.66           |
|           | Unidad: grande                        | 0.00 - 0.05 |             |           |                |                 |
|           | pequeña                               | 0.05 - 0.15 |             |           |                |                 |
|           | experimental                          | 0.15 - 0.35 |             |           |                |                 |
| <b>12</b> | <b>Costo total de inversión</b>       |             |             |           |                | <b>1,380.06</b> |

\* Factores recomendados para una refinería

(Utilizando factores de Chilton; Humphreys, 1991)

**COMENTARIOS**

- 1 Se tomó el costo de las modificaciones que requieren para implantar esta alternativa, incluyendo tuberías, sistemas de monitoreo de la producción generada en cada complejo, infraestructura en comunicaciones, etc.
- 4 Se consideró que existían las líneas, pero necesitarían mantenimiento y/o remplazo.
- 5 Se consideró la instrumentación que debe incluirse para un buen funcionamiento del sistema.
- 6 Se consideró el movimiento de equipo y corrientes en cada complejo.
- 7 Incluye válvulas y demás que se requieren para conectar la tubería al desfogue de las plataformas.
- 9 Se consideró mayor complejidad por ser en plataforma.

Tabla 33. Costos de inversión por modernizar el control de distribución de flujos a la succión de los módulos de compresión

| No. | Concepto                              | FACTORES    |             |           | Aplicado sobre | Monto (MUSD)  |
|-----|---------------------------------------|-------------|-------------|-----------|----------------|---------------|
|     |                                       | Rango       | Recomendado | Utilizado |                |               |
| 1   | Costo de equipo entregado             | 1           | 1.00        | 1.00      | 1              | 75.00         |
| 2   | Costo de instalación                  | 0.4 - 1.20  | 0.43        | 1.20      | 1              | 90.00         |
| 3   | <b>Costo de equipo instalado</b>      |             |             |           |                | <b>165.00</b> |
| 4   | Tuberías                              |             | 0.40        | 0.60      | 3              | 99.00         |
|     | Tipo de planta: sólido                | 0.07 - 0.10 |             |           |                |               |
|     | sólido-fluido                         | 0.10 - 0.30 |             |           |                |               |
|     |                                       | 0.30 - 0.60 |             |           |                |               |
| 5   | Instrumentación                       |             | 0.15        | 0.15      | 3              | 24.75         |
|     | Cantidad: poca o nada                 | 0.02 - 0.05 |             |           |                |               |
|     | alguna                                | 0.05 - 0.10 |             |           |                |               |
|     | completa                              | 0.10 - 0.15 |             |           |                |               |
| 6   | Construcciones y acondic. del lugar   |             | 0.10        | 0.20      | 3              | 33.00         |
|     | Tipo de planta: existente             | 0.00        |             |           |                |               |
|     | exterior                              | 0.05 - 0.20 |             |           |                |               |
|     | exterior/interior                     | 0.20 - 0.60 |             |           |                |               |
|     | interior                              | 0.60 - 1.00 |             |           |                |               |
| 7   | Auxiliares                            |             | 0.05        | 0.50      | 3              | 82.50         |
|     | ninguna                               | 0.00        |             |           |                |               |
|     | ampliación menor                      | 0.00 - 0.05 |             |           |                |               |
|     | ampliación mayor                      | 0.05 - 0.25 |             |           |                |               |
|     | nuevas instalaciones                  | 0.25 - 1.00 |             |           |                |               |
| 8   | <b>Costo físico total</b>             |             |             |           |                | <b>404.25</b> |
| 9   | Ingeniería y construcción             |             | 0.25        | 0.50      | 8              | 202.13        |
|     | Complejidad: simple                   | 0.20 - 0.35 |             |           |                |               |
|     | difícil                               | 0.35 - 0.50 |             |           |                |               |
| 10  | Contingencias y cuotas de contratista |             | 0.15        | 0.50      | 8              | 202.13        |
|     | Proceso: firme                        | 0.10 - 0.20 |             |           |                |               |
|     | sujeto a cambios                      | 0.20 - 0.30 |             |           |                |               |
|     | especulativo                          | 0.30 - 0.50 |             |           |                |               |
| 11  | Factor de tamaño                      |             | 0.03        | 0.20      | 8              | 80.85         |
|     | Unidad: grande                        | 0.00 - 0.05 |             |           |                |               |
|     | pequeña                               | 0.05 - 0.15 |             |           |                |               |
|     | experimental                          | 0.15 - 0.35 |             |           |                |               |
| 12  | <b>Costo total de inversión</b>       |             |             |           |                | <b>889.35</b> |

\* Factores recomendados para una refinería (Utilizando factores de Chilton; Humphreys, 1991)

**COMENTARIOS**

- 1 Se consideró el costo de las modificaciones que se requieren.
- 4 Se consideraron las modificaciones que se deben realizar en el manifold de la succión de los módulos. (Distribución uniforme de la tubería a la succión de los módulos, incluyendo su desarrollo cónico).
- 5 Se consideraron las modificaciones que se requieren en la instrumentación existente.
- 6 Se consideró el movimiento de equipo.
- 7 Incluye equipos para disminuir el tiempo de respuesta de las válvulas de anti-surge.
- 9 Se consideró mayor complejidad por ser en plataforma.

Tabla 34. Ahorros por implantar estas dos alternativas

| No.          | Concepto                                                                                                                 | Monto (MUSD/año)  |
|--------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| 1            | Ahorro por reparaciones en los módulos debidas a funcionamientos erráticos.                                              | \$76.96           |
| 2            | Ahorro por reducción en el gas quemado.                                                                                  | \$769.67          |
| 3            | Ahorro por reducción en el gas quemado ocasionado por el mejoramiento en la disponibilidad de los equipos de compresión. | \$134.53          |
| 4            | Ahorro por penalizaciones debido al incumplimiento al programa de producción.                                            | \$904.19          |
| 5            | Ahorro por reducción del 17 % en mtto de equipo dinámico                                                                 | 998.95            |
| <b>Total</b> |                                                                                                                          | <b>\$2,884.29</b> |

Comentarios

|                                                                                                                         |          |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|------------|
| 1 Ahorro por reparaciones en los módulos.                                                                               |          |            |
| Chumaceras axiales                                                                                                      | \$6.61   | MUSD       |
| Cantidad por juego                                                                                                      | 8.00     |            |
| Chumaceras radiales                                                                                                     | \$3.01   | MUSD       |
| Cantidad por juego                                                                                                      | 8.00     |            |
| Costo total chumaceras axiales                                                                                          | \$52.88  | MUSD       |
| Costo total chumaceras radiales                                                                                         | \$24.08  | MUSD       |
| Costo total por juego                                                                                                   | \$76.96  | MUSD       |
| (Reparación teniendo en cuenta que se realice por lo menos una vez al año)                                              |          |            |
| 2 Ahorro por reducción en el gas quemado.                                                                               |          |            |
| Horas al año en las que se encuentra un módulo fuera de operación y ningún otro reemplazándolo (fluctuaciones del gas). | 92.36    |            |
| Cantidad de gas comprimido por módulo cada hora.                                                                        | 4.17     | MMPCS/hora |
| Cantidad total de gas quemado por este motivo.                                                                          | 384.83   | MMPCS/año  |
| Precio por millar de pie cúbico de gas amargo                                                                           | \$2.00   | USD/MPC    |
| Ahorro total                                                                                                            | \$769.67 | MUSD       |
| Ahorro por reducción en gas quemado por el mejoramiento en la disponibilidad de compresión.                             |          |            |
| 3 Gas quemado por año en Abkatun, durante 1999.                                                                         |          |            |
| Reducción del 6.7% del gas quemado por año (3.3 % Abk D)                                                                | 452.1    | MMPCS/año  |
| Menos el ahorro por reducción en el gas quemado (Item 2)                                                                | 67.3     | MPCS/año   |
| Precio por millar de pie cúbico de gas amargo                                                                           | \$2.00   | USD/MPC    |
| Ahorro total (Valor menor que por equipo fuera de operación)                                                            | \$134.53 | MUSD       |
| 4 Ahorro por penalizaciones debido al incumplimiento al programa de producción.                                         |          |            |
| Penalizaciones del año 1999                                                                                             | 1,577.72 | MMPCS/año  |
| Disminución en penalizaciones                                                                                           | 452.10   | MMPCS/año  |
| (Lo cual es posible porque es mayor la cantidad de gas quemado por este motivo que el penalizado)                       |          |            |
| Precio por millar de pie cúbico de gas amargo                                                                           | \$2.00   | USD/MPC    |
| Ahorro total                                                                                                            | \$904.19 | MUSD       |
| 5 Ahorro por reducción del 17 % en mtto de equipo dinámico                                                              |          |            |
| Costo anual integrado del mtto de equipo dinámico                                                                       | 3,136    | MUSD/año   |
| Estimación del costo en Abk-A temporal, en base a producción de gas en cada complejo                                    | 5,876.15 | MUSD/año   |
| 17 % del costo                                                                                                          | 998.95   | MUSD/año   |

Los beneficios que se obtienen son por la disminución en las reparaciones que se realizan en las partes internas de los compresores cuando llegan a las oscilaciones por las variaciones de flujo y presión, las cuales generan desplazamientos axiales y daños en chumaceras y sellos. Estas reparaciones son de 76,961.9 USD/año.

Otro beneficio adicional es el que se presenta por la disminución en la cantidad de gas quemado al dispararse un compresor durante una gran variación del flujo y presión del

gas en la succión. La generación de estas variaciones es difícil de pronosticar, por lo tanto se evaluará la incidencia que se tuvo durante mayo y junio de 1999, como se presenta en la Tabla 35.

Tabla 35. Paros totales por fluctuaciones del gas en la succión

| Fecha  | Módulo | Tiempo (Horas) |
|--------|--------|----------------|
| 31-May | 2      | 4.25           |
| 31-May | 2      | 9.33           |
| 3-Jun  | 2      | 1.00           |
| 10-Jun | 2      | 0.10           |
| 25-Jun | 2      | 0.18           |
| 25-Jun | 2      | 0.53           |
| Total  |        | 15.39          |

Con la información anterior se encuentra que durante 92.4 horas al año se encuentra un módulo de compresión fuera de operación por fluctuaciones del gas en la succión y sabiendo que cada módulo comprime 100 mmpcd, se concluye que por este motivo se queman 384,833.3 mpc al año, lo que a un precio de 2.0 USD/mpc, da un total de 769,667.00 USD de ahorro al año.

Dentro de los beneficios se debe incluir también el de mejorar la disponibilidad de los equipos de compresión, con la cual se espera ahorrar un 6.7 % del gas quemado al año en el complejo, que sería de 452,095.9 mpc. A esta cantidad se le descuenta lo que se presentó de ahorro por quema de gas en el concepto anterior, resultando un ahorro adicional tan solo de 67,262.6 mpc con un precio de 2.0 USD/mpc, da un total de 134,530.00 USD de beneficios al año.

También se tuvo en cuenta el beneficio que se obtiene por la reducción en las penalizaciones por incumplimiento al programa de producción, lo cual es de 904,190.00 USD al igual que el ahorro en el gas quemado. Es importante anotar que de no quemarse esa cantidad de gas, se podría reducir el 28.6 % de las penalizaciones.

Un último beneficio que se obtiene es el de la reducción de un 17 % en el mantenimiento a los equipos dinámicos siendo de 998,950.00 USD/año. Este rubro es tan sólo por mantenimiento preventivo y predictivo ya que la parte del mantenimiento correctivo se tiene en cuenta en otros rubros.

Este tipo de alternativas presentan costos adicionales por la operación del sistema al integrar el gas de primera etapa, los cuales se presentan a continuación.

Tabla 36. Costos de operación asociados a integrar el gas de primera etapa en la RMSO

| No.                                 | Concepto                    | FACTORES     |             |           | aplicado sobre | Monto (MUSD/año) |
|-------------------------------------|-----------------------------|--------------|-------------|-----------|----------------|------------------|
|                                     |                             | Rango        | Recomendado | Utilizado |                |                  |
| <b>Costos de operación</b>          |                             |              |             |           |                |                  |
| 1                                   | Servicios                   |              |             |           |                | -                |
| 2                                   | Mano de obra                |              |             | 0.01      | inversión      | 13.80            |
| 3                                   | Supervisión                 | 0.10 - 0.20  |             | 0.2       | 2              | 2.76             |
| 5                                   | Mantenimiento               | 0.02 - 0.10  |             | 0.1       | inversión      | 138.01           |
| 6                                   | Abastecimiento de operación | 0.005 - 0.01 |             | 0.01      | inversión      | 13.80            |
| 7                                   | Laboratorio                 | 0.10 - 0.20  |             | 0.1       | 2              | 1.38             |
| 8                                   | Contingencias               | 0.01 - 0.05  |             | 0.05      | suma(1-7)      | 8.49             |
| <b>Total de costos de operación</b> |                             |              |             |           |                | <b>178.23</b>    |

Tabla 37. Retorno de la inversión

| No. | Concepto                   | Operación | Monto       | unidades |
|-----|----------------------------|-----------|-------------|----------|
| 1   | Costo total de inversión   |           | \$ 1,380.06 | MUSD     |
| 2   | Ahorros anuales calculados |           | \$ 2,884.29 | MUSD/Año |
| 3   | Costos de operación        |           | \$ 178.23   | MUSD/Año |
| 4   | Ahorro anual neto          | (2-3)     | \$ 2,706.06 | MUSD/Año |
| 5   | Retorno de la inversión    | (1/4)     | 0.51        | Años     |

Los beneficios totales que se obtienen al implantar esta alternativa son:

- Ahorro de 76,961.9.00 USD/año por disminución en las reparaciones de los módulos.
- Reducción de 384.8 mmpcs de gas quemado al año, que equivalen a 769,667 USD/año por disminución de paros por fluctuaciones.
- Reducción de 67.3 mmpcs de gas quemado al año por el aumento en la disponibilidad de los equipos, lo cual equivale a 134,530.00 USD/año.
- Ahorro por reducción en las penalizaciones por incumplimiento al programa de producción con un valor de 904,190.00 USD/año.
- Ahorros por 998,950.00 USD/año por reducción en el costo por mantenimiento a equipo dinámico.
- Reducción en la contaminación generada durante la quema de gas.
- Mejoramiento en la seguridad del proceso de compresión ya que no se generan funcionamientos erráticos en los equipos.
- Incremento en la disponibilidad de los equipos en el complejo, debido a la reducción de fallas por la estabilización de la presión y el flujo del gas en la succión de los compresores.
- Mejoramiento en la eficiencia del proceso por la disminución en la quema de gas.
- Aumento de la confiabilidad en el proceso.

#### 5.4.2.2 ALTA PRESION EN LA DESCARGA DE LOS COMPRESORES

El segundo origen es controlar la alta presión en la descarga. Las alternativas que requieren un análisis técnico, operativo y económico son:

1. Integrar el gas de primera etapa en la RMSO.
2. Instalar quemador cubierto en Atasta.
3. Aumentar disponibilidad de los equipos de compresión en Atasta.

## **EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA**

### ***Regional***

#### *Integrar el gas de primera etapa en la Región Marina Suroeste*

La integración del gas de primera etapa en la RMSO provee disminución en la quema del gas ya que al dispararse un compresor por alta presión en la descarga, este gas es almacenado durante un tiempo corto mientras se soluciona el problema, sin embargo no es una solución para disminuir este origen que afecta el aumento de paros en los compresores y como se observo en la evaluación de las propuestas en el área de oportunidad "Mejorar el funcionamiento global de los quemadores" no proporciona mucho tiempo de almacenamiento, por lo tanto no es válida esta alternativa.

#### *Aumentar disponibilidad de los equipos de compresión en Atasta*

La falta de disponibilidad de los equipos de Atasta se debe a la importancia que se le da al gas para bombeo neumático que también se recomprime en este centro, por lo tanto es una buena alternativa de solución para los casos en los que se deja de recibir gas enviado de las plataformas por daños en alguno de sus compresores. En esta alternativa se concluyó no poder ser implantada ya que se sale de las manos del personal de las plataformas, por ser un área independiente a la RMSO y que además la filosofía de operación no debe ser llevada a tener más equipos sino a mejorar el funcionamiento de los que se tiene a disposición, repartiendo las cargas equitativamente.

#### *Instalar quemador cubierto en Atasta*

Los quemadores cubiertos son diseñados para gran cantidad de gas de alivio, por lo que son capaces de manejar la cantidad de gas que se quema regularmente por alguna eventualidad en Atasta o en Ciudad Pemex, que puede llegar a ser de 400 mmppsd. También son construidos para generar una combustión libre de humo y bajo nivel de ruido, por lo tanto son adecuados para el tipo de trabajo que se requiere y el lugar donde se propone.

La instalación de un quemador cubierto en Atasta solucionaría por completo los problemas por alta presión en la descarga de los compresores, ya que son los responsables de este origen. Es importante aclarar que el gas que se quemaría en Atasta, es la misma cantidad que se quema en plataformas cuando hay algún problema en este centro de recompresión.

El D.F. ha tenido un quemador de ese tipo en una refinería localizada en medio de la ciudad, y que emitía gran cantidad de humo, por lo que se presentaban problemas con los vecinos. Sin embargo, al consultar a los proveedores se encontró que la tecnología a



mejorado considerablemente desde los años 80 en los que funcionaba dicho equipo y se encontró información de equipos similares en operación, instalados en zonas de conflicto.

De acuerdo con la evaluación técnica y operativa por parte del personal de Pemex a las alternativas de solución de este origen, se encontró que instalar un quemador cubierto en Atasta es la factible a ser implantado y que requiere el análisis económico.

## **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

### ***Regional***

#### *Instalar quemador cubierto en Atasta*

La propuesta de instalar un quemador cubierto en Atasta parte de la idea de quemar el gas en este centro de recompresión y no represionar la descarga de los compresores en las plataformas, lo cual reduciría las variaciones de presión a la descarga que afectan el funcionamiento de los equipos.

En las tablas 38, 39, 40 y 41 se presenta, respectivamente, el desglose del cálculo del costo total de la inversión, el cálculo de los ahorros esperados, los costos de operación y el retorno de la inversión.

Tabla 38. Costos de inversión para la alternativa de instalar un quemador cubierto en Atasta

| No. | Concepto                              | FACTORES    |             |           | Aplicado sobre | Monto (MUSD)    |
|-----|---------------------------------------|-------------|-------------|-----------|----------------|-----------------|
|     |                                       | Rango       | Recomendado | Utilizado |                |                 |
| 1   | Costo de equipo entregado             | 1           | 1.00        | 1.00      | 1              | 2,463.10        |
| 2   | Costo de instalación                  | 0.4 - 1.20  | 0.43        | 0.40      | 1              | 985.24          |
| 3   | <b>Costo de equipo instalado</b>      |             |             |           |                | <b>3,448.34</b> |
| 4   | Tuberías                              |             | 0.40        | 0.40      | 3              | 1,379.34        |
|     | Tipo de planta: sólido                | 0.07 - 0.10 |             |           |                |                 |
|     | sólido-fluido                         | 0.10 - 0.30 |             |           |                |                 |
|     |                                       | 0.30 - 0.60 |             |           |                |                 |
| 5   | Instrumentación                       |             | 0.15        | 0.00      | 3              | -               |
|     | Cantidad: poca o nada                 | 0.02 - 0.05 |             |           |                |                 |
|     | alguna                                | 0.05 - 0.10 |             |           |                |                 |
|     | completa                              | 0.10 - 0.15 |             |           |                |                 |
| 6   | Construcciones y acondic. del lugar   |             | 0.10        | 0.20      | 3              | 689.67          |
|     | Tipo de planta: existente             | 0.00        |             |           |                |                 |
|     | exterior                              | 0.05 - 0.20 |             |           |                |                 |
|     | exterior/interior                     | 0.20 - 0.60 |             |           |                |                 |
|     | interior                              | 0.60 - 1.00 |             |           |                |                 |
| 7   | Auxiliares                            |             | 0.05        | 0.00      | 3              | -               |
|     | ninguna                               | 0.00        |             |           |                |                 |
|     | ampliación menor                      | 0.00 - 0.05 |             |           |                |                 |
|     | ampliación mayor                      | 0.05 - 0.25 |             |           |                |                 |
|     | nuevas instalaciones                  | 0.25 - 1.00 |             |           |                |                 |
| 8   | <b>Costo físico total</b>             |             |             |           |                | <b>5,517.34</b> |
| 9   | Ingeniería y construcción             |             | 0.25        | 0.25      | 8              | 1,379.34        |
|     | Complejidad: simple                   | 0.20 - 0.35 |             |           |                |                 |
|     | difícil                               | 0.35 - 0.50 |             |           |                |                 |
| 10  | Contingencias y cuotas de contratista |             | 0.15        | 0.15      | 8              | 827.60          |
|     | Proceso: firme                        | 0.10 - 0.20 |             |           |                |                 |
|     | sujeto a cambios                      | 0.20 - 0.30 |             |           |                |                 |
|     | especulativo                          | 0.30 - 0.50 |             |           |                |                 |
| 11  | Factor de tamaño                      |             | 0.03        | 0.03      | 8              | 165.52          |
|     | Unidad: grande                        | 0.00 - 0.05 |             |           |                |                 |
|     | pequeña                               | 0.05 - 0.15 |             |           |                |                 |
|     | experimental                          | 0.15 - 0.35 |             |           |                |                 |
| 12  | <b>Costo total de inversión</b>       |             |             |           |                | <b>7,889.80</b> |

\* Factores recomendados para una refinería (Utilizando factores de Chilton; Humphreys, 1991)

**COMENTARIOS**

- 1 Se tomó el costo de un equipo nuevo como base de cálculo.
- 4 Se consideró la instalación de tuberías nuevas.
- 5 Incluido en el costo del equipo.
- 6 Se consideró el refractario que requiere el equipo y el acondicionamiento del mismo.  
También se tuvo en cuenta las conexiones a las tuberías del gas amargo que llega de plataformas.
- 7 Incluido en el costo del equipo.
- 9 Se consideró mayor complejidad por ser equipo de gran tamaño y las conexiones con tuberías en caliente.

Tabla 39. Ahorros al implantar la alternativa de instalar un quemador cubierto en Atasta

| No.          | Concepto                                                                    | Monto (MUSD/año)  |
|--------------|-----------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| 1            | Ahorro por reparaciones en los módulos debidas a funcionamientos erráticos. | \$92.35           |
| 2            | Ahorro por reemplazo de la boquilla del quemador                            | \$150.51          |
| 3            | Ahorro por reducción del 10 % en mtto de equipo dinámico en la región       | \$1,162.36        |
| <b>Total</b> |                                                                             | <b>\$1,405.23</b> |

Comentarios

|   |                                                                                                                                                                                                           |                          |
|---|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| 1 | Ahorro por reparaciones en los módulos debidas a funcionamientos erráticos.                                                                                                                               |                          |
|   | Chumaceras axiales                                                                                                                                                                                        | \$6.61 MUSD              |
|   | Cantidad por juego                                                                                                                                                                                        | 8.00                     |
|   | Chumaceras radiales                                                                                                                                                                                       | \$3.01 MUSD              |
|   | Cantidad por juego                                                                                                                                                                                        | 8.00                     |
|   | Costo total chumaceras axiales                                                                                                                                                                            | \$52.88 MUSD             |
|   | Costo total chumaceras radiales                                                                                                                                                                           | \$24.08 MUSD             |
|   | % incidencia de la alta presión a la descarga                                                                                                                                                             | 30.0 %                   |
|   | Cantidad de plataformas con equipos de compresión                                                                                                                                                         | 4.0                      |
|   | Costo total por juego                                                                                                                                                                                     | \$92.35 MUSD             |
|   | (Reparación teniendo en cuenta que se realice por lo menos una vez al año)                                                                                                                                |                          |
| 2 | Ahorro por reemplazo de la boquilla del quemador                                                                                                                                                          |                          |
|   | Boquilla del quemador                                                                                                                                                                                     | \$18.81 MUSD/año         |
|   | Duración del quemador propuesto sin mantenimiento                                                                                                                                                         | 5.0 Años                 |
|   | Cantidad de boquillas afectadas en la región.                                                                                                                                                             | 4.0                      |
|   | Porcentaje de incidencia de flujos extraordinarios por Atasta                                                                                                                                             | 40.0 %                   |
|   | <b>Total</b>                                                                                                                                                                                              | <b>\$150.51 MUSD/año</b> |
| 3 | Ahorro por reducción del 10 % en mtto de equipo dinámico                                                                                                                                                  |                          |
|   | Costo anual integrado del mtto de equipo dinámico                                                                                                                                                         | 3,136 MUSD/año           |
|   | (tomado del estudio económico para la determinación del costo unitario por manejo y transporte de producción en el complejo Abkatún-D, 1997, traído a pesos de 1999 y convertido dólares, 1 US\$ = 9.6 MN |                          |
|   | IPC dic 1997 = 231.886                                                                                                                                                                                    |                          |
|   | IPC dic 1999 = 308.919)                                                                                                                                                                                   |                          |
|   | En Abk-D 10 % del costo                                                                                                                                                                                   | 313.6 MUSD/año           |
|   | Estimación del costo en Abk-A, en base a producción de gas en cada complejo                                                                                                                               | 5,876.15 MUSD/año        |
|   | Producción de Abkatún-D (1999) = 254 MMPCSD                                                                                                                                                               |                          |
|   | Producción de Abkatún-A temporal (1999) = 476.8 MMPCSD                                                                                                                                                    |                          |
|   | 10 % del costo                                                                                                                                                                                            | 587.61 MUSD/año          |
|   | Estimación del costo en Pol-A, en base a producción de gas en cada complejo                                                                                                                               | 2,611.48 MUSD/año        |
|   | Producción de Abkatún-D (1999) = 254 MMPCSD                                                                                                                                                               |                          |
|   | Producción de Pol-A (1999) = 211.9 MMPCSD                                                                                                                                                                 |                          |
|   | 10 % del costo                                                                                                                                                                                            | 261.15 MUSD/año          |
|   | <b>Ahorro total para la región</b>                                                                                                                                                                        | <b>1,162.36 MUSD/año</b> |

El costo de implantación para esta alternativa es por la instalación del quemador cubierto en Atasta con un valor de 7,889,800.00 USD.

El principal beneficio es por la disminución en las reparaciones de los módulos por 92,350.00 USD/año.

Otro de los beneficios que se obtiene al implantar esta alternativa es disminuir la periodicidad en el cambio de las boquillas de anualmente como debe hacerse actualmente a la duración con la que fueron diseñadas, con un costo de 18,814.00 USD/año por unidad (son 4 quemadores en la región que se ven afectados por este motivo), los cuales deben durar 5 años en condiciones ideales de funcionamiento. Adicionalmente este valor se ve disminuido en un 60%, ya que los flujos extraordinarios que se producen en plataforma y que destruyen la boquilla por problemas en Atasta tienen una incidencia del 40%. Hay que aclarar que actualmente el cambio de las boquillas no se realiza anualmente aunque estas se encuentren en mal estado, incrementando así los riesgos en la operación de los quemadores en las plataformas.

Un último beneficio que se obtiene es el de la reducción de un 10 % en el mantenimiento a los equipos dinámicos de los tres complejos que conforman la RMSO siendo de 1,162,360.00 USD/año. Este rubro es tan sólo por mantenimiento preventivo y predictivo ya que la parte del mantenimiento correctivo se tiene en cuenta en otros rubros.

En las siguientes tablas se presentan los costos de operación asociados por implantar esta alternativa y el retorno de la inversión.

Tabla 40. Costos de operación asociados a instalar un quemador cubierto en Atasta

| No.                                 | Concepto                    | FACTORES     |             |           | aplicado sobre | Monto (MUSD/año) |
|-------------------------------------|-----------------------------|--------------|-------------|-----------|----------------|------------------|
|                                     |                             | Rango        | Recomendado | Utilizado |                |                  |
| <b>Costos de operación</b>          |                             |              |             |           |                |                  |
| 1                                   | Servicios                   |              |             |           |                | -                |
| 2                                   | Mano de obra                |              |             | 0.01      | inversión      | 78.90            |
| 3                                   | Supervisión                 | 0.10 - 0.20  |             | 0.2       | 2              | 15.78            |
| 5                                   | Mantenimiento               | 0.02 - 0.10  |             | 0.02      | inversión      | 157.80           |
| 6                                   | Abastecimiento de operación | 0.005 - 0.01 |             | 0.005     | inversión      | 39.45            |
| 7                                   | Laboratorio                 | 0.10 - 0.20  |             | 0.1       | 2              | 7.89             |
| 8                                   | Contingencias               | 0.01 - 0.05  |             | 0.05      | suma(1-7)      | 14.99            |
| <b>Total de costos de operación</b> |                             |              |             |           |                | <b>314.80</b>    |

(Tabla 15.9; Humphreys, 1991)

Tabla 41. Retorno de la inversión

| No. | Concepto                   | Operación | Monto       | unidades |
|-----|----------------------------|-----------|-------------|----------|
| 1   | Costo total de inversión   |           | \$ 7,889.80 | MUSD     |
| 2   | Ahorros anuales calculados |           | \$ 1,405.23 | MUSD/Año |
| 3   | Costos de operación        |           | \$ 314.80   | MUSD/Año |
| 4   | Ahorro anual neto          | (2-3)     | \$ 1,090.43 | MUSD/Año |
| 5   | Retorno de la inversión    | (1/4)     | 7.24        | Años     |

Los beneficios totales que se obtienen al implantar esta alternativa son:

- Ahorro de 150,510.00 USD/año por disminución en las reparaciones de los módulos.
- Reducción en la sustitución de las boquillas en los quemadores, representando un ahorro en costos de 92,350.00 USD.

- Ahorros por 1,162,360.00 USD/año por reducción en el costo por mantenimiento a equipo dinámico.
- Reducción de riesgo en la operación de los quemadores y en el área de compresión.
- Reducción en la contaminación generada, ya que aunque es la misma cantidad de gas, con esta alternativa se va a realizar en condiciones óptimas de combustión.
- Incremento en la disponibilidad de los equipos en el complejo, debido a la reducción de fallas por la estabilización de la presión en la descarga de los compresores.
- Aumento de la confiabilidad en el proceso.

### 5.4.3 MEJORAR EL RENDIMIENTO DEL PROCESO DE COMPRESION

Esta área de oportunidad se presentan como orígenes el control de los aumentos de temperatura, las variaciones de presión y flujo en la succión, y el aprovechamiento del gas combustible, las cuales van a ser presentadas a continuación para evaluar sus alternativas de solución.

#### 5.4.3.1 CONTROLAR LOS AUMENTOS DE TEMPERATURA

El primer origen para mejorar el rendimiento del proceso de compresión es controlar los aumentos de temperatura en el gas de proceso. Las alternativas que requieren una evaluación técnica, operativa y económica son:

1. Enfriar con agua de mar el gas interetapas.
2. Intercambiar los soloaires.

### EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA

#### *Diseño*

#### *Enfriar con agua de mar el gas interetapas*

Instalar un sistema de enfriamiento con agua de mar permite disminuir las temperaturas actuales del gas en el proceso mejorando el rendimiento, lo cual redundará en una disminución en la potencia de compresión utilizada, como lo demuestra la siguiente fórmula para la carga politrópica.

$$Hp = Z_1 RT_1 \left[ \left( \frac{K}{K-1} \right)^{n_p} \right] \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{[(K-1)/K]n_p} - 1 \right]$$

Donde:

|                |   |                                                         |
|----------------|---|---------------------------------------------------------|
| Hp             | = | Carga politrópica, ft-lbf/lbm                           |
| Z <sub>1</sub> | = | Factor de compresibilidad en las condiciones de succión |
| T <sub>1</sub> | = | Temperatura succión, °R                                 |
| R              | = | Constante de los gases, 1,545/PM                        |

|       |   |                                      |
|-------|---|--------------------------------------|
| PM    | = | Peso molecular promedio              |
| $n_p$ | = | Eficiencia politrópica               |
| K     | = | Razón de los calores específicos     |
| $P_1$ | = | Presión del gas en la succión, psia  |
| $P_2$ | = | Presión del gas en la descarga, psia |

En esta fórmula se puede observar que la temperatura de succión es directamente proporcional a la carga politrópica, entonces, al disminuir la temperatura, disminuye la carga politrópica también.

La carga politrópica a su vez está asociada por una proporcionalidad directa con la potencia en el árbol por la siguiente fórmula.

$$HPG = \frac{W H_p}{33,000 n_p}$$

Donde:

|       |   |                               |
|-------|---|-------------------------------|
| HPG   | = | Potencia en el árbol, hp      |
| $H_p$ | = | Carga politrópica, ft-lbf/lbm |
| $n_p$ | = | Eficiencia politrópica        |

Con esta fórmula final se comprueba que se genera una disminución en potencia del árbol al disminuir la temperatura, lo cual va unido a una disminución en el consumo de gas dulce en el generador de gases.

Con respecto a esta alternativa se encontró que un intercambiador de placas fue utilizado anteriormente en la plataforma de Inyección presentando muchos inconvenientes como fugas, dificultades para el mantenimiento, etc. Sin embargo, se pudo constatar con proveedores y refinerías que tienen instalados estos mismos equipos, que anteriormente dichos equipos venían con empaques para realizar el sello lo que evita las fugas, pero que en la actualidad los equipos están fabricados de forma tal que no requieren empaques de ninguna clase.

Por todo lo anterior, es factible técnicamente instalar un equipo de estos, y contribuye fuertemente a mejorar el rendimiento de compresión.

#### *Intercambiar soloaires*

Esta alternativa es técnicamente factible porque estos equipos vienen siendo utilizados para enfriar el gas amargo desde los inicios de operación de las plataformas y se proponen unos con las mismas especificaciones. La ventaja que proporciona el intercambio de los soloaires es que la zona de transferencia de calor entre el gas de proceso y el aire de los ventiladores estará libre de incrustaciones (polvo, corrosión, insectos, etc, que con el tiempo se han ido adhiriendo a la superficie de las tuberías que conducen el gas) que actúan como una capa adicional que impide un adecuado intercambio entre el aire fresco y los

tubos calientes. Esta propuesta mejora considerablemente el control sobre las temperaturas interetapas, por lo tanto puede ser implantada.

El problema que podría presentarse con esta alternativa se requiere de un día completo para cambiar los soloaires y aunque este cambio solo se haría una vez cada dos años, es problemático por requerir hacerse durante una libranza. Sin embargo, esta alternativa es viable operativamente siempre y cuando se lleve a cabo con la periodicidad indicada.

De acuerdo con la evaluación técnica y operativa las dos alternativas de solución de este origen son factibles de ser implantadas y requieren el análisis económico.

## **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

### ***Diseño***

#### *Enfriar con agua de mar el gas interetapas*

La alternativa de enfriar con agua de mar el gas interetapas sería incluida antes de la tercera etapa de compresión, para lo cual haría falta implantar la alternativa de intercambiar los soloaires en las otras dos etapas, ya que estos no trabajan con la eficiencia que deberían hacerlo y para encontrar los beneficios totales en el rendimiento del proceso, se debe modificar todo el sistema de enfriamiento. Por lo anterior se agruparan las dos alternativas de este origen.

El primer costo de inversión para esta alternativa es por la instalación de un intercambiador de placas con un valor de 540,721.7 USD por unidad y se requieren 3, esto da un total de 1,622,165.00 USD. Esta información fue obtenida de la Propuesta para la optimización de generación y recuperación de condensados en el complejo Abkatun-A realizada por la Subdirección de Tecnología y Desarrollo Profesional, en la cual se cotizan dichos equipos (Orbingeniería, proveedores de productos Alfa Laval).

Los otros costos de inversión se presentan en las Tablas 42 y 43, el primero por el intercambio de soloaires en las otras etapas de compresión y el segundo por la compra e instalación de un tanque trifásico para la separación de los condensados que se generarán.

Tabla 42. Costos de inversión para la alternativa de intercambiar los soloaires

| No. | Concepto                              | FACTORES    |             |           | Aplicado sobre | Monto (MUSD)    |
|-----|---------------------------------------|-------------|-------------|-----------|----------------|-----------------|
|     |                                       | Rango       | Recomendado | Utilizado |                |                 |
| 1   | Costo de equipo entregado             | 1           | 1.00        | 1.00      | 1              | 514.80          |
| 2   | Costo de instalación                  | 0.4 - 1.20  | 0.43        | 1.20      | 1              | 617.76          |
| 3   | <b>Costo de equipo instalado</b>      |             |             |           |                | <b>1,132.56</b> |
| 4   | Tuberías                              |             | 0.40        | 0.30      | 3              | 339.77          |
|     | Tipo de planta: sólido                | 0.07 - 0.10 |             |           |                |                 |
|     | sólido-fluido                         | 0.10 - 0.30 |             |           |                |                 |
|     |                                       | 0.30 - 0.60 |             |           |                |                 |
| 5   | Instrumentación                       |             | 0.15        | 0.00      | 3              | -               |
|     | Cantidad: poca o nada                 | 0.02 - 0.05 |             |           |                |                 |
|     | alguna                                | 0.05 - 0.10 |             |           |                |                 |
|     | completa                              | 0.10 - 0.15 |             |           |                |                 |
| 6   | Construcciones y acondic. del lugar   |             | 0.10        | 0.00      | 3              | -               |
|     | Tipo de planta: existente             | 0.00        |             |           |                |                 |
|     | exterior                              | 0.05 - 0.20 |             |           |                |                 |
|     | exterior/interior                     | 0.20 - 0.60 |             |           |                |                 |
|     | interior                              | 0.60 - 1.00 |             |           |                |                 |
| 7   | Auxiliares                            |             | 0.05        | 0.00      | 3              | -               |
|     | ninguna                               | 0.00        |             |           |                |                 |
|     | ampliación menor                      | 0.00 - 0.05 |             |           |                |                 |
|     | ampliación mayor                      | 0.05 - 0.25 |             |           |                |                 |
|     | nuevas instalaciones                  | 0.25 - 1.00 |             |           |                |                 |
| 8   | <b>Costo físico total</b>             |             |             |           |                | <b>1,472.33</b> |
| 9   | Ingeniería y construcción             |             | 0.25        | 0.35      | 8              | 515.31          |
|     | Complejidad: simple                   | 0.20 - 0.35 |             |           |                |                 |
|     | difícil                               | 0.35 - 0.50 |             |           |                |                 |
| 10  | Contingencias y cuotas de contratista |             | 0.15        | 0.50      | 8              | 736.16          |
|     | Proceso: firme                        | 0.10 - 0.20 |             |           |                |                 |
|     | sujeto a cambios                      | 0.20 - 0.30 |             |           |                |                 |
|     | especulativo                          | 0.30 - 0.50 |             |           |                |                 |
| 11  | Factor de tamaño                      |             | 0.03        | 0.05      | 8              | 73.62           |
|     | Unidad: grande                        | 0.00 - 0.05 |             |           |                |                 |
|     | pequeña                               | 0.05 - 0.15 |             |           |                |                 |
|     | experimental                          | 0.15 - 0.35 |             |           |                |                 |
| 12  | <b>Costo total de inversión</b>       |             |             |           |                | <b>2,797.42</b> |

\* Factores recomendados para una refinería (Utilizando factores de Chilton; Humphreys, 1991)

**COMENTARIOS**

- 1 Se tomó el costo de un juego de soloaires nuevo como base de cálculo
- 4 Se consideró que al realizar el intercambio de soloaires se puede requerir modificaciones o arreglos a las tuberías.



Tabla 43. Costos de inversión para la separación de condensados

| No.       | Concepto                                  | FACTORES    |             |           | Aplicado sobre | Monto (MUSD) |
|-----------|-------------------------------------------|-------------|-------------|-----------|----------------|--------------|
|           |                                           | Rango       | Recomendado | Utilizado |                |              |
| 1         | Costo de equipo entregado                 | 1           | 1.00        | 1.00      | 1              | 100          |
| 2         | Costo de instalación                      | 0.4 - 1.20  | 0.43        | 1.20      | 1              | 120          |
| <b>3</b>  | <b>Costo de equipo instalado</b>          |             |             |           |                | <b>220</b>   |
| 4         | Tuberías                                  |             | 0.40        | 0.60      | 6              | 132          |
|           | Tipo de planta: sólido                    | 0.07 - 0.10 |             |           |                |              |
|           | sólido-fluido                             | 0.10 - 0.30 |             |           |                |              |
|           |                                           | 0.30 - 0.60 |             |           |                |              |
| 5         | Instrumentación                           |             | 0.15        | 0.15      | 6              | 33           |
|           | Cantidad: poca o nada                     | 0.02 - 0.05 |             |           |                |              |
|           | alguna                                    | 0.05 - 0.10 |             |           |                |              |
|           | completa                                  | 0.10 - 0.15 |             |           |                |              |
| 6         | Construcciones y acondic. del lugar       |             | 0.10        | 0.50      | 6              | 110          |
|           | Tipo de planta: existente                 | 0.00        |             |           |                |              |
|           | exterior                                  | 0.05 - 0.20 |             |           |                |              |
|           | exterior/interior                         | 0.20 - 0.60 |             |           |                |              |
|           | interior                                  | 0.60 - 1.00 |             |           |                |              |
| 7         | Auxiliares                                |             | 0.05        | 0.30      | 6              | 66           |
|           | ninguna                                   | 0.00        |             |           |                |              |
|           | ampliación menor                          | 0.00 - 0.05 |             |           |                |              |
|           | ampliación mayor                          | 0.05 - 0.25 |             |           |                |              |
|           | nuevas instalaciones                      | 0.25 - 1.00 |             |           |                |              |
| <b>8</b>  | <b>Costo físico total</b>                 |             |             |           |                | <b>561</b>   |
| 9         | Ingeniería y construcción                 |             | 0.25        | 0.50      | 8              | 281          |
|           | Complejidad: simple                       | 0.20 - 0.35 |             |           |                |              |
|           | difícil                                   | 0.35 - 0.50 |             |           |                |              |
| 10        | Contingencias y cuotas de contratista     |             | 0.15        | 0.50      | 8              | 281          |
|           | Proceso: firme                            | 0.10 - 0.20 |             |           |                |              |
|           | sujeto a cambios                          | 0.20 - 0.30 |             |           |                |              |
|           | especulativo                              | 0.30 - 0.50 |             |           |                |              |
| 11        | Factor de tamaño                          |             | 0.03        | 0.05      | 8              | 28           |
|           | Unidad: grande                            | 0.00 - 0.05 |             |           |                |              |
|           | pequeña                                   | 0.05 - 0.15 |             |           |                |              |
|           | experimental                              | 0.15 - 0.35 |             |           |                |              |
| <b>12</b> | <b>Costo total de inversión de equipo</b> |             |             |           |                | <b>1,150</b> |

\* Factores recomendados para una refinería

(Utilizando factores de Chilton; Humphreys, 1991)

Los costos totales de inversión son de 5,569,585.00 USD.

En las tablas 44, 45 y 46 se presenta, respectivamente, el cálculo de los ahorros esperados, los costos de operación y el retorno de la inversión.

Tabla 44. Ahorros al implantar la alternativa enfriar con agua de mar el gas interetapas

| No.          | Concepto                                                                                                                      | Monto (MUSD/año)  |
|--------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| 1            | Ahorro en el consumo de gas combustible.                                                                                      | \$1,594.21        |
| 2            | Ahorro por reducción en el gas quemado debido a la disminución del 9.9% de paros ocasionados por alta temperatura interetapas | \$160.75          |
| 3            | Ahorro por penalizaciones debido al incumplimiento al programa de producción.                                                 | \$160.75          |
| <b>Total</b> |                                                                                                                               | <b>\$1,915.71</b> |

Comentarios

|                                                                                                                        |          |            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|------------|
| 1 Ahorro por reducción del 11.5 % en el consumo de gas combustible                                                     |          |            |
| Consumo de gas combustible al día                                                                                      | 18.00    | MMPCS/día  |
| 11.5 % del gas por día en ahorro                                                                                       | 2.07     | MPCS/día   |
| Días al año                                                                                                            | 365.00   |            |
| Ahorro al año                                                                                                          | 755.55   | MMPCS/año  |
| Precio por millar de pie cúbico de gas dulce                                                                           | 2.11     | USD/MPC    |
| Total                                                                                                                  | 1,594.21 | MUSD/año   |
| 2 Ahorro por reducción en el gas quemado debido a la disminución de paros ocasionados por alta temperatura interetapas |          |            |
| Horas de paro en compresores durante 1999                                                                              | 11.30    | horas      |
| Horas aproximadas al año                                                                                               | 19.29    | horas      |
| Cantidad de gas comprimido por módulo cada hora.                                                                       | 4.17     | MMPCS/hora |
| Cantidad de gas quemado por este motivo                                                                                | 80.38    | MMPCS/año  |
| Precio por millar de pie cúbico de gas amargo                                                                          | \$2.00   | USD/MPC    |
| Ahorro total                                                                                                           | \$160.75 | MUSD       |
| 3 Ahorro por penalizaciones debido al incumplimiento al programa de producción.                                        |          |            |
| Penalizaciones del año 1999                                                                                            | 1,577.72 | MMPCS/año  |
| Disminución en penalizaciones                                                                                          | 80.38    | MMPCS/año  |
| (Lo cual es posible porque es mayor la cantidad de gas quemado por este motivo que el penalizado)                      |          |            |
| Precio por millar de pie cúbico de gas amargo                                                                          | \$2.00   | USD/MPC    |
| Ahorro total                                                                                                           | \$160.75 | MUSD       |

Uno de los beneficios que se obtiene al implantar esta alternativa es el que se presenta al reducir la potencia en el árbol por la disminución en la temperatura desde 60°C a 35°C a la succión. Este beneficio se ve reflejado en el consumo de gas combustible y se obtuvo al utilizar las fórmulas presentadas en la evaluación técnica, dando como resultado una disminución del 11.5% de gas dulce promedio al día. En el proceso de compresión se consumen 18,000 mpcd de gas combustible y el ahorro es de 2,070 mpc por día, que al año representa 755,550 mpc con un precio de 2.11 USD/mpc, da un total de 1,594,210.00 USD de beneficios al año.

Otro beneficio que se obtiene al implantar esta alternativa es por la reducción en la quema de gas ocasionada por los paros por alta temperatura interetapa, que de acuerdo a la Fase II corresponden a 19.29 horas, lo que representa un ahorro de 160,750.00 USD al año. Esta misma cantidad es ahorrada por reducción en las penalizaciones por incumplimiento en el programa de producción. Por todo lo anterior los beneficios totales son de 1,915,710.00 USD/año.

Los costos de operación y el retorno de inversión se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 45. Costos de operación

| No.                                 | Concepto                    | FACTORES     |             |           | aplicado sobre | Monto (MUSD/año) |
|-------------------------------------|-----------------------------|--------------|-------------|-----------|----------------|------------------|
|                                     |                             | Rango        | Recomendado | Utilizado |                |                  |
| <b>Costos de operación</b>          |                             |              |             |           |                |                  |
| 1                                   | Servicios                   |              |             |           |                | 56               |
|                                     | energía eléctrica           |              |             |           |                | 56               |
| 2                                   | Mano de obra                |              |             | 0.0125    | inversión      | 14.38            |
| 3                                   | Supervisión                 | 0.10 - 0.20  |             | 0.2       | 2              | 2.88             |
| 5                                   | Mantenimiento               | 0.02 - 0.10  |             | 0.02      | inversión      | 23.00            |
| 6                                   | Abastecimiento de operación | 0.005 - 0.01 |             | 0.01      | inversión      | 11.50            |
| 7                                   | Laboratorio                 | 0.10 - 0.20  |             | 0.1       | 2              | 1.44             |
| 8                                   | Contingencias               | 0.01 - 0.05  |             | 0.05      | suma(1-7)      | 5.46             |
| <b>Total de costos de operación</b> |                             |              |             |           |                | <b>114.65</b>    |

Tabla 46. Retorno de la inversión

| No. | Concepto                   | Operación | Monto       | unidades |
|-----|----------------------------|-----------|-------------|----------|
| 1   | Costo total de inversión   |           | \$ 5,569.64 | MUSD     |
| 2   | Ahorros anuales calculados |           | \$ 1,915.71 | MUSD/Año |
| 3   | Costos de operación        |           | \$ 114.65   | MUSD/Año |
| 4   | Ahorro anual neto          | (2-3)     | \$ 1,801.06 | MUSD/Año |
| 5   | Retorno de la inversión    | (1/4)     | 3.09        | Años     |

Los beneficios totales que se obtienen al implantar esta alternativa son:

- Ahorro de 755.6 mmpcs al año en el consumo de gas combustible, que representa 1,594,210.00 USD/año.
- Reducción de 80.4 mmpcs de gas quemado al año, que equivalen a 160,750.00 USD/año.
- Ahorro por reducción en las penalizaciones por incumplimiento al programa de producción con un valor de 160,750.00 USD/año.
- Reducción en la contaminación generada durante la quema de gas.
- Incremento en el manejo de gas por las diferentes etapas de compresión.
- Incremento en la disponibilidad de los equipos en el complejo, debido a la reducción de paros por alta temperatura interetapas.
- Mejoramiento en la eficiencia del proceso por la disminución en la quema de gas.
- Aumento de la confiabilidad en el proceso.

#### 5.4.3.2 VARIACIONES DE FLUJO Y PRESION EN LA SUCCION

El segundo origen es controlar las variaciones de flujo y presión en la succión. Las alternativas que requieren un análisis técnico, operativo y económico son:

1. Modernizar el control de distribución de flujos a la succión de los módulos de compresión.
2. Integrar el gas de primera etapa en la Región Marina Suroeste.

## **EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA**

Esta evaluación técnica y operativa es igual que la presentada en el área de oportunidad "Reducir el potencial de paros en compresores", y de esta se desprende que las alternativas que requieren el análisis económico son:

1. Modernizar el control de distribución de flujos a la succión de los módulos de compresión.
2. Integrar el gas de primera etapa en la Región Marina Suroeste.

## **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

Esta evaluación económica es la misma que la presentada anteriormente, por lo tanto solo se presentarán los beneficios obtenidos.

Los beneficios totales que se obtienen al implantar esta alternativa son:

- Ahorro de 76,961.9 USD/año por disminución en las reparaciones de los módulos.
- Reducción de 384.8 mmpcs de gas quemado al año, que equivalen a 769,667.00 USD/año por disminución de paros por fluctuaciones.
- Reducción de 67.3 mmpcs de gas quemado al año por el aumento en la disponibilidad de los equipos, lo cual equivale a 134,530.00 USD/año.
- Ahorro por reducción en las penalizaciones por incumplimiento al programa de producción con un valor de 904,190.00 USD/año.
- Ahorros por 998,950.00 USD/año por reducción en el costo por mantenimiento a equipo dinámico.
- Reducción en la contaminación generada durante la quema de gas.
- Mejoramiento en la seguridad del proceso de compresión ya que no se generan funcionamientos erráticos en los equipos.
- Incremento en la disponibilidad de los equipos en el complejo, debido a la reducción de fallas por la estabilización de la presión y el flujo del gas en la succión de los compresores.
- Mejoramiento en la eficiencia del proceso por la disminución en la quema de gas.
- Aumento de la confiabilidad en el proceso.

### **5.4.3.3 EQUIPO**

El tercer origen para mejorar el rendimiento del proceso de compresión es mejorar el aprovechamiento del gas combustible utilizando nueva tecnología. La alternativa que requiere una evaluación técnica, operativa y económica es instalar equipo de ciclo combinado.

## **EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA**

### ***Diseño***

#### *Instalar equipo de ciclo combinado*

Los equipos de ciclo combinado están en funcionamiento en plantas generadoras de energía eléctrica desde hace algunos años, por lo tanto esta alternativa es viable técnica y operativamente y requiere de la evaluación económica.

## **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

### ***Regional***

#### *Instalar equipo de ciclo combinado*

La propuesta de instalar un equipo de ciclo combinado parte de la idea de aprovechar la temperatura de los gases calientes que salen de las turbinas de gas, utilizando este sistema para generar vapor e impulsar otra turbina.

En las tablas 47, 48, 49 y 50 se presenta, respectivamente, el desglose del cálculo del costo total de la inversión, el cálculo de los ahorros esperados, los costos de operación asociados y el retorno de la inversión.

Tabla 47. Costos de inversión para la alternativa de instalar equipo de ciclo combinado

| No.       | Concepto                              | FACTORES    |             |           | Aplicado sobre | Monto (MUSD)    |
|-----------|---------------------------------------|-------------|-------------|-----------|----------------|-----------------|
|           |                                       | Rango       | Recomendado | Utilizado |                |                 |
| 1         | Costo de equipo entregado             | 1           | 1.00        | 1.00      | 1              | 600.00          |
| 2         | Costo de instalación                  | 0.4 - 1.20  | 0.43        | 1.20      | 1              | 720.00          |
| <b>3</b>  | <b>Costo de equipo instalado</b>      |             |             |           |                | <b>1,320.00</b> |
| 4         | Tuberías                              |             | 0.40        | 0.10      | 3              | 132.00          |
|           | Tipo de planta: sólido                | 0.07 - 0.10 |             |           |                |                 |
|           | sólido-fluido                         | 0.10 - 0.30 |             |           |                |                 |
|           |                                       | 0.30 - 0.60 |             |           |                |                 |
| 5         | Instrumentación                       |             | 0.15        | 0.05      | 3              | 66.00           |
|           | Cantidad: poca o nada                 | 0.02 - 0.05 |             |           |                |                 |
|           | alguna                                | 0.05 - 0.10 |             |           |                |                 |
|           | completa                              | 0.10 - 0.15 |             |           |                |                 |
| 6         | Construcciones y acondic. del lugar   |             | 0.10        | 0.60      | 3              | 792.00          |
|           | Tipo de planta: existente             | 0.00        |             |           |                |                 |
|           | exterior                              | 0.05 - 0.20 |             |           |                |                 |
|           | exterior/interior                     | 0.20 - 0.60 |             |           |                |                 |
|           | interior                              | 0.60 - 1.00 |             |           |                |                 |
| 7         | Auxiliares                            |             | 0.05        | 0.50      | 3              | 660.00          |
|           | ninguna                               | 0.00        |             |           |                |                 |
|           | ampliación menor                      | 0.00 - 0.05 |             |           |                |                 |
|           | ampliación mayor                      | 0.05 - 0.25 |             |           |                |                 |
|           | nuevas instalaciones                  | 0.25 - 1.00 |             |           |                |                 |
| <b>8</b>  | <b>Costo físico total</b>             |             |             |           |                | <b>2,970.00</b> |
| 9         | Ingeniería y construcción             |             | 0.25        | 0.35      | 8              | 1,039.50        |
|           | Complejidad: simple                   | 0.20 - 0.35 |             |           |                |                 |
|           | difícil                               | 0.35 - 0.50 |             |           |                |                 |
| 10        | Contingencias y cuotas de contratista |             | 0.15        | 0.30      | 8              | 891.00          |
|           | Proceso: firme                        | 0.10 - 0.20 |             |           |                |                 |
|           | sujeto a cambios                      | 0.20 - 0.30 |             |           |                |                 |
|           | especulativo                          | 0.30 - 0.50 |             |           |                |                 |
| 11        | Factor de tamaño                      |             | 0.03        | 0.35      | 8              | 1,039.50        |
|           | Unidad: grande                        | 0.00 - 0.05 |             |           |                |                 |
|           | pequeña                               | 0.05 - 0.15 |             |           |                |                 |
|           | experimental                          | 0.15 - 0.35 |             |           |                |                 |
| <b>12</b> | <b>Costo total de inversión</b>       |             |             |           |                | <b>5,940.00</b> |

\* Factores recomendados para una refinería (Utilizando factores de Chilton; Humphreys, 1991)

**COMENTARIOS**

- 1 Se consideró el costo de las modificaciones que se requieren.
- 5 Se consideraron las modificaciones que se requieren en la instrumentación existente.
- 6 Se consideró el movimiento de equipo.
- 9 Se consideró mayor complejidad por ser en plataforma.

Tabla 48. Ahorros al implantar la alternativa de instalar un equipo de ciclo combinado

| No.          | Concepto                                | Monto (MUSD/año)  |
|--------------|-----------------------------------------|-------------------|
| 1            | Ahorro por reducción en el gas quemado. | \$4,620.90        |
| <b>Total</b> |                                         | <b>\$4,620.90</b> |

Comentarios

|   |                                                       |                   |                 |
|---|-------------------------------------------------------|-------------------|-----------------|
| 1 | Ahorro por reducción en el consumo de gas combustible |                   |                 |
|   | Consumo de gas combustible al día                     | 6,000.00          | MPCS/día        |
|   | Días al año                                           | 365.00            |                 |
|   | Ahorro al año                                         | 2,190,000.00      | MPCS/año        |
|   | Precio por millar de pie cúbico de gas dulce          | \$2.11            | USD/MPC         |
|   | <b>Total</b>                                          | <b>\$4,620.90</b> | <b>MUSD/año</b> |

El costo de implantación para esta alternativa es por la instalación de la turbina para vapor y sus aditamentos o equipos auxiliares con un valor de 5,940,000.00 USD.

Uno de los beneficios que se obtiene es por la reducción en el gas dulce quemado para transmitir la potencia a la turbina y para comprimir el gas amargo. En este proceso se consumen 6,000 mpcd de gas combustible, que al año representa 2,190,000 mpc con un precio de 2.11 USD/mpc, da un total de 4,620,900.00 USD de beneficios al año.

En las siguientes tablas se presentan los costos de operación asociados por implantar esta alternativa y el retorno de la inversión.

Tabla 49. Costos de operación asociados a instalar un equipo de ciclo combinado

| No.                                 | Concepto                    | FACTORES     |             |           | aplicado sobre | Monto (MUSD/año) |
|-------------------------------------|-----------------------------|--------------|-------------|-----------|----------------|------------------|
|                                     |                             | Rango        | Recomendado | Utilizado |                |                  |
| <b>Costos de operación</b>          |                             |              |             |           |                |                  |
| 1                                   | Servicios                   |              |             |           |                | -                |
| 2                                   | Mano de obra                |              |             | 0.01      | inversión      | 59.40            |
| 3                                   | Supervisión                 | 0.10 - 0.20  |             | 0.1       | 2              | 5.94             |
| 5                                   | Mantenimiento               | 0.02 - 0.10  |             | 0.05      | inversión      | 297.00           |
| 6                                   | Abastecimiento de operación | 0.005 - 0.01 |             | 0.01      | inversión      | 59.40            |
| 7                                   | Laboratorio                 | 0.10 - 0.20  |             | 0.1       | 2              | 5.94             |
| 8                                   | Contingencias               | 0.01 - 0.05  |             | 0.05      | suma(1-7)      | 21.38            |
| <b>Total de costos de operación</b> |                             |              |             |           |                | <b>449.06</b>    |

Tabla 50. Retorno de la inversión

| No. | Concepto                   | Operación | Monto      | unidades |
|-----|----------------------------|-----------|------------|----------|
| 1   | Costo total de inversión   |           | \$5,940.00 | MUSD     |
| 2   | Ahorros anuales calculados |           | \$4,620.90 | MUSD/Año |
| 3   | Costos de operación        |           | \$ 449.06  | MUSD/Año |
| 4   | Ahorro anual neto          | (2-3)     | \$4,171.84 | MUSD/Año |
| 5   | Retorno de la inversión    | (1/4)     | 1.42       | Años     |

Los beneficios totales que se obtienen al implantar esta alternativa son:

- Reducción de 2,190 mmpcs de gas dulce quemado al año, que equivalen a 4,620,900.00 USD/año.
- Reducción en la contaminación generada durante la quema de gas.
- Mejoramiento en la eficiencia del proceso por la disminución en la quema de gas.
- Aumento de la confiabilidad en el proceso.





## 6. DISCUSIÓN

### 6.1 RESULTADOS

En el presente capítulo serán analizadas y seleccionadas las propuestas de rediseño que deben ser implantadas para reducir la quema de gas y la emisión de contaminantes a la atmósfera, utilizando la información que se proporciona en las Tablas 51 y 52.

Tabla 51. Beneficios ambientales de las propuestas de rediseño

| Propuestas                                                                                    | Gas quemado (MMPCS) | Adicionales                                                                                                             |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Planear maniobras de gran magnitud (Libranzas)                                                | 304.0               | - Reducción en la emisión de hidrocarburos, H <sub>2</sub> S y SO <sub>x</sub> principalmente.                          |
| Instalar quemador para flujos continuos y extraordinarios                                     |                     | - Reducción en la emisión de hidrocarburos, CO y CO <sub>2</sub> principalmente.                                        |
| Sistema de encendido discontinuo                                                              | 730.0               | - Reducción en la emisión de CO, CO <sub>2</sub> y NO <sub>x</sub> principalmente.                                      |
| Instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador                            |                     | - Reducción en la emisión de hidrocarburos principalmente.                                                              |
| Integrar el gas de primera etapa en la RMSO y modernizar el control de distribución de flujos | 452.1               | - Reducción en la emisión de hidrocarburos, H <sub>2</sub> S y SO <sub>x</sub> principalmente.                          |
| Instalar quemador cubierto en Atasta                                                          |                     | - Reducción en la emisión de hidrocarburos.                                                                             |
| Enfriar con agua de mar el gas interetapas                                                    | 836.0               | - Reducción en la emisión de hidrocarburos, H <sub>2</sub> S, SO <sub>x</sub> , CO, CO <sub>2</sub> y NO <sub>x</sub> . |
| Instalar equipo de ciclo combinado                                                            | 2,190.0             | - Reducción en la emisión de CO, CO <sub>2</sub> y NO <sub>x</sub> principalmente.                                      |
| Total                                                                                         | 4512.1              |                                                                                                                         |

Tabla 52. Beneficios económicos de las propuestas de rediseño

| Propuestas                                                                                    | Costos (USD) | Operación (USD) | Ahorros (USD) | R.I (años) |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|-----------------|---------------|------------|
| Planear maniobras de gran magnitud (Libranzas)                                                |              |                 | \$1,216,140   | Inmediata  |
| Instalar quemador para flujos continuos y extraordinarios                                     | \$4,070,060  |                 | \$94,070      | 43.27      |
| Sistema de encendido discontinuo                                                              | \$674,030    |                 | \$3,000,300   | 0.22       |
| Instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador                            | \$39,850     |                 | \$32,900      | 1.21       |
| Integrar el gas de primera etapa en la RMSO y modernizar el control de distribución de flujos | \$2,269,410  | \$178,230       | \$2,884,290   | 0.51       |
| Instalar quemador cubierto en Atasta                                                          | \$7,889,800  | \$314,800       | \$1,405,230   | 7.24       |
| Enfriar con agua de mar el gas interetapas                                                    | \$5,569,585  | \$114,650       | \$1,915,710   | 3.09       |
| Instalar equipo de ciclo combinado                                                            | \$5,940,000  | \$449,060       | \$4,620,900   | 1.42       |
| Total                                                                                         | \$26,452,735 | \$1,056,740     | \$15,169,540  | 1.87       |

*Planear maniobras de gran magnitud (Libranzas)*

Planear las maniobras de gran magnitud, aunque es difícil de llevar a cabo por las exigencias en la producción de crudo, si es muy importante para el mejor aprovechamiento de los recursos extraídos, la disminución en la contaminación y el riesgo asociado a los procesos. Esta alternativa puede ser implantada a corto plazo y es muy importante porque además que genera una reducción del 3.3 % del gas quemado anual en el complejo, se está minimizando el problema desde la fuente, es decir, desde las válvulas de extracción del crudo.

Esta propuesta presenta otros beneficios, como son; el mejoramiento en la eficiencia del proceso por la disminución en la quema de gas y en la seguridad del proceso de quemado, por la disminución de los flujos extraordinarios.

*Instalar quemador para flujos continuos y extraordinarios*

Instalar un quemador para flujos continuos y extraordinarios es una propuesta imprescindible para obtener un funcionamiento con altos niveles de seguridad para el personal que labora en la plataforma, ya que es la parte final del sistema de alivio de presiones para el proceso. Un equipo bien diseñado, no genera problemas de represionamiento en el tren de separación y en bombeo, facilitando la continuidad en la extracción, separación y en el bombeo de crudo hacia Dos Bocas, sin requerirse producción diferida aunque se presenten problemas en compresión.

Con un equipo como el que se propone se obtiene una mejor combustión de los gases de alivio, lo cual disminuye la emisión de hidrocarburos sin quemar que generan problemas

graves de contaminación, como lo son el efecto invernadero y el aumento del nivel de ozono en la tropósfera.

Esta propuesta tiene un periodo de retorno de inversión muy alto, ya que económicamente no es muy vistosa, sin embargo, es muy importante para beneficios intangibles como seguridad y medio ambiente que fueron nombrados anteriormente. Por todo esto, debe ser tomada en cuenta para su implantación como una de las más importantes.

#### *Sistema de encendido discontinuo*

Modificar el sistema de los pilotos es una propuesta importante tanto económica como ambientalmente, por lo cual debe ser implantada. Esta requiere de un cambio en la mentalidad del personal que labora en plataformas, ya que no se vería la llama contaminante en todo momento. De todos modos requiere de revisiones periódicas igual que el sistema actual, para minimizar el riesgo en la operación.

Esta propuesta puede ser implantada a mediano plazo ya que requiere la consecución de un equipo especializado. Su retorno de inversión es el más bajo de todas las propuestas y con la implantación del mismo se obtiene una reducción del 7.8% del gas quemado anualmente en el complejo.

#### *Instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador*

Instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador es una propuesta que se pagaría rápidamente, su retorno de inversión es en un poco más de un año, y además de ser factible económicamente, representa también grandes beneficios intangibles en cuanto a contaminación se refiere, por la reducción en la quema de hidrocarburos pesados.

A pesar de que en el Tren de separación se modifiquen los equipos para reducir los eventos de arrastre con el gas, esta propuesta la complementa y asegura la recuperación de condensados que antes se quemaban, aprovechando así todo el recurso que se esta procesando.

Otro beneficio que se obtiene al implantar esta propuesta es el de reducir riesgos por exposición y por eventualidad, ya que la llama del quemador no volvería a extinguirse por este motivo.

Esta propuesta puede ser implantada a mediano plazo, principalmente por las maniobras que se requieren para instalar los internos en el tanque existente.

#### *Integrar el gas de primera etapa en la RMSO y modernizar el control de distribución de flujos*

La propuesta de modernizar el control de distribución de flujos a la succión de los módulos de compresión y la de integrar el gas de primera etapa en la Región Marina Suroeste, fueron complementadas entre sí, ya que de esta forma se obtendrá una solución definitiva a las variaciones de flujo y presión, que afectan fuertemente en la cantidad de paros

generados en compresión y en el rendimiento del proceso. Estas mejoras se verán reflejadas en incrementos en el gas manejado por equipo, en el gas enviado a Atasta y en reducción en la contaminación de la región ocasionada por la quema de gas (4.9% del gas quemado anualmente en el complejo).

La modernización del control de distribución de flujos a la succión de los módulos es una propuesta que se puede implantar a corto plazo y la integración en el gas de primera etapa a mediano plazo, sobre todo por la necesidad de que los complejos de la región trabajen a una presión similar en la primer etapa. Actualmente en Pol se trabaja a una presión de primer etapa de 5 kg/cm<sup>2</sup> y en Abkatun a 7 kg/cm<sup>2</sup> aproximadamente. Otro motivo por el cual esta propuesta es a mediano plazo, es debido a las modificaciones requeridas para que la batería de separación de los 3 complejos alimenten su gas de primer etapa al ducto y los compresores de todas las plataformas en la región succionen de la misma tubería.

Revisando los pronósticos de producción para los próximos años en la RMSO, se llega a la conclusión que las dos propuestas deben ser implantadas, porque se presentará un incremento en la producción y es imprescindible sacar el mayor provecho a los equipos que se tienen actualmente y aumentar la disponibilidad de los mismos, y posteriormente comenzar a pensar en aumentos de capacidad.

Esta propuesta es también muy importante por el incremento en la seguridad del proceso, ya que se reducen los riesgos por eventualidad durante funcionamientos erráticos de los compresores.

#### *Instalar quemador cubierto en Atasta*

Instalar un quemador cubierto en Atasta es una propuesta de solución definitiva para reducir el impacto que genera la alta presión en la descarga de los compresores y por lo tanto la cantidad de paros por fallas en estos equipos, sin embargo, no debe ser tenida en cuenta porque no se está realizando reducción en la fuente, simplemente se está quemando la misma cantidad de gas en otra zona. La principal causa del represionamiento son los condensados y su manejo, tanto en Atasta como en Ciudad Pemex, por lo cual debería realizarse el rediseño de procesos en estos centros de distribución y refinación para mejorar su confiabilidad y así reducir el represionamiento en las plataformas.

#### *Enfriar con agua de mar el gas interetapas*

Enfriar con agua de mar el gas interetapas es una propuesta de solución efectiva para mejorar el rendimiento en el proceso de compresión. Con esta se consigue reducir las temperaturas del gas en el proceso generando así un mejor aprovechamiento del gas combustible por unidad de gas comprimido, lo cual da un incremento en la capacidad de manejo de gas por los equipos y disminuye considerablemente los tiempos de paro. Estas mejoras ayudarán a Compresión a ser un proceso cada vez más compatible con el medio ambiente disminuyendo la cantidad de gas quemado y permitiendo un mejor aprovechamiento de los recursos naturales.

Esta propuesta puede ser implantada a mediano plazo, en especial por las maniobras que se deben realizar para la instalación de los equipos y por el costo de los mismos. Con esta propuesta se obtiene un ahorro de 9% del gas quemado anualmente en el complejo.

#### *Instalar equipo de ciclo combinado*

Instalar equipos de ciclo combinado permitirá reducir la cantidad de gas combustible utilizado en los generadores de gases respecto al gas amargo comprimido, generando reducción en el gas quemado y una cantidad considerable de incremento en la producción.

Con esta propuesta se obtiene el mayor ahorro en cuanto a gas quemado anualmente en el complejo con respecto a las demás y es del 23.5%. Esta además puede ser implantada a mediano plazo.

Esta propuesta puede ser tenida en cuenta también en los turbogeneradores y en la turbobombas.

## **6.2 METODOLOGÍA**

Como se mencionó en el Capítulo 4, la metodología utilizada en la presente tesis estuvo muy ligada a los requerimientos por parte de PEMEX, por lo tanto se tuvieron muchos inconvenientes durante su ejecución, los cuales serán comentados en esta sección.

### **6.2.1 FASE I. Detección y jerarquización de áreas de oportunidad**

La definición de los índices aportada por Pemex (ver sección 3.3) no siempre fue literal a lo que se conoce de dichos términos en la literatura, sin embargo esta bien, si se tiene en cuenta que se trató de dar una palabra representativa a las exigencias que ellos tenían relacionadas a la productividad, rendimiento, calidad del producto y del proceso, mantenimiento, etc.

Al buscar la forma de cuantificar los índices (ver sección 5.1.1), en algunos casos se debieron adecuar a la información disponible en el proceso, ya que se tiene un pobre manejo de datos en los diferentes procesos, ya sea por la forma de archivarlos, protegerlos, separarlos en diferentes dependencias de la Región Marina Suroeste y adecuarlos sólo a sus requerimientos.

El índice de *disponibilidad* se obtuvo al promediar dos índices, uno por mantenimiento y el otro por vida útil de los equipos en cuestión. El primero si es adecuado para lo que se conoce como disponibilidad, ya que la poca realización de mantenimiento preventivo y las excesivas exigencias de mantenimiento correctivo requeridas por el equipo, son muy importantes para establecer la disponibilidad de los mismos a responder en el momento adecuado en el que se requieran. Por otro lado este índice de disponibilidad por mantenimiento pudo analizar también la confiabilidad del proceso, por los tiempos muertos que se presentan al realizar dichas actividades. El segundo se esperaba que estuviera ligado a la cantidad de fallas que se dan en los equipos, pero se pudo constatar que no guardan una relación directa, pues se tenían equipos que sobrepasaron su vida útil y no eran los que más

fallas presentaban. Esto último puede haber sido por el valor que proporcionaron los fabricantes para las reparaciones totales de las turbinas de potencia y los generadores de gases, ya que pudieron no ser analizados a las condiciones en las que iban a trabajar.

Para la obtención de este índice de disponibilidad se debió tener en cuenta también los tiempos que se requieren para arrancar un equipo que se encuentra "disponible" cuando ha fallado alguno de los que estaban en operación. Estos equipos regularmente se encuentran en mantenimiento y nunca se tienen disponibles, y en caso de que estuviera disponible, el tiempo en arrancar puede ser entre 1 y 3 horas, lo cual es básico para la quema de gas, pues mientras se consigue realizar esta operación, el flujo debe ser enviado hacia el sistema de alivio.

El índice de *capacidad* fue analizado con la capacidad nominal, pero esta ha cambiado, ya que las condiciones han variado en relación a los datos que se proporcionaron al fabricante, especialmente por el peso molecular, la presión y la temperatura, pues van ligados a las condiciones de los pozos que se estén explotando y que con el tiempo se han ido adicionando y/o eliminando algunos otros. También hay que tener en cuenta la temperatura ambiente, la cual varía a través del año y pudo no haber sido tomada en cuenta para los valores nominales.

El índice de *flexibilidad* fue obtenido por la cantidad de equipos operados, contra la cantidad de equipos totales que se tienen, lo cual no está del todo bien, principalmente porque no siempre el tener más equipos que los que se están utilizando quiere decir que puedan manejar una eventualidad en caso de que se presente, sobre todo teniendo en cuenta que ese equipo disponible permanece en mantenimiento mientras no se encuentre trabajando, por lo tanto no va a poder funcionar rápidamente o lo que es lo mismo, no va a ser flexible el proceso.

En este índice pudo haberse tenido en cuenta la poca flexibilidad que tienen los compresores centrífugos instalados, respecto a las variaciones de flujo y presión, ya que deben analizarse las eventualidades tanto por encima como por debajo del valor normal de operación. Este análisis tuvo el inconveniente de la falta de información al respecto, ya que requeriría de información histórica sobre los momentos en los que los equipos entraron en la zona de oscilaciones, tanto en porcentaje como en duración de las mismas.

El índice de *confiabilidad* fue analizado por las fallas que se presentan en los equipos actualmente contra el valor mínimo obtenido al mes. Esta comparación debió realizarse contra un valor que se tuviera en la literatura reportado como característico para este proceso, el problema es que es un tipo de operación muy específica principalmente porque este tipo de turbinas es usado regularmente para los aviones y las condiciones son totalmente diferentes. Como se expresó en el índice de disponibilidad, la fórmula utilizada para evaluar el mantenimiento pudo haber sido utilizada para este índice.

El índice de *eficiencia* se realizó globalmente para el proceso, ya que su primordial finalidad es comprimir todo el gas, y en momentos en los que se quemó gas se falla al respecto. En este caso pudo haberse analizado la eficiencia en sí del compresor centrífugo, pero no se tendría en cuenta en este índice la evaluación sobre la turbina de potencia y el

generador de gases, que hacen parte del módulo de compresión. Este análisis tenía la dificultad, de que no se tienen las curvas de rendimiento de los compresores centrífugos instalados y que deben ser proporcionadas por el fabricante. Las variaciones que ya fueron comentadas en el índice de capacidad respecto a los cambios en las condiciones de entrada (peso molecular del gas a manejar, flujo y presión de succión), también dificultaban este análisis.

El índice de *seguridad* debió ser comparado contra valores presentados como característicos para este tipo de procesos en la literatura mexicana, pero no se encontraron valores al respecto, por la especialización del tipo de proceso y las condiciones especiales (ubicación en plataformas marinas) del mismo. Tampoco se podía utilizar información de otros países, porque las condiciones de seguridad en Pemex son muy cambiantes comparadas con empresas líderes a nivel mundial en este tipo de operación.

El índice de *medio ambiente* fue relacionado a la meta de gas y al gas quemado actualmente, porque no se tiene exigencias por parte de las entidades gubernamentales del ramo sobre emisiones de gases de combustión, específicamente para estos procesos y tampoco les han exigido muestreos al respecto. De haber tenido la información, se podía haber realizado la obtención de este índice entre los valores normativos de este proceso contra los valores obtenidos por muestreo en campo.

Los resultados obtenidos para cada índice (ver Figura 20) se prestaría a concluir que se tiene problemas en cada índice o que existen áreas de oportunidad para cada uno, sin embargo no es el caso, por lo cual se realizó la sección de análisis de índices e identificación de áreas de oportunidad, de lo contrario se hubieran presentado mayor cantidad de áreas de oportunidad y la mayoría sin importancia para el proceso.

La ponderación de los índices de evaluación de potencial (ver Tabla 3) fue proporcionada por el personal de Pemex, pero presentan algunas incongruencias; como la de darle un valor igual a la capacidad y a la seguridad, es decir, que se requiere incrementar la capacidad de los equipos pero siempre dándole prioridad a la seguridad del personal que labora en las instalaciones, sin embargo, la seguridad es la limitante de los incrementos en producción y por lo tanto debe tener una ponderación mayor. Por otro lado, el índice de medio ambiente, tiene la ponderación más baja, pero hay que tener en cuenta que los problemas que se generan en cuanto a contaminación atmosférica afectan directamente a la seguridad, por lo tanto deben tener valor similares. Un ejemplo al respecto es cuando se emiten gases amargos sin quemar, es una operación muy crítica para el índice del medio ambiente y más crítica aun si se tiene en cuenta que estos gases causan problemas de salud en el personal que labora en las plataformas, por lo tanto no se puede desligar la seguridad del medio ambiente.

La ponderación de los procesos (ver Tabla 4) también fue proporcionada por el personal de Pemex, pero estos valores no son congruentes con la ponderación de los índices de evaluación de potencial como el de seguridad, medio ambiente, capacidad, etc, y en este caso particular, este proceso es el que genera la mayor contaminación ambiental y es el proceso con mayor riesgo, debido a las altas presiones que se inducen y por el producto que se maneja en el proceso, principalmente por fugas, explosiones e incendios.



La matriz de impactos (ver Tabla 6), fue la utilizada para jerarquizar las diferentes áreas de oportunidad encontradas para cada proceso. Esta forma de evaluar puede por momentos ser muy subjetiva y aunque fue realizada por todo el personal que intervino en el proyecto, es fácilmente manipulable.

Las variaciones que se pudieran realizar en la ponderación de los índices de evaluación de potencial, en la ponderación de los procesos y en la evaluación con la matriz de impactos pudieron descartar áreas de oportunidad de gran importancia para los procesos y en algunos casos también incluir algunas áreas de oportunidad que durante la jerarquización dieran valores altos pero que son de poca importancia para los procesos.

### **6.2.2 FASE II. Identificación de los mecanismos de origen de las áreas de oportunidad**

Los árboles causa-efecto para las áreas de oportunidad deben contener siempre como ramas principales; el Equipo, la Operación, el Diseño y la Instalación, ya que estos globalizan todos los posibles orígenes de los problemas que se presentan en la industria. En esta tesis se tuvieron en cuenta, en ocasiones no con el mismo nombre, pero si con el análisis adecuado a cada uno. En cuanto a Diseño e Instalación, no se pudo conseguir el nivel de detalle deseado, porque no se tiene información de los requerimientos iniciales solicitados para la fabricación de los equipos, ni sobre el momento de la instalación y modificaciones posteriores que se realizaron.

### **6.2.3 FASE III. Determinación de alternativas de rediseño a los procesos**

Para la búsqueda de las alternativas se recurrió a información bibliográfica de fuentes extranjeras lo cual estuvo muy bien para analizar los avances que se tienen en otros países, lo único que hizo falta fue la participación de otras regiones en la determinación de alternativas, ya que pueden haber trabajado ya en solucionar algunas de los problemas aquí presentados.

### **6.2.4 FASE IV. Evaluación técnica-económica de las propuestas de rediseño**

Los valores utilizados en la evaluación económica deben ser tomados como parte de un análisis, el cual debe ser complementado con la realización de una ingeniería de detalle para su implantación.

## 7. CONCLUSIONES

Para la elaboración de la presente tesis se realizó un análisis con la utilización de índices de evaluación de potencial, entre los que se encuentra la disponibilidad, capacidad, flexibilidad, confiabilidad, eficiencia, seguridad, medio ambiente y calidad. Con estos índices se evaluaron todos aquellos parámetros importantes de las condiciones de operación de un equipo como lo son; el mantenimiento, la vida útil, la productividad, el rendimiento, la seguridad y el medio ambiente.

Dentro de estos índices de evaluación de potencial los más críticos para el proceso de compresión de gas fueron la flexibilidad, el medio ambiente (eficiencia) y la confiabilidad.

La flexibilidad en este caso fue relacionada a la posibilidad que el equipo incremente su carga actual para poder manejar mayores flujos de gas. Este índice resultó crítico debido a que el tipo de proceso que se lleva a cabo en compresión es muy inestable y esto va en detrimento de la finalidad que se persigue en esta tesis (Reducir la quema de gas y la emisión de contaminantes) ya que al presentarse una eventualidad no se tiene la flexibilidad suficiente para manejar las variaciones de gas que se presenten y por lo tanto se quemará mayor cantidad de gas.

El índice del medio ambiente y el de eficiencia se agruparon en uno sólo, ya que ambos son función de la cantidad de gas comprimido. El valor del presente índice dió alto debido a que el flujo de gas quemado esta muy por encima de la meta propuesta por Pemex.

La confiabilidad esta relacionada con la seguridad de obtener una continuidad en todo momento del proceso, independientemente de los flujos de entrada y la cantidad de equipos disponibles. Este índice obtuvo un valor elevado, debido a la cantidad de fallas que se presentaron en el sistema, obligando así a quemar mayor cantidad de gas, reduciendo la cantidad de gas comprimido.

Para combatir los problemas operativos detectados a través de los índices de evaluación del proceso, se definieron áreas de oportunidad que inciden en diferente grado sobre los índices más críticos.

Las áreas de oportunidad fueron jerarquizadas de acuerdo a su impacto en el proceso en cuestión y el resto de procesos que comprenden el sistema de producción de petróleo. Esta jerarquización permitió canalizar esfuerzos en las áreas de mayor impacto y que facilitaran la solución de la quema de gas y la emisión de contaminantes.

Las áreas de oportunidad detectadas dentro del proceso de Compresión fueron: Mejorar el funcionamiento global de los quemadores, Disminuir el potencial de paros en compresores y Mejorar el rendimiento del proceso de compresión.

Al mejorar el funcionamiento global de los quemadores: 1) se facilita el alivio de presiones y flujos que se presentan durante una operación normal y que generan paros en los compresores, reduciendo la quema de gas, 2) se reduce la contaminación generada durante

la quema de gas, al utilizar una mezcla adecuada para la combustión y así reducir la emisión de hidrocarburos, material particulado y CO y 3) se reduce la quema de gas dulce realizada por el piloto de los quemadores al encender el quemador sólo en los momentos en los que se manejan gases de alivio del proceso, reduciendo a su vez la emisión de hidrocarburos y CO a la atmósfera.

Al disminuir el potencial de paros en compresores: 1) se genera una disminución de paros en el proceso y por consiguiente una reducción de gran cantidad de gas de alivio, reduciendo considerablemente el gas quemado y la emisión de contaminantes a la atmósfera, 2) se incrementa la confiabilidad del proceso, especialmente por que se asegura una continuidad del mismo al reducir los tiempos muertos ocasionados durante las detecciones de los equipos por fallas y 3) mejora el índice de flexibilidad al incrementar la continuidad del proceso, ya que con este inconveniente los equipos comienzan a presentar problemas por la cantidad de fallas, su severidad y la calidad de las reparaciones. Lo anterior trae por consecuencia el no poder incrementar su carga para manejar volúmenes adicionales generados durante alguna eventualidad.

Mejorar el rendimiento del proceso de compresión favorece: 1) la flexibilidad del proceso, ya que se incrementa la capacidad del mismo y por lo tanto produce cierta holgura para manejar eventualidades del sistema, 2) se reduce la quema de gas y la emisión de contaminantes, pues se disminuye la cantidad de gas combustible utilizado en la potencia del equipo respecto al gas comprimido.

Las áreas de oportunidad presentan gran cantidad de causas u orígenes, que al ser atacados solucionarán parcial o totalmente los problemas del proceso. Para evaluar tan solo los principales orígenes fue de gran ayuda la evaluación con los árboles de causa-efecto ya que direccionaron los recursos hacia las más impactantes.

El mecanismo de origen más importante para el área de oportunidad "Mejorar el funcionamiento global de los quemadores", es el funcionamiento del piloto. La falta del mismo provocaría la emisión de hidrocarburos sin quemar a la atmósfera y, a su vez, un buen funcionamiento del mismo reduciría la cantidad de gas manejado a diario durante su utilización, lo cual es un beneficio para la flexibilidad del proceso.

El principal origen para el área de oportunidad "Reducir el potencial de paros en compresores" son las variaciones en el flujo y la presión del gas. Este origen va en detrimento de la confiabilidad del proceso, debido a que es la principal causa de paros y disminución de producción. Este origen también incrementa la cantidad de gas quemado y de contaminantes emitidos, pues el gas que se deja de manejar en el compresor que se ha disparado debe ser llevado al sistema de alivio.

En "Mejorar el rendimiento del proceso de compresión" los principales orígenes fueron las condiciones de operación (temperatura, flujo y presión) y el gas combustible. El primero favorece el rendimiento del proceso al reducir la temperatura del gas y las variaciones de flujo y presión en la succión, de esta forma se incrementa el flujo volumétrico de gas a comprimir, pues se utiliza menos gas combustible para manejar la misma cantidad de gas comprimido, reduciendo siempre la cantidad de gas quemado y los contaminantes emitidos.

El segundo busca mejorar el uso del gas combustible, igualmente, para incrementar su rendimiento y reducir la quema del mismo.

La búsqueda de alternativas de solución para estos orígenes permitió tener varias opciones para evaluar la más adecuada técnica, operativa y económicamente. La evaluación técnico-económica de las alternativas facilitó la selección de las propuestas de rediseño, asegurando la viabilidad de su implantación.

La evaluación definió ocho propuestas de solución, de las cuales, cuatro son de gran importancia para reducir la quema de gas y la emisión de contaminantes dentro de los procesos de explotación de Pemex: 1) instalar equipo de ciclo combinado, 2) enfriar con agua de mar el gas interetapas, 3) instalar un sistema de encendido discontinuo y 4) integrar el gas de primera etapa en la RMSO.

Con la instalación del equipo de ciclo combinado se aprovecha el calor de los gases de combustión de las otras turbinas, y así se reducirá la utilización del gas endulzado para generar la potencia del equipo. La implantación de esta alternativa genera una reducción en la emisión de hidrocarburos, material particulado, CO, CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.

El enfriamiento con agua de mar es un proceso más eficiente de intercambio de calor con el cual se asegura una reducción promedio de 20° C al gas en la succión de los compresores generando a su vez una reducción en la potencia requerida por las turbinas. Con la implantación del enfriamiento con agua de mar al gas interetapas se obtiene una disminución en la emisión de hidrocarburos, material particulado, H<sub>2</sub>S, SO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.

Con la instalación de un sistema de encendido discontinuo se elimina el paradigma que se tiene dentro de los procesos de explotación sobre mantener encendido el quemador en todo momento, ya que se cree que al permanecer en ese estado se asegura que todos los gases que salen por el desfogue serán quemados. La instalación del sistema de encendido discontinuo genera una reducción en las emisiones de hidrocarburos, material particulado, CO, CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.

Al integrar el gas de primera etapa en la RMSO se consigue mejorar la disponibilidad de los equipos de compresión, ya que al presentarse una falla en uno de los compresores, otro equipo manejaría la carga que normalmente sería quemada. Con esto se asegura un mejor aprovechamiento del gas producido en la Región. Modernizando el control de distribución de flujos se elimina la causa mayor de paros en los compresores, dejándose así de quemar grandes cantidades de gas amargo por falta de equipos disponibles. Integrando el gas de primera etapa en la RMSO y modernizando el control de distribución de flujos se genera una reducción en las emisiones de hidrocarburos, material particulado, H<sub>2</sub>S, SO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.

En términos generales se evaluó el proceso, encontrando falencias en ciertas áreas del mismo, se asignaron áreas de oportunidad para solucionarlas, se buscaron sus orígenes principales, se analizaron alternativas de solución y posteriormente se evaluaron hasta obtener propuestas de rediseño, como se observa en la Tabla 53.

Con estas propuestas se espera una reducción en la quema de gas de 4,512.1 MMPCS al año que representa un ahorro del 48.4 % del gas quemado al año en este complejo. También se obtendrá una reducción en la emisión de hidrocarburos, material particulado H<sub>2</sub>S, SO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> a la atmósfera.

Todo lo anterior demuestra que el proceso de compresión de gas puede ser manejado adecuadamente, generando la estabilidad que le hace falta para reducir la contaminación atmosférica que se produce durante la quema de gas.

La implantación de las propuestas aquí presentadas permitirán a Pemex incrementar su eficiencia en el manejo de gas, ya que pasará de 1 MMPCS de gas quemado por cada 15 MMPCS de gas comprimido, a 1 MMPCS de gas quemado por cada 30 MMPCS de gas comprimido aproximadamente.

Tabla 53. Resumen general para el proceso de Compresión de gas

| Indices            | Areas                                              | Orígenes                                                           | Propuestas                                                | Beneficios                                                                                    |                                                     |                                                     |
|--------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
|                    |                                                    |                                                                    |                                                           | Gas (mmpcs)                                                                                   | Emisión                                             |                                                     |
| Medio ambiente     | Mejorar el funcionamiento global de los quemadores | Flujos extraordinarios                                             | Planear maniobras de gran magnitud (Libranzas)            | 304.0                                                                                         | Hidrocarburos, H <sub>2</sub> S y SO <sub>x</sub> . |                                                     |
|                    |                                                    |                                                                    | Instalar quemador para flujos continuos y extraordinarios |                                                                                               | Hidrocarburos, CO y CO <sub>2</sub> .               |                                                     |
| Pilotos            |                                                    | Sistema de encendido discontinuo                                   | 730.0                                                     | CO, CO <sub>2</sub> y NO <sub>x</sub> .                                                       |                                                     |                                                     |
| Tanque de desfogue |                                                    | Instalar internos en la trampa de líquidos de desfogue al quemador |                                                           | Hidrocarburos.                                                                                |                                                     |                                                     |
| Eficiencia         |                                                    | Reducir el Potencial de paros en compresores                       | Alta presión en la descarga de los compresores            | Instalar quemador cubierto en Atasta                                                          |                                                     | Hidrocarburos.                                      |
|                    |                                                    |                                                                    | Variaciones de flujo y presión en la succión              | Integrar el gas de primera etapa en la RMSO y modernizar el control de distribución de flujos | 452.1                                               | Hidrocarburos, H <sub>2</sub> S y SO <sub>x</sub> . |
| Flexibilidad       |                                                    | Mejorar el Rendimiento del proceso de compresión                   |                                                           | Incrementos de temperatura                                                                    | Enfriar con agua de mar el gas interetapas          | 836.0                                               |
|                    |                                                    |                                                                    | Equipo                                                    | Instalar equipo de ciclo combinado                                                            | 2,190.0                                             | CO, CO <sub>2</sub> y NO <sub>x</sub> .             |



## 8. BIBLIOGRAFÍA

1. Alcazar, C., Amillo, M.S., 1984. "Get fuel from the flare. Hydrocarbon Processing", July, pp. 63-64.
2. American Petroleum Institute, 1995. API 617. "Centrifugal compressors for petroleum, chemical, and gas service industries". American Petroleum Institute, Sixth edition, February.
3. American Petroleum Institute, 1993. API 520 Part I. "Sizing and Selection. Sizing, selection, and installation of pressure-relieving devices in refineries". American Petroleum Institute, Sixth edition, March.
4. American Petroleum Institute, 1994. API 520 Part II. "Installation. Sizing, selection, and installation of pressure-relieving devices in refineries". American Petroleum Institute, Fourth edition, December.
5. American Petroleum Institute, 1997. API 521. "Guide for pressure-relieving and depressuring systems". American Petroleum Institute, Fourth edition, March.
6. Baker, D. F., 1994. "Control de oscilaciones en compresores centrífugos de etapas múltiples. Compresores: Selección, uso y mantenimiento". Green, R. W. 1994.
7. Barnwell, J.; Marshall, B. K., 1985. "Offshore flare design to save weight". Energy Progress, Vol. 5, March, pp. 33-39.
8. Beardall, L. R., 1983. "Developments in offshore process plant". The Chemical Engineering, September/October, pp.28-31.
9. Botros, K. K.; Jones, B. J., 1996. "Recycle dynamics during centrifugal compressor ESD, start-up and surge control". International Pipeline Conference, Vol. II, pp.957-966.
10. Burke, P. Y., 1994. "Interenfriadores y postenfriadores de compresores: predicción de funcionamiento en condiciones que no son las de diseño". Compresores: Selección, uso y mantenimiento. Green, R. W. 1994.
11. Campos, M. C.; Rodrigues, P. S., 1990. "Program finds centrifugal compressor operating point. Hydrocarbon Processing", September, pp. 47-48.
12. Campos, M. C.; Rodrigues, P.S., 1988. "Equations developed to accurately model centrifugal compressor performance". Oil & Gas Journal, November, pp. 75-77.
13. Cassata, J. R., Cowling, J., Okopinski, J., 1999. "Review relief systems for mechanical integrity". Hydrocarbon Processing, June, pp. 101-111.
14. Corbett, R. A., 1985. "Flare-system operating costs can be reduced". Oil & Gas Journal, September, pp.136-137.
15. Cunha-Leite, O., 1992. "Design alternatives, components key to optimum flares". Oil & Gas Journal, November, pp.71-76.
16. Davis, H. M., 1974. "How to improve compressor operation and maintenance". Hydrocarbon Processing, January, pp. 93-98.
17. Davis, H., 1994. "Evaluación de compresores centrífugos de etapas múltiples". Compresores: Selección, uso y mantenimiento. Green, R. W. 1994.



18. Fink, D.A., Cumpsty, N. A., 1992. "Surge dynamics in a free-spool centrifugal compressor system". *Journal of Turbomachinery*, Vol. 114, April, pp. 321-331.
19. Fisher, B., 1984. "Operating centrifugal compressors in parallel". *Process Engineering*, June, pp. 59-61.
20. Freeman, H. M. *Manual de prevención de la contaminación industrial*, Ingramex, 1998, pp. 37.
21. Gaston, J. R., 1994. "Sistemas de control de oscilaciones en turbocompresores". *Compresores: Selección, uso y mantenimiento*. Green, R. W. 1994.
22. Harckham, D., 1984. "Harnessing waste flare gas for process fuel". *Process Engineering*, November.
23. Knott, D., 1995. "Gas flare design from napkin to platform". *Oil & Gas Journal*, Febreaury, pp. 34.
24. Kopperson, D., Horne, S., Kohn, G., 1998. "Injecting acid gas with water creates new disposal option". *Oil & Gas Journal*, August, pp.33-37.
25. Kwon, S. H., Shin, D. I., Cobb, D.D., 1997. "Improve flare management". *Hydrocarbon Processing*, July, pp. 105-111.
26. Lady, E. R., 1994. "Eficiencia del compresor: la diferencia está en la definición". *Compresores: Selección, uso y mantenimiento*. Green, R. W. 1994.
27. Lapina, R. P., 1989. "Compressor performance: Key things to remember".
28. Lapina, R. P., 1990. "Compressor performance".
29. Lapina, R. P., 1994. "Empleo de las curvas de rendimiento para evaluar el comportamiento de los compresores centrífugos". *Compresores: Selección, uso y mantenimiento*. Green, R. W. 1994.
30. Martin, B. J.; Patrick, J. P., 1998. "Improvements to a centrifugal compressor surge control system". *International Pipeline Conference*, Vol. II, pp.1057-1064.
31. *Mechanical Engineering*, 1987. "Burning vapors". *Mechanical Engineering*, June, pp.40-44.
32. Moore, R. L., 1989. "Centrifugal compressors". *Instrument Society of American*, Units 5, 6, 8, 9, 10, pp.91-274.
33. Niemeyer, C. E.; Livingston, G. N., 1993. "Choose the right flare system design". *Chemical Engineering Progress*, December, pp. 39-44.
34. Nissler, K. H., 1991. "Keeping turbo compressors in top shape". *Fluid Movers*, Second Edition, Nicholas P. Chohey and The Staff of Chemical Engineering, pp. 178-190.
35. *Petroleum Development of Oman, PDO*, 1988. "Dynamic simulation solves process control problem in Oman". *Oil & Gas Journal*, Vol. 96, November.
36. Pohl, J. H., Lee, J., Payne, R., 1986. "Combustion efficiency of flares". *Combust. Sci. And Tech.*, Vol. 50, pp. 217-231.
37. Rammler, R., 1994. "Considerations for advanced centrifugal compressor control". *Isa Transactions*, Vol. 33, pp. 153-157.
38. Romano, R. R., 1983. "Control emissions with flare efficiency". *Hydrocarbon*

- Processing, October, pp. 78-80.
39. Seebold, J. G., 1984. "Practical flare design". Chemical Engineering, December, pp. 69-72.
  40. Seinfeld, J. H. Atmospheric Chemistry and Physics of Air Pollution, Willey, New York, 1986, pp. 42, 59.
  41. Simon, J. S., Valavani, L., 1995. "Evaluation of approaches to active compressor surge stabilization". Journal of Turbomachinery, Vol. 115, January, pp. 57-67.
  42. Stadler, E. L., 1986. "Understand centrifugal compressor stage curves". Hydrocarbon Processing, August, pp. 51-53.
  43. Staroselsky, N., Ladin, L. "Compressors simultaneously approach surge". Oil & Gas Journal, p.133-136.
  44. Staroselsky, N., Ladin, L., 1986. "Parallel centrifugal gas compressors can be controlled more effectively". Oil & Gas Journal, November, pp.78-82.
  45. Staroselsky, N.; Ladin, L., 1979. "Control mejorado de oscilaciones en compresores centrífugos". Compresores: Selección, uso y mantenimiento. Green, R. W. 1994.
  46. Stefanides, E. J., 1993. "Flare gas recovery unit enhances refinery economics". Design News, May, pp. 90-91.
  47. Stern C. Arthur.: "Fundamentals of air pollution". Academic press, inc. USA. 1973.
  48. Straitz, J. F., 1987. "Flare technology safety". Chemical Engineering progress, July, pp. 53-62.
  49. Straitz, J. F., 1996. "Engineering practice". Chemical Engineering, December, pp. 116-122.
  50. Tsai, T. C. "Flare-stack sizing calculations can be programmed on a microcomputer".
  51. VanderSchee, D.A., 1998. "Field performance and surge testing of centrifugal compressors". International Pipeline Conference, Vol. II, pp.1051-1056.
  52. Wark, K. y Warner, C. Contaminación del aire: origen y control, Limusa, 1992, pp. 55, 101.
  53. Wellburn A.: "Air pollution and climate change. The biological impact.". John Wiley & Sons, Inc. USA. 1994.
  54. White, W. H., 1994. "Conceptos básicos sobre el control de oscilaciones en compresores centrífugos". Compresores: Selección, uso y mantenimiento. Green, R. W. 1994.
  55. Wichert, E., Royan, T., 1997. "Acid gas injection eliminates sulfur recovery expense". Oil & Gas Journal, April, pp.67-72.
  56. Williams, J. E. F., Harper, M.F.L., 1993. "Active stabilization of compressor instability and surge in a working engine". Transactions of the ASME, Vol.115, January, pp.68-75.
  57. Wu, C., 1983. "Are you flare systems adequate?" Chemical Engineering, October, pp.41-44.
  58. Yexley, C. "Condition monitoring of process gas compressors".

Centro de Información-Biblioteca



30002005830716