

Universidad De Las Américas – U.D.L.A.

Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas

“Evaluación económico-financiera de tres alternativas de generación eléctrica para el “Complejo Indillana” del Bloque 15”

Trabajo de titulación presentado en conformidad a los requisitos
para obtener el título de Ingeniero Comercial,
mención Administración de Empresas.

Profesor Guía: Ms. Manuel María Herrera

Jorge Humberto Andrade Cruz

Julio, 2007

DECLARACIÓN PROFESOR GUÍA

Yo Manuel María Herrera, certifico haber orientado y guiado la elaboración del proyecto de tesis titulado "Evaluación económico-financiera de tres alternativas de generación eléctrica para el "Complejo Indillana" del Bloque 15." realizado por el Alumno Jorge Humberto Andrade Cruz. Matricula No. 98010

El estudiante a cumplido con los requisitos establecidos por la Universidad de las Américas, para la obtención del título de Ingeniero Comercial con mención en Administración de Empresas, haciéndose acreedor a la nota de: 10 / 10

Ms. Manuel María Herrera

Profesor Guía

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primera instancia a *Dios* por haberme guiado y acompañado durante esta etapa de mi vida, y permitirme así lograr terminar mis estudios universitarios.

Debo agradecer también infinitamente a mi esposa Cristina, por todo el apoyo incondicional demostrado, y sus horas dedicadas a la culminación de este trabajo.

De manera muy especial debo agradecer también a mis padres y hermanos, por su apoyo y continua motivación para culminar con éxitos mi carrera universitaria.

Agradezco también de manera muy especial a Esteban Toral y Luis Cobos, por sus conocimientos compartidos, y su tiempo dedicado en la revisión y corrección de la información contenida en este proyecto.

Por último quiero agradecer también de manera muy personal, a Manuel María Herrera, quien a más de ser un guía en este tiempo, ha sido un amigo, sin cuya ayuda no habría podido terminar este trabajo de titulación.

Muchas gracias,

Humberto Andrade C.

Dedico este trabajo a mi esposa, padres y hermanos,
por su apoyo permanente durante todo este tiempo.
Y que les sirva como guía y estímulo para que alcancen
todas sus metas y objetivos planteados en sus vidas.

RESUMEN EJECUTIVO

Los costos de generación de energía para las distintas fases de operación del Complejo Indillana, ubicado en el Bloque 15, actualmente operado por el Estado a través de la Unidad de Administración y Operación Temporal Bloque 15, se han incrementado durante los últimos años debido, principalmente, al constante aumento de producción petrolera. El presente trabajo de titulación tiene como objetivo principal la búsqueda de una alternativa, económicamente viable, para disminuir estos costos significativos a un mediano plazo, sin alterar las proyecciones de producción.

En base al análisis económico y financiero de proyectos y la toma de decisiones realizados, se plantean 3 distintas alternativas que buscan disminuir los costos de producción actuales. La primera implica la utilización del gas que se extrae conjuntamente con el crudo de los pozos petroleros; una segunda alternativa en la cual se analiza la posibilidad de procesar el crudo extraído para obtener el propio diesel y evitar la compra de éste en el mercado; y finalmente una opción en la cual se plantea una combinación de ambas alternativas en donde se emplearían generadores tanto a gas como a diesel, obtenidos en la producción misma.

Aplicando el análisis de los distintos factores financieros y económicos escogidos, como la inversión, los costos directos e indirectos, el indicador V.A.N. y el tiempo de retorno de la inversión, y al mismo tiempo realizando una

proyección estimada de estos factores hasta el año 2014, se obtuvo como la mejor opción, la implementación de la propuesta No. 3, que es la combinación de generación de energía a gas y a diesel, mediante ciertas modificaciones en las dos plantas procesadoras; una para mejorar la calidad del gas y hacerlo utilizable y una segunda planta procesadora encargada de procesar crudo para convertirlo en diesel y usarlo como combustible.

Luego de realizar este proyecto, pueden confirmarse los beneficios y mejoras a obtenerse mediante el ahorro de los costos de generación. Con la implementación de este proyecto se logrará disminuir los costos totales de producción y al mismo tiempo, la inversión estimada será justificada y recuperada en su totalidad en un mediano plazo.

ÍNDICE:***Página*****CAPITULO 1****1. ANTECEDENTES Y ESTRUCTURA DEL “BLOQUE 15” 01****1.1 Historia del “Bloque 15” 01****1.2 Primera Operación: O.E.P.C. – Oxy 03****1.3 Operación Actual: U.A.O.T. Bloque 15 07****1.3.1 Misión, visión y objetivos de la UAOT Bloque 15 08****1.3.2 Estructura Organizacional 10****CAPITULO 2****2. PROCESO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA****17****2.1 DESCRIPCIÓN DE LA ACTUAL INFRAESTRUCTURA PARA LA
GENERACIÓN DE ENERGÍA 20****2.1.1 Descripción planta de diesel 25****2.1.2 Descripción planta de gas 29****2.2 ANÁLISIS DEL PROBLEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
32****2.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO 34**

CAPITULO 3**3. PROPUESTAS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA**

| | |
|--|-----------|
| ELÉCTRICA | 36 |
| 3.1 DETALLE TÉCNICO DE LAS PROPUESTAS | 38 |
| 3.1.1 Propuesta 1: Nueva planta procesadora de gas | 39 |
| 3.1.2 Propuesta 2: Nueva planta DTU | 44 |
| 3.1.3 Propuesta 3: Generación mixta | 49 |
| 3.2 DETALLE ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS | 51 |
| 3.2.1 Propuesta 1: Nueva planta procesadora de gas | 52 |
| 3.2.2 Propuesta 2: Nueva planta DTU | 54 |
| 3.2.3 Propuesta 3: Generación mixta | 55 |

CAPITULO 4**4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS PROPUESTAS DEL**

| | |
|---|-----------|
| NUEVO PROCESO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA | 58 |
| 4.1 ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS | 59 |
| 4.2 EVALUACIÓN DE LAS PROPUESTAS | 66 |
| 4.3 MATRIZ COMPARATIVA | 68 |

CAPITULO 5

| | |
|---|-----------|
| 5. SELECCIÓN DE LA MEJOR PROPUESTA | 71 |
|---|-----------|

| | | |
|------------|--|------------|
| 5.1 | PARÁMETROS ECONOMICO-FINANCIEROS DE SELECCIÓN | 71 |
| 5.2 | ASPECTOS Y CONSIDERACIONES NO FINANCIERAS | 78 |
| 5.3 | SELECCIÓN | 87 |
| 5.4 | PLAN DE ACCIÓN DE LA PROPUESTA SELECCIONADA | 88 |
| 6 | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 91 |
| 6.1 | CONCLUSIONES | 91 |
| 6.2 | RECOMENDACIONES | 95 |
| 7 | BIBLIOGRAFÍA | 99 |
| 8 | ANEXOS | 100 |

| Índice de Cuadros | <i>Página</i> |
|---|----------------------|
| Cuadro 2.1 – Promedio diario de producción | 18 |
| Cuadro 2.2 – Promedio diario de inyección de agua | 19 |
| Cuadro 2.3 – Consumos de energía por plataforma | 21 |
| Cuadro 2.4 – Proyección de consumo de energía | 24 |
| Cuadro 2.5 – Distribución de consumo de energía | 25 |
| Cuadro 2.6 – Costo promedio de diesel DTU | 28 |
| Cuadro 2.7 – Costo promedio de tratamiento del gas | 31 |
| Cuadro 2.8 – Proyección consumo de energía por fuente | 34 |
| Cuadro 3.1 – Propuesta consumo de energía por plataforma | 38 |
| Cuadro 3.2 – Propuesta consumo de energía por fuente | 39 |
| Cuadro 3.3 – Proyección de producción de gas | 40 |
| Cuadro 3.4 – Distribución consumo energía propuesta No. 1 | 42 |
| Cuadro 3.5 – Disponibilidad de energía a gas | 44 |
| Cuadro 3.6 – Distribución consumo energía propuesta No. 2 | 47 |
| Cuadro 3.7 – Disponibilidad de energía a diesel | 48 |
| Cuadro 3.8 – Distribución consumo energía propuesta No. 3 | 50 |
| Cuadro 3.9 – Disponibilidad de energía propuesta mixta | 51 |
| Cuadro 3.10 – Detalle de inversión propuesta No. 1 | 52 |
| Cuadro 3.11 – Detalle de inversión propuesta No. 2 | 54 |

| | |
|--|----|
| Cuadro 3.12 – Detalle de inversión propuesta No. 3 | 56 |
| Cuadro 4.1 – Inversiones propuestas | 58 |
| Cuadro 4.2 – Generación por fuente propuesta No. 1 | 60 |
| Cuadro 4.3 – Ahorro compra de diesel propuesta No. 1 | 61 |
| Cuadro 4.4 – Generación por fuente propuesta No. 2 | 62 |
| Cuadro 4.5 – Ahorro compra de diesel propuesta No. 2 | 63 |
| Cuadro 4.6 – Generación por fuente propuesta No. 3 | 64 |
| Cuadro 4.7 – Ahorro compra de diesel propuesta No. 3 | 65 |
| Cuadro 4.8 – Matriz comparativa | 68 |
| Cuadro 5.1 – Calificación de las propuestas | 73 |
| Cuadro 5.2 – Puntuación final de las propuestas | 73 |
| Cuadro 5.3 – Cuadro comparativo de aspectos técnicos | 80 |
| Cuadro 5.4 – Ponderación final de las propuestas | 87 |

| Índice de Gráficos | Página |
|--|---------------|
| Grafico 1.1 – Organigrama U.A.O.T. Bloque 15 | 11 |
| Grafico 2.1 – Porcentaje consumo de energía por procesos | 20 |
| Grafico 2.2 – Porcentaje fuente de generación de energía | 23 |
| Grafico 2.3 – Proyección de consumo de energía | 24 |
| Grafico 2.4 – Diagrama de flujo planta DTU | 27 |
| Grafico 2.5 – Diagrama de flujo planta de Gas | 31 |
| Grafico 3.1 – Cronograma de inversión propuesta No. 1 | 53 |
| Grafico 3.2 – Cronograma de inversión propuesta No. 2 | 55 |
| Grafico 3.3 – Cronograma de inversión propuesta No. 3 | 57 |
| Grafico 4.1 – Porcentaje fuente generación propuesta No. 1 | 61 |
| Grafico 4.2 – Porcentaje fuente generación propuesta No. 2 | 63 |
| Grafico 4.3 – Porcentaje fuente generación propuesta No. 3 | 65 |
| Grafico 4.4 – Comparativo fuentes de generación de energía | 70 |

CAPITULO I

ANTECEDENTES Y ESTRUCTURA DEL “BLOQUE 15”

Para tener un enfoque general de este proyecto, que permita entender adecuadamente los aspectos fundamentales de la empresa, su estructura y su área específica en donde se desarrollará este proyecto, se detalla primero, la historia del “Bloque 15”, como empresa y la estructura de la actual operadora, con las características de cada uno de los departamentos que conforman la presente operación.

Actualmente el Bloque 15 se encuentra atravesando una etapa de transición en la operación, que pasa de una compañía privada a una empresa dentro del marco de operación estatal, con cierta independencia de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador- Petroecuador, la cual era la que inicialmente debía liderar las operaciones. Por lo expuesto, es importante en primer lugar, detallar la evolución de esta operación petrolera.

1.1 HISTORIA DEL “BLOQUE 15”

El Bloque 15 de la Región Amazónica Ecuatoriana, se encuentra ubicado entre las provincias de Orellana y Sucumbíos, atravesado por el Río Napo (Ver anexo 1). En una extensión de 2.000 kilómetros cuadrados se encuentran las áreas protegidas y reservas biológicas del Parque Nacional Yasuní, la Reserva Biológica Limoncocha, el Bosque Protector Pañacocha, y la Reserva Faunística

Cuyabeno; así como también las poblaciones indígenas de los Secoyas, Kichwas, Shuaras, Huaoranis, entre otras. Habitan varias comunidades de colonos, quienes comenzaron una migración a la zona desde que se iniciaron las operaciones de empresas petroleras. Las principales comunas de colonos que se encuentran en el Bloque 15 son Río Jivino, Santa Elena, San Antonio, Yamanunca, San Roque, y algunas más pequeñas. Dentro de toda la diversidad existente en la zona, el Bloque 15 es el mayor productor de petróleo del Ecuador, llegando actualmente un promedio de casi 98.000 barriles diarios de crudo. Estos barriles son extraídos de los yacimientos Indillana, Limoncocha, Edén Yuturi, Yanaquincha y Paka. En la actualidad, se encuentran en etapa de exploración otros yacimientos tales como Quillas, Palmar, Pañayacu, entre otros.

Las operaciones en el Bloque 15 comenzaron en los años setenta por medio de la empresa Minas y Petróleos, la cual inició varios trabajos de "sísmica 2D"¹ en un área de 900 kilómetros cuadrados. Inicialmente se perforaron cinco pozos, los cuales resultaron secos. Sin embargo, los estudios realizados confirmaban la existencia de reservas que luego se pudieron verificar con la perforación del pozo Yuturi 1, ubicado en el área de Edén Yuturi y otras en las zonas de Indillana y Limoncocha.

Debido al potencial crecimiento del sector petrolero en el Ecuador, se generó un importante momento para que se dé la inversión extranjera y las empresas petroleras privadas se interesen en explorar y explotar petróleo ecuatoriano.

¹ **Sísmica 2D.**- Estudios sísmicos realizados en dos dimensiones, el cual permite interpretar la composición del subsuelo en planos verticales.

Consecuente con este gran crecimiento, se dieron varias licitaciones internacionales para que empresas del exterior operen los distintos bloques ubicados en la zona oriente del país y del Golfo de Guayaquil. En este último sector, se encontraron reservas importantes de gas, que se siguen explotando por ser un producto de consumo básico entre la población local principalmente.

Años más tarde, en enero de 1.985, la operación pasó a manos de la empresa estadounidense Occidental Exploration and Production Company – O.E.P.C., gracias a una licitación petrolera realizada por el Gobierno del Ecuador. Esta empresa firmó un contrato de prestación de servicios² con el Estado Ecuatoriano, para poder explorar y explotar el crudo del Bloque 15. Posteriormente se modificó la relación contractual con un Contrato de Participación. Esta empresa logró grandes avances y proyectos importantes en el Bloque donde operaban. Debido a los avances tecnológicos y a la gran inversión realizada, el Bloque 15 llegó a aumentar considerablemente la producción de petróleo, llegando al promedio actual de 98.000 barriles diarios aproximadamente.

² **Contrato de prestación de servicios.**- Contrato firmado entre el Estado y una operadora, donde el Estado es propietario de la producción y tiene a su cargo el riesgo del precio del petróleo, riesgo geológico financiero, responsabilidad de transporte y el reembolso de inversiones, costos y gastos que la operadora incurrió en la operación. Adicionalmente el Estado tiene que cancelar a la operadora una tasa por servicios.

1.2 PRIMERA OPERACIÓN: OCCIDENTAL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY – OXY

Occidental Petroleum Corporation (O.P.C.) – OXY, es una de las compañías privadas más grandes del sector petrolero que opera a escala mundial a través de dos subsidiarias principales: Occidental Oil and Gas Corporation (OO&G) y Occidental Chemical Corporation (OxyChem). OO&G produce y participa en la producción de petróleo crudo, condensado de gas y gas natural en Estados Unidos de América, Colombia, Omán, Pakistán, Qatar, Rusia, Emiratos Árabes Unidos, Yemen y Libia. Anteriormente, hasta mayo del 2.006 operaba también en Ecuador, dentro del Bloque 15. Por otra parte, OxyChem manufactura y comercializa una variedad de cloro vinilos (incluyendo polímeros y plásticos) y químicos básicos, especialmente químicos y petroquímicos. ³

Como resultado de la primera ronda de licitaciones petroleras en el Ecuador realizada el 25 de enero de 1.985, OO&G fue la primera compañía que suscribió con el Estado ecuatoriano un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 15. Para la ejecución de este contrato, se constituye en Ecuador la subsidiaria de OO&G denominada Occidental Exploration and Production Company (O.E.P.C.).

En ese entonces, el potencial de crecimiento del sector petrolero en el Ecuador generó una oportunidad importante para que las empresas petroleras privadas

³ *Reporte Anual de la Operación OOGC, 2.005*

firmen nuevos contratos con el Estado. Una clara demostración fue que en mayo del año 1.999 el Estado firma el Contrato de Participación con O.E.P.C. en el cual ambas partes son las propietarias de la producción en un porcentaje previamente establecido por mutuo acuerdo. Para este contrato se definió que el Estado recibiría en promedio un 25% de la producción, el cual variaba para los diferentes campos de acuerdo al nivel de producción. Este contrato varía notablemente del contrato de prestación de servicios ya mencionado anteriormente, con el cual inició O.E.P.C. sus operaciones en Ecuador. Este nuevo contrato entre la empresa operadora y el Estado implica además que la operadora tiene a su cargo el riesgo del precio del petróleo, el riesgo geológico financiero, las inversiones, el transporte, los gastos para desarrollo y producción, además de tener el derecho a comercializar la parte de la producción que le corresponde de manera libre.

A partir del 15 de mayo de 1.993 O.E.P.C. inicia su producción comercial de los campos del Bloque 15, gracias a la confirmación de reservas de petróleo que inicialmente fueron consideradas como probables, pero que tiempo más tarde se empezaron a explotar. Los estudios comprendían registros de 1.600 kilómetros de líneas sísmicas, que conjuntamente con estudios previos realizados por empresas estatales y privadas, resultaron en el descubrimiento de los campos Limoncocha (1.985), Itaya (1.986), Indillana (1.988), Jivino (1.999), Laguna (1.991), Napo (1.994), Concordia (1.995) y Edén (1.996).

Debido al gran éxito logrado por distintas empresas operadoras, incluyendo a O.E.P.C. en el negocio petrolero dentro del Ecuador, se decidió construir el Oleoducto de Crudos Pesados (O.C.P.)⁴ en el año 2.001. Esta obra permitió que se dé un incremento en las exportaciones petroleras del Ecuador gracias al aumento de volumen de crudo transportado desde la región amazónica hasta los terminales de exportación en la provincia de Esmeraldas, al noroeste del país. O.E.P.C., socio del consorcio que llevó a cabo este proyecto, buscó incrementar sus reservas y su producción por medio del desarrollo de nuevos campos petroleros. A finales del año 2.002 se desarrollaron el Complejo Yanaquincha y el Campo Edén-Yuturi en el Oriente Ecuatoriano, dentro del Bloque 15. Ambos complejos permitieron que se dé un incremento notable de la producción de crudo de O.E.P.C., así como también la cantidad de generación y consumo de energía debido al aumento en la operación.

O.E.P.C. fue una de las empresas que más invirtió en la industria petrolera ecuatoriana, logrando un aumento importante en la extracción de crudo de los yacimientos existentes en el Bloque 15, consiguiendo así también, elevar sus niveles de producción.

Luego de haber operado en el Estado Ecuatoriano por más de 20 años, el 15 de mayo del 2.006 se declaró la Caducidad del contrato que la empresa estadounidense mantenía con el país. El motivo para la caducidad fue la conformación de un acuerdo con la operadora Alberta Energy Company –

⁴ **O.C.P. (Oleoducto de Crudos Pesados).**- Consorcio constituido por empresas petroleras privadas con operaciones en Ecuador, formado para la construcción y administración de un oleoducto para transportar aproximadamente 450.000 barriles diarios de crudo pesado, producido en la región amazónica del Ecuador. Inversión aproximada de US\$ 1.300.MM

A.E.C. Este acuerdo confería la transferencia del 40% del petróleo y sus costos operativos a esta firma canadiense. Debido a que este traspaso se realizó sin la debida autorización formal del Ministerio de Energía y Minas, y ya que el contrato que mantenía O.E.P.C. con el Estado ecuatoriano contenía la prohibición de este tipo de acciones, la sanción tomada fue de terminar este contrato de operación, tal como se determinaba en una de sus cláusulas.

1.3 OPERACIÓN ACTUAL: UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN TEMPORAL BLOQUE 15 – PETROPRODUCCIÓN

Luego de lo acontecido el 15 de mayo del 2.006, cuando el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución dictada dentro del Trámite Administrativo 13812-2005 resolvió declarar la Caducidad del Contrato que mantenía el Estado Ecuatoriano con O.E.P.C. la empresa estatal Petroecuador, asume toda la operación a través de su filial Petroproducción. Adicionalmente, el Presidente Constitucional de la República, mediante Decreto Ejecutivo No. 1546 del 12 de Junio de 2.006, declaró en estado de emergencia la operación del Bloque 15 y Campos Unificados Edén-Yuturi y Limoncocha.

Petroproducción, al asumir la operación total del Bloque 15, adquirió todos los bienes físicos y la producción, así como también, propuso a los ex – empleados de OXY, mantener sus cargos, funciones y beneficios. Esto fue planteado con el fin de asegurar y mantener la continuidad y estándares de la operación, tanto

en los aspectos técnicos como los administrativos. Actualmente, una cifra aproximada del personal que trabajaba en la empresa estadounidense, y que ahora está realizando funciones para el mismo Bloque 15, llega alrededor de un 85% del total.

Por el hecho de encontrarse en un período de transición y de haberse dado la caducidad casi a mediados de año, de forma rápida e inesperada, el Estado tuvo que re-asignar los recursos que estaban ya planificados por la anterior operadora, para así lograr realizar los proyectos, inversiones y modificaciones que llevarían a la mejora e incremento de la producción. Esto ha permitido que el Bloque 15, como la Unidad de Administración y Operación Temporal – Bloque 15, siga explorando, explotando y entregando al Estado, el petróleo nacional de la mejor manera, con los estándares internacionales que se manejaban con la operadora anterior.

Los ingresos del Estado ecuatoriano, se han visto beneficiados e incrementados notablemente debido a que todo el crudo producido por el Bloque 15, es ahora ingreso neto para el país. Esto ha generado grandes expectativas, especialmente en las áreas de salud y educación, para las cuales ya se han definido reformas y nuevos planes de mejora, basándose en estos nuevos ingresos. Esta decisión fue tomada por la Presidencia de la República junto con el Ministerio de Economía y Finanzas con el afán de distribuir económicamente los ingresos a unas de las áreas más importantes de la sociedad.

1.3.1 Misión, visión y objetivos de la U.A.O.T. – Bloque

15

La Comisión Política y de Control – C.P.C., creada por la Presidencia de la República el 12 de Junio del 2.006, con el fin de establecer principalmente: las Políticas de Gestión, la constitución de un fideicomiso, la calificación de directivos y la reglamentación orgánica de la U.A.O.T., establecieron luego de varias reuniones con los directivos, la siguiente misión y visión para el Bloque 15:

Misión:

“GENERAR RIQUEZA, PROGRESO Y CALIDAD DE VIDA PARA LA SOCIEDAD ECUATORIANA, MEDIANTE LA BÚSQUEDA Y PRODUCCIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA, EN FORMA SEGURA, COMPETITIVA, PROACTIVA Y SUSTENTABLE. AGREGAMOS VALOR A TODAS LAS FASES DE NUESTRA GESTIÓN CON EL CONCURSO DE TALENTO HUMANO COMPROMETIDO CON LA INTEGRIDAD ÉTICA, EL CUIDADO AMBIENTAL Y LA RESPONSABILIDAD SOCIAL.”

Visión:

“SER LA REFERENCIA DE LIDERAZGO NACIONAL E INTERNACIONAL DE UNA EMPRESA ENERGÉTICA SEGURA, INNOVADORA, AMBIENTALMENTE SUSTENTABLE Y COMPETITIVA, A LA VANGUARDIA DE LA RESPONSABILIDAD SOCIAL. NUESTRO DESEMPEÑO SE

FUNDAMENTA EN EL TALENTO HUMANO COMPROMETIDO A GENERAR RIQUEZA PARA LOS ECUATORIANOS, BASADO EN NUESTRO CÓDIGO DE CONDUCTA. SEREMOS RECONOCIDOS EN EL PAÍS COMO SOCIOS CONFIABLES EN LA REALIZACIÓN DE GRANDES PROYECTOS ENERGÉTICOS Y POR NUESTRO COMPROMISO INFRANQUEABLE CON UN FUTURO PROMISORIO PARA EL PAÍS.”

El principal objetivo actual planteado por la U.A.O.T. – Bloque 15 para sus operaciones es “Mantener la continuidad de la operación del Bloque 15 con los mismos niveles de producción y estándares internacionales, con los que operaba la anterior administradora.”

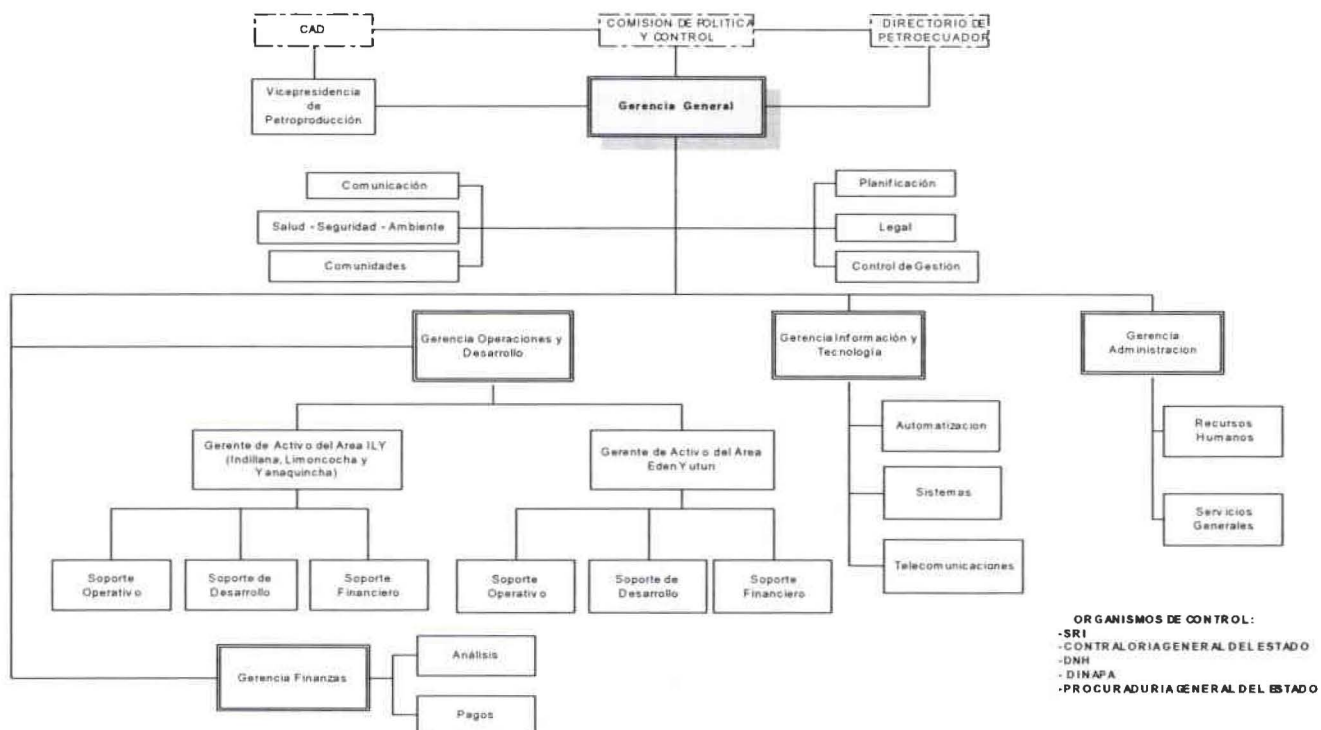
La misión y visión planteados por la C.P.C. dan la pauta e indican el rumbo a seguir por todos los empleados de la U.A.O.T. Bloque 15, se basa en enfatizar el compromiso que tiene cada uno de ellos en generar ingresos para el Estado Ecuatoriano mediante operaciones seguras y responsables, causando el menor impacto posible en la naturaleza y en las poblaciones cercanas a la operación. Sin embargo se debe indicar que la visión de la operadora, carece de tiempo para ser alcanzada y tampoco es medible ni cuantificable, lo cual es un error, ya que la visión debe tener estas cualidades, para que cumpla con su objetivo y sirva como punto de referencia para el personal.

1.3.2 Estructura organizacional.

La actual estructura organizacional que mantiene el Bloque 15, corresponde al organigrama aprobado por Petroecuador el 21 de Junio del 2.006 mediante Resolución No. 016-DIR-2006-06-21, en donde se indica que la Unidad de Administración y Operación Temporal – Bloque 15 es adscrita a la Vicepresidencia de Petroproducción.

Grafico No. 1.1

Organigrama U.A.O.T. Bloque 15



Fuente: U.A.O.T. – Bloque 15
 Elaboración: J. Humberto Andrade C.

En el organigrama se puede apreciar que la Gerencia General del Bloque 15, reporta directamente a la Vicepresidencia de Petroproducción. A su vez tiene

que presentar resultados de la gestión realizada en el Bloque 15 al Consejo de Administración de Petroecuador – CAD, a la Comisión de Política y Control – CPC, y al Directorio de Petroecuador. Por lo tanto, se puede deducir que no es una entidad autónoma, sino que depende de algunos organismos del Estado.

Bajo la Gerencia General del Bloque se encuentran cuatro Gerencias Departamentales y seis Jefaturas Directas. Las gerencias departamentales son:

- Gerencia Financiera, en donde existen 2 áreas que se encargan de los pagos a proveedores, y otra donde se realizan los análisis, la contabilidad y el manejo del presupuesto.
- La Gerencia de Operación y Desarrollo, tiene a su mando las dos áreas principales de la operación del Bloque 15, las cuales son el lado occidental, donde se encuentran las locaciones de Indillana, Limoncocha y Yanaquincha – I.L.Y. y el lado oriental donde esta el complejo de Edén Yuturi.
- La Gerencia de Información y Tecnología, es la encargada de administrar lo referente a sistemas, automatización y telecomunicaciones, siendo uno de los pilares básicos de la operación, ya que esta se ha caracterizado por mantener sistemas tecnológicos de última generación.
- Finalmente está la Gerencia Administrativa, la cual tiene bajo su dependencia el departamento de Recursos Humanos y el de Servicio

Generales, lo que incluye el área de soporte administrativo de la U.A.O.T.

Las seis Jefaturas que reportan directamente a la Gerencia General son:

- Comunicación Externa o Relaciones Públicas, que maneja toda la imagen y publicaciones a la prensa de la gestión de la U.A.O.T. Bloque 15 y la comunicación interna.
- La Jefatura de Salud – Seguridad y Ambiente, la cual tiene bajo su responsabilidad implementar los planes de acción y políticas sobre el manejo de desechos e impacto ambiental de la operación en el campo y todo lo relacionado a la salud y seguridad, tanto del personal directo como de los contratistas.
- La Jefatura de Comunidades, tiene como política la gestión del “Buen Vecino” que se basa en una adecuada relación entre la operación y las comunidades vecinas. Esta gestión incluye proyectos de desarrollo para las comunidades y obras civiles, como por ejemplo la construcción de centros de salud, aulas escolares, viviendas, etc. Y también es la jefatura que se encarga de la ayuda en la formación de pequeños empresarios, dictando cursos de agricultura, pesca, manualidades, entre otras.
- La Jefatura de Planificación tiene como función principal el controlar y elaborar un cronograma de las actividades a realizarse dentro de la U.A.O.T. Bloque 15. Este departamento tiene como principal función el unificar la información de las otras áreas relacionada a los planes de

desarrollo y proyectos ejecutarse, con el fin de tenerla actualizada, revisada y completa, para poder presentar los proyectos definitivos a la Gerencia General, incluyendo los presupuestos globales y específicos.

- El departamento Legal, es un área de control y soporte para velar que la operación realice su gestión de la mejor manera y apegada a las políticas y leyes que rigen sobre una empresa estatal.
- La Jefatura de Control de Gestión básicamente realiza el trabajo de elaboración y presentación de reportes sobre la administración y operación de la U.A.O.T.- Bloque 15 al CAD y al CPC, las cuales son entidades estatales que controlan el Bloque 15. Se encarga de dar seguimiento a la Gestión que realiza la Gerencia General, brindando a su vez una asesoría importante.

Dentro del Bloque 15, en la parte de la operación en el campo directamente, existen varios departamentos que realizan las tareas operativas y técnicas.

Los departamentos principales son:

- Departamento de Mantenimiento, que se encarga de tener y manejar los equipos existentes en las distintas locaciones para la operación de la U.A.O.T. – Bloque 15. Los principales equipos que se manejan son los relacionados con la operación, la planta de tratamiento, la generación de energía y los existentes en las distintas facilidades dentro del campo. El mantenimiento de los equipos es un tema que se realiza de manera muy delicada, en base a cronogramas de trabajo detallados, que permiten

mantener un adecuado funcionamiento de los equipos, ya que no todos son nuevos. El mantenimiento predictivo es uno de los temas más importantes que se manejan dentro de este departamento.

- Departamento de Operaciones: Este departamento es el que lleva a cabo el control de la producción de cada pozo mediante registros diarios; adicionalmente se encarga del área de análisis químicos del crudo y su tratamiento. Los trabajos que realiza el personal de este departamento, son importantes para determinar la producción diaria de crudo, pues son los encargados de controlar este tema. Mediante los controles llevados de cada pozo, se pueden realizar proyecciones de producción, para evaluar la necesidad de realizar los re-acondicionamientos de cada pozo, que es la manera de intervenir en los pozos según el requerimiento, para mejorar la producción.

La totalidad de los trabajos realizados en el Bloque 15, tanto de los departamentos de Operaciones como de Mantenimiento, generan una demanda importante de energía por los grandes equipos y trabajos que se realizan diariamente.

La mayor parte del trabajo que realiza el departamento de Mantenimiento, está relacionado con el mantenimiento en sí de los generadores y equipos de la planta de producción, que son los principales actores en el momento de realizar la operación.

Adicional existen también, en el campo, áreas de soporte tales como:

- Salud y Seguridad Ocupacional
- Relaciones Comunitarias
- Abastecimientos y Materiales
- Información y Tecnología
- Facilidades y Construcciones
- Administración del Campamento.

Cada una de estas áreas, brindan un apoyo importante para la realización de las actividades de los departamentos de Operaciones y Mantenimiento, con la intención de mantener su óptimo desarrollo y una mejora continua.

Capítulo II

PROCESO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El "Complejo Indillana" es el complejo más antiguo de las operaciones del Bloque 15. Inició su producción con la empresa O.E.P.C. el 1 de mayo de 1.993, con un promedio diario de 27.000 barriles de fluido y 9 pozos productores (Ver anexo 2). Actualmente, Indillana mantiene un promedio de 35 pozos activos y una producción de 190.000 barriles de fluido diarios.

En un área de aproximadamente 100 Km.², que es lo que constituye el Complejo Indillana, se encuentran 9 plataformas de producción. Cada una de estas plataformas tiene una área aproximada de 1 hectárea, en donde a su vez, se encuentran pozos productores y pozos inyectores. Los pozos productores son perforaciones realizadas hacia yacimientos de crudo, con una profundidad promedio de entre 10 a 12 mil pies, dependiendo del yacimiento y su ubicación. De estos pozos se extrae petróleo crudo mediante bombas electro-sumergibles que se colocan al interior de los pozos. Estas bombas son las responsables del mayor consumo de energía de los generadores de las islas, debido a que su trabajo requiere energía continua elevada. Los pozos inyectores, por otro lado, se encuentran a una profundidad media de entre 6 a 7 mil pies. En estos pozos se realiza la inyección de agua de producción (de ahí su nombre "inyectores") en yacimientos confinados de agua.

Por la antigüedad del campo (mayor a 10 años de producción), el fluido extraído de los pozos del Complejo Indillana contiene un alto porcentaje de agua, como lo confirma el ciclo natural de los pozos petroleros de la zona. Actualmente el corte de agua es del 90%, es decir solo el 10% restante del fluido extraído es crudo. La producción de gas es variable según el reservorio y la presión que contenga éste.

Esto puede verse claramente en los cuadros 2.1 y 2.2, donde aparecen los barriles extraídos, en un promedio diario de producción, dividido por locaciones, dentro del Complejo Indillana.

Cuadro No. 2.1
Promedio Diario de Producción
Junio / 2006

| Locacion | No. Pozos Productores | Crudo (barriles) | Agua (barriles) | Gas (millones pies cúbicos) | Fluido (barriles) |
|------------------|------------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------------------|--------------------------|
| Jivino A | 4 | 1.004 | 10.420 | 145,9 | 11.424 |
| Jivino B | 1 | 347 | 7.561 | 0,1 | 7.908 |
| Jivino C | 2 | 695 | 4.504 | 0,4 | 5.199 |
| Jivino E | 1 | 176 | 2.267 | 19,8 | 2.443 |
| Laguna | 12 | 4.119 | 63.955 | 5.446,7 | 68.074 |
| Indillana | 4 | 1.471 | 11.110 | 1,2 | 12.581 |
| Concordia | 2 | 1.826 | 335 | 1,1 | 2.161 |
| Itaya A | 4 | 3.192 | 53.370 | 1.025,3 | 56.562 |
| Itaya B | 5 | 2.947 | 20.254 | 605,7 | 23.201 |
| TOTAL | 35 | 15.777 | 173.776 | 7.246 | 189.553 |

Fuente: Datos de U.A.O.T. – Bloque 15
Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Cuadro No. 2.2
Promedio Diario de Inyección de agua
Junio / 2006

| Locacion | No. Pozos Inyectores | Agua Inyectada (barriles) |
|--------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| Jivino B | 2 | 58.401 |
| Jivino E | 1 | 19.952 |
| Jivino F | 2 | 62.087 |
| Laguna | 1 | 22.567 |
| Shira (CPF) | 1 | 18.708 |
| TOTAL | 7 | 181.715 |

Fuente: Datos de U.A.O.T. – Bloque 15
 Elaboración: J. Humberto Andrade C.

La producción de las diferentes plataformas pertenecientes al Complejo Indillana es transportada por una tubería subterránea hacia el C.P.F. (Central Production Facility), ubicado al noroeste del Bloque 15, en donde el fluido es sometido a un proceso de separación en sus componentes principales: crudo, agua y gas. (Ver Anexo 3)

Luego de este proceso de separación, el crudo es enviado por un oleoducto hacia la Terminal Amazonas en Lago Agrio. Aquí, a su vez, el crudo ingresa al Oleoducto de Crudos Pesados (O.C.P.) en el cual se lo transporta hasta la costa Ecuatoriana para su comercialización.

El agua obtenida en la producción, luego de recibir tratamiento para eliminar toda contaminación química, es inyectada nuevamente al subsuelo a yacimientos confinados, que son yacimientos impermeables que reciben el agua y la mantienen dentro de su espacio, para que no se disperse y contamine otros espacios subterráneos. Esta inyección es necesaria ya que

ésta agua no puede utilizarse para el uso o consumo humano, ni tampoco se la puede dejar en el medio ambiente por su alto contenido de cloruros. Así, se la vuelve a introducir en las capas interiores de la tierra de donde fue extraída para un mejor manejo y menor impacto ambiental.

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA ACTUAL INFRAESTRUCTURA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

El consumo de energía se enfoca en las tres fases ya explicadas: extracción, procesamiento e inyección. Cada una de estas fases necesita un consumo de energía de acuerdo con su demanda. La extracción de crudo requiere de un 62% de la energía eléctrica total generada en las distintas fases de la operación; mientras que el procesamiento necesita un 23% y el restante 15% corresponde a los procesos de inyección del agua en el subsuelo. El gráfico 2.1 muestra estos porcentajes claramente:



Fuente: Datos de U.A.O.T. – Bloque 15
Elaboración: J. Humberto Andrade C.

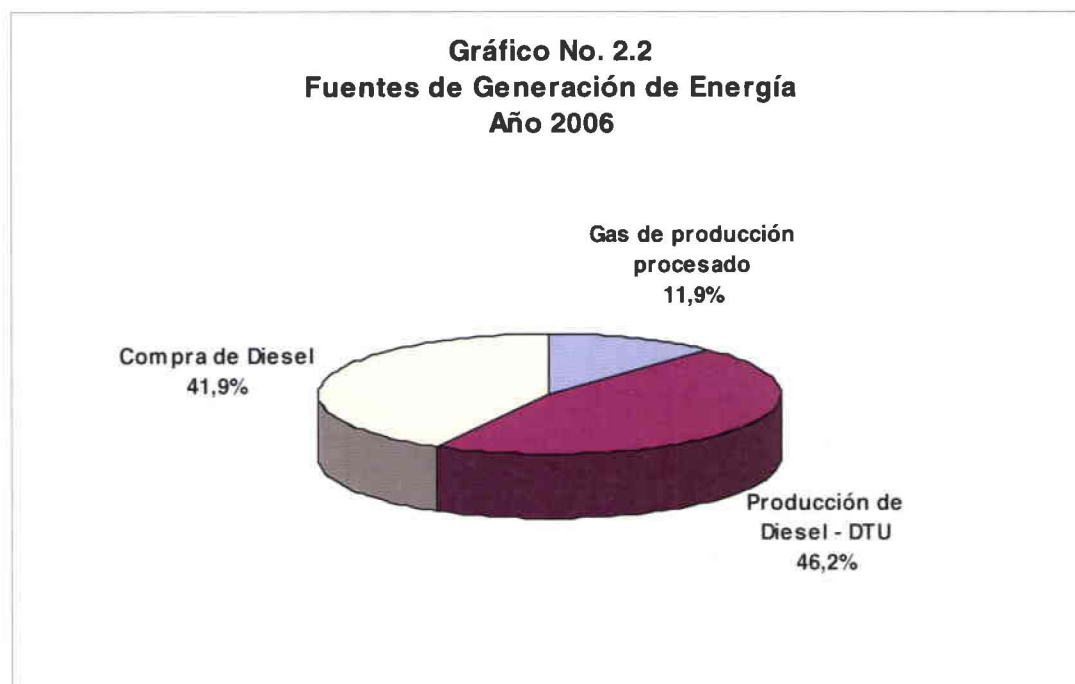
En cada una de las plataformas de producción existe generación de energía para cubrir la demanda de las fases de extracción realizada en los pozos. Actualmente existe una capacidad instalada de 28.264 Kw. y un consumo de 18.939 Kw. con 33 generadores de diesel y 8 de gas en el Complejo Indillana. Esto permite tener un margen diferencial que ayuda a tener un rango aceptable entre lo consumido y lo instalado. Este margen permite apagar un generador debido a mantenimiento o reparación y subir la potencia de generación de energía de los demás generadores, sin que se vean afectados los otros procesos. Esto suele hacerse para mantener la producción y no reducirla cuando hay que apagar generadores por cualquier motivo. El cuadro 2.3 muestra los consumos de energía en cada plataforma y la capacidad de potencia instalada. Se especifican los generadores que están presentes en cada plataforma.

Cuadro No. 2.3
Consumos de energía por plataforma
Junio / 2006

| Plataforma | Potencia Instalada (capacidad nominal Kw) | Consumo (Carga Kw) | Generadores a Diesel | Generadores a Gas |
|-------------------|--|-------------------------------|---------------------------------|------------------------------|
| Jivino A | 2.512 | 1.218 | 2 | 3 |
| Jivino B | 1.440 | 846 | 1 | - |
| Jivino C | 900 | 220 | - | 2 |
| Jivino E | 630 | 680 | 1 | - |
| Laguna | 7.767 | 5.504 | 10 | 1 |
| Indillana | 2.071 | 939 | 3 | - |
| Concordia | 390 | 208 | 1 | - |
| Itaya A | 3.113 | 2.703 | 5 | - |
| Itaya B | 1.868 | 1.400 | 3 | - |
| CPF | 7.573 | 5.221 | 7 | 2 |
| TOTAL | 28.264 | 18.939 | 33 | 8 |

Fuente: Datos de U.A.O.T. – Bloque 15
Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Para satisfacer la actual demanda de energía del Complejo Indillana, que es de aproximadamente 18.939 KW. en el año 2.006, la operación del Bloque 15 cuenta con dos tipos de generación: en primer lugar, la combustión con diesel, que genera alrededor de 16.679 KW., lo que representa un 88% del total de la demanda. Para poder cumplir con esto, el consumo promedio mensual de diesel del Complejo Indillana es de 1.290.000 galones, de los cuales la operadora, a través de su planta refinadora de crudo, genera aproximadamente el 52% de todo el consumo, y la diferencia lo compra a la compañía estatal Petrocomercial. La segunda fuente de generación, es la combustión con gas de producción tratado. Esta planta de procesamiento de gas, que se encuentra ubicada en el C.P.F., elimina las impurezas del gas que proviene de los yacimientos de producción. Luego del proceso de separación del gas, donde se lo aparta del crudo y del agua, entra el gas a la planta de tratamiento, para luego poder ser utilizado en la combustión y generación de energía. Este tipo de generación, cuyo costo se limita netamente al del mantenimiento de la planta, debido que su costo de extracción es absorbido por el costo de producción de petróleo crudo, representa el 12% del total de energía demandada en el año 2.006. (Ver gráfico 2.2)



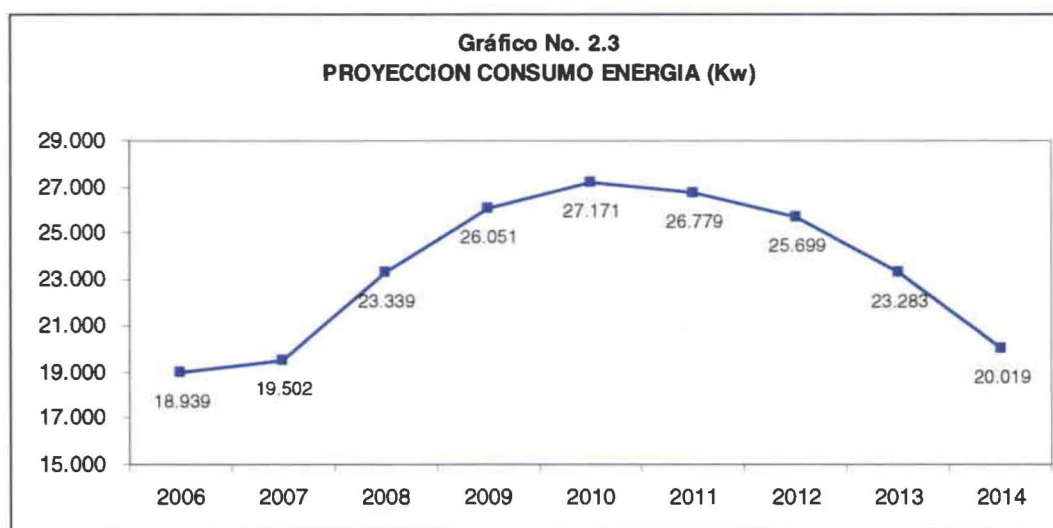
Fuente: Datos de U.A.O.T. – Bloque 15
Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Las proyecciones de consumo y generación de energía van relacionadas con la producción existente, es por esto que para los próximos años se proyecta un incremento en la compra de diesel, ya que se debe satisfacer este incremento en el consumo de energía. Como se puede apreciar en el cuadro 2.4 y el gráfico 2.3, la proyección de la demanda de energía refleja una tendencia creciente hasta el año 2.010 del 43% comparado con el 2.006, en este año es donde el reservorio del Complejo Indillana llegaría a su máxima producción. Luego de esto, existirá una disminución paulatina de la producción y por lo tanto también de la generación de energía.

Cuadro No. 2.4
PROYECCION CONSUMO ENERGIA (Kw)

| Locacion | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Jivino A | 1.218 | 1.254 | 1.501 | 1.675 | 1.747 | 1.722 | 1.653 | 1.497 | 1.287 |
| Jivino B | 846 | 871 | 1.043 | 1.164 | 1.214 | 1.196 | 1.148 | 1.040 | 894 |
| Jivino C | 220 | 227 | 271 | 303 | 316 | 311 | 299 | 270 | 233 |
| Jivino E | 680 | 700 | 838 | 935 | 976 | 962 | 923 | 836 | 719 |
| Laguna | 5.504 | 5.668 | 6.783 | 7.571 | 7.896 | 7.783 | 7.469 | 6.766 | 5.818 |
| Indillana | 939 | 967 | 1.157 | 1.292 | 1.347 | 1.328 | 1.274 | 1.154 | 993 |
| Concordia | 208 | 214 | 256 | 286 | 298 | 294 | 282 | 256 | 220 |
| Itaya A | 2.703 | 2.783 | 3.331 | 3.718 | 3.878 | 3.822 | 3.668 | 3.323 | 2.857 |
| Itaya B | 1.400 | 1.442 | 1.725 | 1.926 | 2.009 | 1.980 | 1.900 | 1.721 | 1.480 |
| CPF | 5.221 | 5.376 | 6.434 | 7.182 | 7.490 | 7.382 | 7.085 | 6.418 | 5.519 |
| TOTAL | 18.939 | 19.502 | 23.339 | 26.051 | 27.171 | 26.779 | 25.699 | 23.283 | 20.019 |

Fuente: Datos de producción U.A.O.T. – Bloque 15
Elaboración: J. Humberto Andrade C.



Fuente: Datos de producción U.A.O.T. – Bloque 15
Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Como ya se detallo anteriormente el “Complejo Indillana” tiene la siguiente infraestructura de consumo de energia. El cuadro No 2.5 muestra los porcentajes de consumo en cada una de las diferentes etapas de la operación del Bloque 15.

Cuadro No. 2.5
Distribución Consumo de Energía

| | Gas | Diesel | TOTAL |
|----------------------|------------|---------------|--------------|
| Extracción | 5% | 57% | 62% |
| Procesamiento | 5% | 18% | 23% |
| Inyección | 2% | 13% | 15% |
| TOTAL | 12% | 88% | 100% |

Fuente: Datos de la U.A.O.T. – Bloque 15
Elaboración: J. Humberto Andrade C.

En este cuadro se ve a manera de resumen cómo el mayor consumo de energía se encuentra en la fase de extracción, y que básicamente el 57% del total se lo realiza con diesel.

2.1.1 Descripción planta de diesel

La actual planta refinadora de crudo, Diesel Topping Unit (D.T.U.), que se encuentra en el C.P.F., tiene como objetivo principal transformar el crudo obtenido en la producción en diesel, para luego poder utilizarlo en las diferentes operaciones del Bloque 15. Esta planta, que actualmente procesa alrededor de 1.460 barriles de crudo al día, para luego obtener 400 barriles de diesel, se puede detallar de manera simplificada en los siguientes pasos: (Ver Anexo 4):

En primer lugar, el petróleo crudo, luego de pasar por la fase de separación, parte de éste ingresa a la Planta D.T.U. para ser tratado. En este proceso, primero pasa por un desalador, el cual reduce la salinidad del crudo, mezclándolo con agua dulce. De este proceso se separa la salmuera, que es

un elemento corrosible que se mezcla con el agua reinyectada a los yacimientos confinados.

Seguido de esto, el crudo pasa a un horno calentador en donde se eleva su temperatura a 750 grados Fahrenheit, para poder pasarlo a la torre de separación. Esta torre está dividida en varias cámaras con válvulas que funcionan independientemente y permiten el flujo de los elementos del crudo entre cada una de las cámaras. Al calentar el crudo, éste, por sus cualidades químicas, se separa en 3 elementos principales: de la parte superior, donde la temperatura es mayor hay gas y líquidos condensados que ayudan a mantener la temperatura adecuada de la torre. De la parte intermedia, donde la temperatura es de aproximadamente 388 grados Fahrenheit, se extrae el diesel. Finalmente de la parte inferior de la torre se extraen los residuos, que crudo de menor grado API⁵ (13.4) luego reingresados al proceso.

El diesel que sale de la torre, luego pasa a un “stripper”, que es una torre más pequeña que la mencionada anteriormente, que se encarga de realizar un trabajo de purificación del diesel, que elimina más condensados para poder obtener un diesel de mejor calidad. Antes de enviar el diesel a los tanques de almacenamiento, éste pasa por un proceso de transferencia de temperatura que lo enfría, a 100 grados Fahrenheit para que pueda ser almacenado, y luego destinado a las diferentes necesidades de la operación.

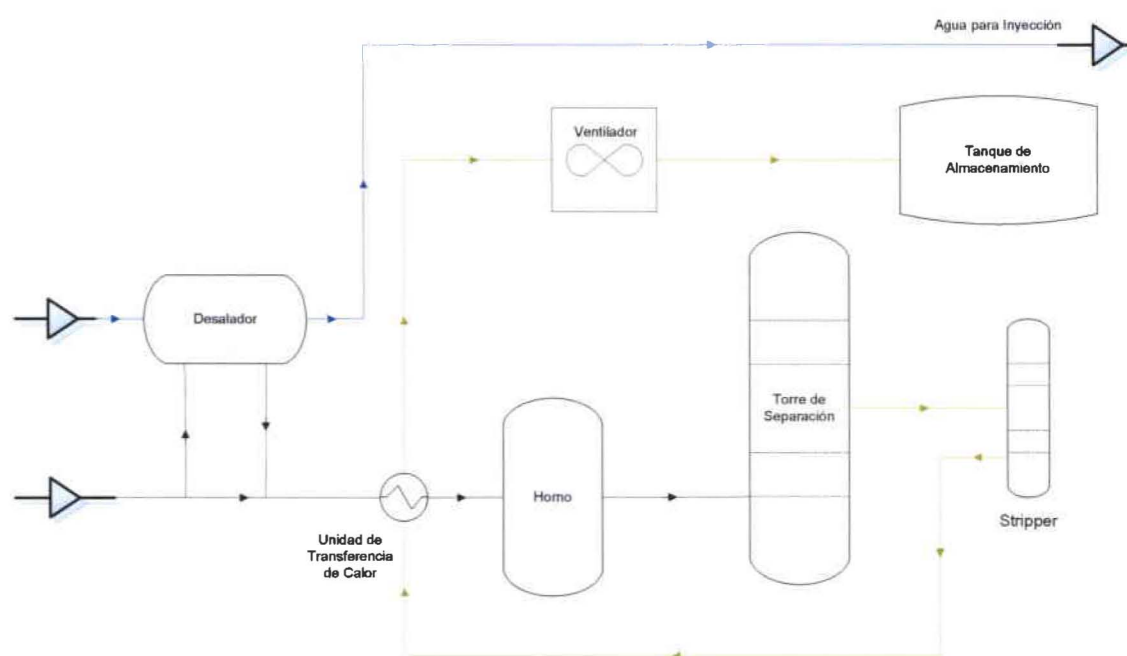
⁵ **A.P.I.- (American Petroleum Institute)** Es un parámetro internacional utilizado para medir la calidad del crudo; así entre más grado API tiene el petróleo, es mejor su calidad. La Dirección Nacional de Hidrocarburos define al crudo pesado entre 10 y 20 grados API; crudo mediano entre 20 y 30 grados API; y livianos de 30 grados API en adelante.

Al terminar el proceso de refinación, de los 1.460 barriles promedio que ingresaron, se obtienen únicamente 400 barriles de diesel; los 1.060 restantes son petróleo, que se reenvía al proceso de separación de petróleo crudo, ya que ha sufrido únicamente un cambio en su grado API: pasó de 19° API a 13° API. La influencia que tiene éste cambio en la calidad del petróleo es mínima, ya que se está hablando de volúmenes muy diferentes. Sin embargo, en el costo de producción de diesel se debe incluir este factor.

A manera de resumen y simplificando lo antes mencionado, el siguiente gráfico No. 2.4 muestra el flujo del crudo por las diferentes fases dentro del proceso.

Gráfico No. 2.4

Proceso planta DTU



Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Es importante señalar que por restricciones y políticas del Estado, este diesel debe ser destinado exclusivamente para la operación, y en ningún momento puede ser vendido en el mercado.

Los 400 barriles diarios promedio que genera esta planta, tienen una estructura de costos de la siguiente manera:

Cuadro No. 2.6
Costos Promedio Diario de Diesel DTU

| DATOS | |
|--|---------------------|
| CARGA DE CRUDO EN DTU (BBL) | 1.460 |
| PRODUCCIÓN DIESEL (BBL) | 400 |
| PRODUCCIÓN CRUDO TOTAL (BBL) | 21.481 |
| PRECIO DEL CRUDO BLOQUE 15 (\$/BBL) | \$ 28,00 |
| PERDIDA POR CALIDAD DE CRUDO (\$/BBL) | \$ 0,015 |
| QUÍMICOS (\$/BBL CRUDO) | \$ 0,064 |
| COSTOS DE DIESEL DE LA DTU | |
| INGRESO PERDIDO POR CRUDO NO VENDIDO | \$ 11.200 |
| EXTRACCIÓN CRUDO | \$ 2.616 |
| PERDIDA POR CALIDAD DE CRUDO | \$ 318,32 |
| MANTENIMIENTO PLANTA | \$ 439,55 |
| QUIMICOS | \$ 93,44 |
| COSTO TOTAL | \$ 14.667,31 |
| COSTO BBL DIESEL PRODUCIDO (\$/BBL) | \$ 36,67 |
| COSTO BBL DIESEL PRODUCIDO (\$/GL) | \$ 0,87 |

Fuente: Datos de planta de producción de la U.A.O.T. – Bloque 15
Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Este costo promedio mencionado, de US\$ 0,87 por galón de diesel producido en el Bloque 15, frente al US\$ 1,14 por galón del diesel que se compra a Petrocomercial, (que incluye todos los costos incurridos), representa un ahorro de US\$ 0,27 por galón, lo que a su vez significa un 23% más del costo del diesel producido por el Bloque 15.

2.1.2 Descripción planta de gas

El objetivo de la planta de procesamiento de gas, es el de disminuir el contenido de impurezas, líquidos y partículas de crudo que contiene el gas luego de la fase de separación, para poder obtener así un gas óptimo para el proceso de generación, el cual funcione como combustible.

La producción total actual de gas es mayor a 8 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales ingresan a proceso un máximo 3 millones de pies cúbicos, debido a la capacidad actual de la planta. La diferencia es enviada directamente a un mechero, en donde se queman, conjuntamente, el gas restante con los residuos del gas procesado.

La actual planta procesadora de gas tiene una capacidad máxima de procesamiento de 3 millones de pies cúbicos por día, de los cuales luego del proceso, son utilizables únicamente el 46% del gas procesado. La diferencia corresponde a dióxido de carbono en su gran mayoría, y una porción muy pequeña a otros gases.

Este proceso, explicado de la manera más simple, inicia con un enfriamiento del gas mediante ventiladores, en donde se reduce la temperatura de 170° F a un promedio de 95° F. Luego de esto, el gas pasa a un "scruber", que son cilindros especiales en donde se separan los elementos livianos y gases condensados mediante presiones atmosféricas, por esto, el gas más puro se lo

extrae de la parte superior del "scruber", para luego entrar en unos secadores enfriadores, que eliminan principalmente partículas de agua del gas, y parte de condensados residuales del proceso anterior. (Ver Anexo 5).

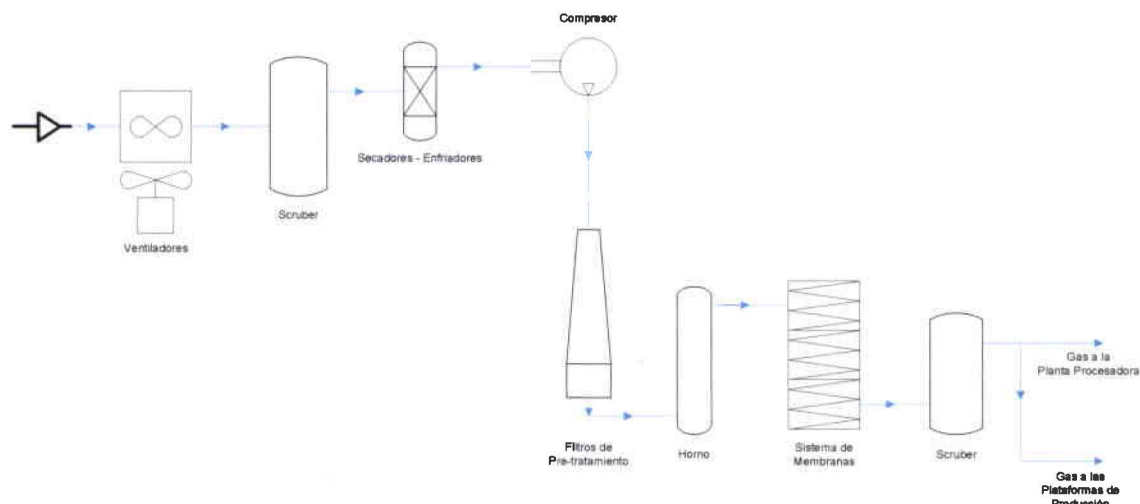
La segunda fase de este proceso consiste en comprimir el gas (Ver Anexo 6), que se encuentra libre de líquidos, para luego pasarlo a la tercera fase (Ver Anexo 7), en donde primero, se pasa el gas por unos filtros de pre-tratamiento, que se encargan de retener partículas de dióxido de carbono (CO₂), y aceite. Luego, el gas pasa a ser calentado, elevando su temperatura de 98° F a 160° F, con la finalidad de poder sacar el CO₂. La parte final de la tercera fase consiste en pasar el gas por un sistema de membranas que separan los residuos de partículas de CO₂ existentes, eliminando así las impurezas.

Sin embargo, y como cuarta fase, el gas pasa nuevamente por un último "scruber", de donde se extraen partículas líquidas que adquirió el gas en las fases finales de tratamiento. Una vez que el gas pasó por todo este proceso, se obtienen en promedio 1,16 millones de pies cúbicos de gas utilizable y la diferencia corresponde a CO₂, que es enviado directamente al mechero de la planta.

Para un mayor entendimiento del proceso técnico del tratamiento del gas a continuación el gráfico No. 2.5 muestra un diagrama detallado de las fases del tratamiento.

Grafico No. 2.5

Proceso de Tratamiento de Gas



Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Los costos del gas procesado, se enfocan exclusivamente en el mantenimiento de la planta procesadora, ya que como se explicó anteriormente, los costos de producción y separación del gas del crudo, son absorbidos por los costos totales de operación. Estos costos de mantenimiento dan como resultado un costo promedio diario de US\$0,38 (Ver Cuadro No. 2.7)

Cuadro No. 2.7
Costo Promedio de Mantenimiento Planta de Gas

| DATOS | |
|---|------------------|
| Total gas procesado (miles de pies cúbicos) | 1.157 |
| COSTOS DE MANTENIMIENTO DIARIOS | |
| Materiales @ US \$120,435 / año | \$ 329,96 |
| Mano de obra @ US \$40,000 / año | \$ 109,59 |
| COSTO TOTAL DIARIO | \$ 439,55 |
| COSTO GAS (MILES DE PIES PROCESADOS) | \$ 0,38 |

Fuente: Datos de producción U.A.O.T. – Bloque 15
Elaboración: J. Humberto Andrade C.

2.2 ANÁLISIS DEL PROBLEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

Como se aprecia en el gráfico 2.2, que muestra los porcentajes de las actuales fuentes de generación de energía, más del 53% de la generación se la realiza con la compra de diesel. Esto representa un alto costo para la operación, ya que el valor promedio que paga la U.A.O.T. – Bloque 15 por cada galón de combustible es de US\$0,82 más IVA y más el costo de transporte que es de US\$ 0,2174 por galón, desde la refinería de Shushufindi o Esmeraldas dependiendo de la capacidad y oferta de Petrocomercial. Todo esto da un total de US\$1,14 por cada galón de combustible comprado. Este costo representa alrededor del 5% del total de gastos operativos del Bloque 15.

Otro problema actual que tiene la generación de energía en el Complejo Indillana es la distribución del combustible, ya sea diesel o gas, hacia las diferentes locaciones en donde se encuentran ubicados los generadores. Esto se debe a las distancias, y la capacidad de almacenamiento instalada que se tiene en cada locación.

El problema con el diesel, es que este debe ser transportado permanentemente hacia las locaciones, en donde se tienen tanques de almacenamiento que poseen una capacidad promedio de 3 a 5 días para mantener la normalidad de la operación, ya que existen factores como el bloqueo de carreteras o vías, la falta de oferta del diesel por parte de Petrocomercial, o un retraso en la compra

por varias razones, que podrían amenazar la continua operación de los pozos y su producción.

Asimismo, para el caso del gas, existe el problema de que éste debe ser distribuido por medio de una tubería, la cual tiene un alto costo de instalación y mantenimiento. Actualmente existe una tubería que distribuye el gas hacia las islas de producción que se encuentran en el lado occidental del Complejo Indillana, pero el problema principal recae en que el gas no se lo procesa de la mejor manera en la planta, por la falta de planes de mejora en su proceso y por la antigüedad de los equipos, como para que llegue en condiciones óptimas hasta los generadores para su funcionamiento ideal. Esto crea un problema adicional de sufrimiento continuo de daños y desperfectos por la mala calidad del gas.

En base a las proyecciones de producción y consumo de energía realizadas por los técnicos de la empresa, y basándonos en que no se realizarán inversiones para incrementar la generación a través de gas o diesel proveniente de la D.T.U., se tiene como resultado el cuadro 2.8, en donde se muestra un incremento en la compra de diesel, para satisfacer de mejor manera la demanda de energía.

Cuadro No. 2.8
PROYECCION CONSUMO ENERGIA (Kw)
POR FUENTE DE GENERACION

| | Gas | Diesel DTU | Diesel Comprado | Total (Kw) |
|-------------|-------|------------|--------------------|------------|
| 2006 | 2.260 | 8.753 | 7.926 | 18.939 |
| 2007 | 2.260 | 8.753 | 8.489 | 19.502 |
| 2008 | 2.260 | 8.753 | 12.326 | 23.339 |
| 2009 | 2.260 | 8.753 | 15.038 | 26.051 |
| 2010 | 2.260 | 8.753 | 16.158 | 27.171 |
| 2011 | 2.260 | 8.753 | 15.766 | 26.779 |
| 2012 | 2.260 | 8.753 | 14.686 | 25.699 |
| 2013 | 2.260 | 8.753 | 12.270 | 23.283 |
| 2014 | 2.260 | 8.753 | 9.006 | 20.019 |

Fuente: Datos de producción U.A.O.T. – Bloque 15
 Elaboración: J. Humberto Andrade C.

2.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo general del proyecto es “Analizar la viabilidad económico-financiera de tres opciones de generación de energía para el “Complejo Indillana”, presentando la mejor opción que permita disminuir al mínimo los costos incurridos por la compra de diesel.”

Este análisis estará basado en una comparación de los costos de inversión, instalación y mantenimiento de las propuestas presentadas frente a la situación actual, para luego al final, elegir como óptima, la propuesta que genere mayores beneficios para la operación, tanto en el ámbito operativo como económico.

Esta comparación y evaluación utilizará herramientas financieras tales como el cálculo del valor actual neto, la tasa de retorno, el tiempo de recuperación de la inversión, y el ahorro generado por la propuesta.

Para la ejecución del presente proyecto se consideran los siguientes supuestos:

- La operadora no tiene restricción en la asignación de recursos económicos para la implementación de la propuesta. Ya que dispone de partida presupuestaria para la ejecución de este proyecto.
- No existe limitante en la Operadora, en la parte técnica ni administrativa, para poder poner en ejecución la construcción y operación de las nuevas instalaciones requeridas por la propuesta elegida.
- Las propuestas presentadas son técnicamente viables, y existe disponibilidad de la tecnología en el mercado local. Esto basado en que se han solicitado propuestas y cotizaciones en el mercado para la ejecución del presente proyecto.
- La adquisición de los equipos, materiales y personal necesarios para la ejecución del proyecto son responsabilidad de la empresa contratada para la realización del proyecto.

Capítulo III

PROPUESTAS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El problema de generación de energía, se enfoca en el alto consumo y dependencia del diesel que existe en la operación del Complejo Indillana, tal como se demostró en el capítulo anterior, principalmente el que se compra a Petroecuador.

Luego de un análisis del proceso y costos de generación de energía que se presentaron en el capítulo anterior, se han podido identificar algunas posibles soluciones que se pueden aplicar para esta situación. En primer lugar, la solución debe enfocarse en disminuir al mínimo la compra de diesel mediante el uso de generadores a gas en la mayor cantidad de locaciones posibles, para así evitar incurrir en gastos adicionales; y segundo, la posibilidad de centralizar la generación de energía, para evitar tener muchos equipos dispersos, los cuales también implican altos costos de mantenimiento y transporte.

En el primer objetivo de este proyecto, se consideró necesario realizar un análisis profundo de la viabilidad técnica y económica de estas propuestas sugeridas y las alternativas planteadas. Se estudió también la capacidad de generación de estos equipos, sus costos vs. los costos actuales de generación,

y el total de la inversión necesaria para poder utilizar esta tecnología. Estos análisis realizados, dan como resultado tres propuestas finales.

La principal variable con la cual se comparan los costos de los cuatro casos planteados, es el ahorro en la compra de diesel para poder generar energía para las diferentes fases de la operación del Bloque 15.

Las propuestas a analizar son las siguientes:

Propuesta 1 – Mejoramiento de la planta procesadora de Gas: Se considera el mejoramiento o la adquisición de nuevos equipos de la planta procesadora de gas para mejorar la capacidad existente, y así poder procesar todo el gas producido y aprovecharlo como combustible.

Propuesta 2 – Mejoramiento de la planta D.T.U.: Esta propuesta evalúa el mejoramiento de la planta D.T.U. para transformar el petróleo crudo obtenido en la producción, en diesel y así disminuir la compra de éste combustible a terceras empresas.

Propuesta 3 – Mejoramiento de la planta de Gas y planta D.T.U.: Esta propuesta es una combinación de los dos anteriores, que incluye el mejoramiento de las dos plantas nombradas anteriormente, formando una combinación de generadores.

3.1 DETALLE TÉCNICO DE LAS PROPUESTAS

En el análisis técnico de las propuestas, se considera que para lograr una eficiencia productiva para el consumo de gas y diesel, se estructure el consumo por plataforma de producción, es decir, que se creen facilidades netamente de consumo de gas y otras solo de diesel, esto basándose en que se obtenga un ahorro especialmente en el transporte del combustible.

La propuesta de consumo de energía por plataforma de producción plantea que todas las plataformas tengan como fuente de Generación el diesel, con excepción del C.P.F., donde se tendría al gas como combustible principal. El cuadro a continuación muestra el detalle:

Cuadro No. 3.1
Propuesta de consumos de energía
por Plataforma

| Plataforma | Fuente de Generacion |
|------------|----------------------|
| Jivino A | Diesel |
| Jivino B | Diesel |
| Jivino C | Diesel |
| Jivino E | Diesel |
| Laguna | Diesel |
| Indillana | Diesel |
| Concordia | Diesel |
| Itaya A | Diesel |
| Itaya B | Diesel |
| CPF | Gas |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Al distribuir la fuente de generación de energía de esta manera, se elimina la distribución de gas hacia las locaciones, lo cual era una limitante por el

transporte, ya que el gas se procesa en el mismo C.P.F. y no sería necesaria la construcción de largas líneas de distribución.

Basándose en esta propuesta, las proyecciones de consumo por tipo de generación, presentan un incremento variado en el consumo de gas procesado y diesel, que quedaría de la siguiente manera:

Cuadro No. 3.2
Proyeccion de consumos de energía por fuente

| Año | Demanda (Kw) | | | Incremento en % |
|------|--------------|--------|------------|-----------------|
| | Gas | Diesel | Total (Kw) | |
| 2007 | 5.376 | 14.126 | 19.502 | |
| 2008 | 6.434 | 16.905 | 23.339 | 20% |
| 2009 | 7.182 | 18.870 | 26.051 | 12% |
| 2010 | 7.490 | 19.680 | 27.171 | 4% |
| 2011 | 7.382 | 19.397 | 26.779 | -1% |
| 2012 | 7.085 | 18.614 | 25.699 | -4% |
| 2013 | 6.418 | 16.864 | 23.283 | -9% |
| 2014 | 5.519 | 14.500 | 20.019 | -14% |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Los porcentajes de crecimiento detallados en el cuadro No. 3.2 van de acuerdo a las proyecciones de producción y consumo de energía detallados en el capítulo 2 en el gráfico 2.3.

3.1.1 Propuesta 1: Nueva planta procesadora de gas

El objetivo de esta propuesta es el de mejorar el actual sistema de procesamiento del gas de producción, en sus tres fases principales (enfriamiento del gas, compresión y sistema de membranas.)

El actual sistema de procesamiento de gas tiene una capacidad de proceso del 30% de total de gas producido. Del gas que entra a tratamiento solamente un 46% es utilizable, ya que la calidad de este es baja por su alto contenido de CO₂ y condensados, que es característico de los yacimientos del Complejo Indillana, tal como se explicó en el capítulo 2.

Mediante la actual propuesta se plantea procesar la misma cantidad de gas de producción, pero de una mejor manera, para poder utilizarlo al máximo. Esta mejor manera de procesar el gas se basa en un sistema similar al actual, pero con equipos nuevos, que filtren el gas adecuadamente y eliminen todas las impurezas existentes.

Las proyecciones de producción de gas del Complejo Indillana se muestran en el siguiente cuadro No 3.3

Cuadro No. 3.3
Proyección de Producción de Gas y Capacidad de Generación (Kw)

| AÑO | Promedio mensual de Producción de Gas (Millones pies cúbicos) | Capacidad de Proceso de la Planta (30%) | Porcentaje de Utilización (46%) | CAPACIDAD DE GENERACIÓN (Kw) |
|------------|--|--|--|-------------------------------------|
| 2007 | 7.244 | 2.173 | 1.000 | 6.469 |
| 2008 | 8.415 | 2.524 | 1.161 | 7.514 |
| 2009 | 9.379 | 2.814 | 1.294 | 8.376 |
| 2010 | 9.703 | 2.911 | 1.339 | 8.665 |
| 2011 | 9.358 | 2.807 | 1.291 | 8.357 |
| 2012 | 8.673 | 2.602 | 1.197 | 7.745 |
| 2013 | 7.571 | 2.271 | 1.045 | 6.761 |
| 2014 | 6.174 | 1.852 | 852 | 5.514 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Con las mejoras a realizar en la planta procesadora de gas que se plantean a continuación, se espera obtener un gas de mejor calidad, en donde se pueda eliminar al 100% los condensados y sólidos que contiene, para poder así mejorar la combustión en los generadores. Esto permite que los generadores funcionen a niveles más óptimos y esto evita tener que realizar un mantenimiento muy frecuente.

Estas modificaciones en el proceso de tratamiento del gas consisten principalmente en:

1. En la primera fase, luego de que el gas pasa por los ventiladores enfriadores y por el "scruber", se implementará un sistema de recirculación del gas, con la finalidad de que se elimine mejor y más cantidad de condensados, luego de lo cual pasará a los secadores. Este sistema de recirculación permitirá eliminar entre un 10% y 13% adicionales de CO₂ del gas procesado.
2. En la segunda fase, correspondiente a la compresión del gas, al momento se cuenta con dos compresores grandes de 1,5 millones de pies cúbicos cada uno. La propuesta plantea realizar unas modificaciones en el sistema para poder conectarlos en paralelo a estos dos compresores. Esto permitirá que puedan funcionar en conjunto y se logrará una mayor eficiencia, obteniendo así mejores resultados, que consisten en eliminar mayor cantidad de CO₂.

3. Finalmente, también se plantea realizar modificaciones en la tercera fase. Ahí se implementarán 2 nuevos filtros de pre-tratamiento adicionales a los dos ya existentes. Esto se lo realizaría con el objetivo de poder procesar mayor cantidad de gas, y a la vez, para poder mantener un sistema adaptado a las características actuales de gas del “Complejo Indillana”, donde el gas tiene abundante composición de CO₂.

Estas modificaciones planteadas han sido estudiadas y analizadas por los Departamentos de Facilidades y Mantenimiento de la actual Operadora, en base a la calidad de gas producido, y a estadísticas de funcionamiento de la planta de casi 10 años. Se han planteado estas mejoras con la intención de obtener mejores resultados, tanto en el procesamiento del gas como en el resultado de la combustión de éste en los generadores.

Técnicamente, y para poder apreciar los beneficios de esta propuesta, a continuación se detallan los porcentajes de consumo que se obtendrán partiendo de estas modificaciones planteadas.

Cuadro No. 3.4
Distribución Consumo de Energía
Propuesta No.1 : Modif. Planta de Gas

| | Gas | Diesel | TOTAL |
|----------------------|------------|------------|------------|
| Extracción | 19% | 43% | 62% |
| Procesamiento | 7% | 16% | 23% |
| Inyección | 5% | 10% | 15% |
| TOTAL | 31% | 69% | |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Comparando estos valores con la situación actual detallada en el capítulo anterior en el cuadro No. 2.5, se aprecia que existe un incremento en el consumo de gas del 12% actualmente, contra un 31% de generación en base a gas con esta propuesta. Contrariamente, el consumo de diesel disminuye del 88% al 69% de generación mediante la combustión de diesel, lo que representa una disminución en la compra del combustible, lo que a su vez permitirá obtener un ahorro en los costos de generación de energía. Los montos y porcentajes de ahorro de combustible se presentan en el siguiente capítulo en la sección 4.1 Análisis de las Propuestas

En conclusión y comparando la capacidad de generación con gas versus la demanda de energía a gas, que se centralizará exclusivamente para el CPF, se puede apreciar en el cuadro No. 3.5, que sí existe suficiente disponibilidad de gas y de Kw. para poder decir que es una solución viable y adecuada.

Existe una excepción del año 2.014 únicamente, en donde existe mayor demanda de gas que la que se oferta. Esta es una diferencia mínima, debido a que es una proyección estimada de los yacimientos del Complejo Indillana. Los datos históricos de este complejo muestran que la producción de gas varía mucho, por lo que se espera que esta diferencia no exista en el futuro. En caso de que se diera esta variación, una posible solución sería utilizar el gas proveniente de otros yacimientos como los de Limoncocha, cuyo crudo y gas

es procesado en una pequeña planta cercana al C.P.F., con lo cual existen ya las instalaciones de transporte de gas.

Cuadro No. 3.5
Disponibilidad de Energía a Gas (Kw)

| Año | Demanda de energía a gas | Disponibilidad de energía a gas | Diferencia |
|------------|---------------------------------|--|-------------------|
| 2007 | 5.376 | 6.469 | 1.093 |
| 2008 | 6.434 | 7.514 | 1.081 |
| 2009 | 7.182 | 8.376 | 1.194 |
| 2010 | 7.490 | 8.665 | 1.174 |
| 2011 | 7.382 | 8.357 | 974 |
| 2012 | 7.085 | 7.745 | 661 |
| 2013 | 6.418 | 6.761 | 343 |
| 2014 | 5.519 | 5.514 | (5) |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Para concluir, se debe indicar que con esta propuesta la generación a gas en el Complejo Indillana pasará de un 11,9% al 27,6% del total de energía necesaria para la operación. Este incremento representa una disminución en la compra de diesel, pues se lo reemplaza por el gas producido. Este planteamiento cumple con los objetivos de este proyecto.

3.1.2 Propuesta 2: Nueva planta D.T.U.

Esta propuesta se basa en incrementar la producción de diesel en el CPF, a través del proceso de separación del crudo producido. La actual planta procesadora tiene una capacidad de 400Bbls de diesel diarios, lo que significa un promedio de 16.800gls por día. Esta cantidad de combustible diario producido, representa actualmente una generación de energía de 8.753 KW.

que equivale al 31% de la generación total de energía. Estos datos dan una relación de que, por cada galón de diesel utilizado, se generan 0,521 KW. de energía.

El planteamiento fundamental de esta propuesta es el de incrementar al doble la generación de diesel en el CPF, ya que como se pudo ver en el capítulo anterior en el cuadro No. 2.6 el costo del combustible generado por la misma Operadora es significativamente menor al costo de compra del combustible en el mercado, donde también existen factores externos que comprometen su disponibilidad.

Para lograr que la actual planta DTU pueda producir el doble de combustible, se plantean las siguientes modificaciones:

1. En los platos ubicados en la torre de separación, los cuales dividen a ésta en diferentes cámaras, el crudo ingresa previamente calentado, y por válvulas automáticas que funcionan en base a presiones y temperaturas, se separa en: aceite, diesel y líquidos condensados. Se plantea regular los pesos de estas válvulas de tal forma que nos permitan obtener mayor cantidad de diesel, mediante el incremento de la capacidad de las cámaras, donde la temperatura aproximada de 380° Fahrenheit. A esta temperatura, el crudo se convierte en diesel, el cual será el combustible utilizado para la generación de energía en el Bloque.

2. Ya que el objetivo de esta propuesta es la de duplicar la producción de diesel, se deben realizar ajustes en las diferentes bombas de succión del sistema, para que mejore su funcionamiento y eficiencia. Para lograr esto, se plantea realizar ajustes en los impeles de estas bombas, lo cual permitirá obtener el flujo y las presiones necesarias para un óptimo funcionamiento de la planta DTU.

3. Por ultimo, con la obtención de un mayor volumen de diesel, se deben realizar modificaciones en el sistema de enfriamiento al final del proceso previo al almacenaje. Estos cambios consisten en aumentar un ventilador adicional de enfriamiento a los dos existentes actualmente, que funcionan sin problema alguno.

Igual que en el caso de la planta de gas, estas modificaciones han sido evaluadas y analizadas por el personal correspondiente de la Unidad Operadora, cuyas propuestas para las modificaciones se basan en datos estadísticos de la planta y en el objetivo de incrementar la producción de diesel.

Al utilizar el crudo de producción para la elaboración del diesel, se debe considerar como factor principal, su costo de oportunidad frente a la venta de éste en el mercado. El tope máximo en el cual el costo de producción de diesel es igual al de compra en el mercado se da cuando el precio del crudo del Bloque 15 llega a los US\$ 39,97 por barril, siendo éste el punto en donde se

debe decidir si se continúa procesando o se lo vende al mercado internacional. Cabe recalcar que si se decide vender este crudo, y comprar a Petrocomercial el combustible necesario para la operación, se incrementa el riesgo de la dependencia de la oferta y el transporte de este material, por lo que sería indispensable verificar la situación social y política del país previo a la toma de esta decisión.

La política de la anterior operadora del Bloque 15 y de la actual, es la de absorber el costo de oportunidad de la venta del crudo, y refinarlo independientemente del costo del barril del petróleo. Esto se basa en la teoría de que la compra siempre tiene un riesgo, que la operadora no lo puede controlar y pone en compromiso a toda la operación del Complejo Indillana.

Técnicamente esta propuesta se basa en el consumo de diesel procesado en la planta DTU. A continuación en el cuadro No. 3.6, se aprecia los porcentajes de utilización de cada combustible para las diferentes fases de la operación.

Cuadro No. 3.6
Distribución Consumo de Energía
Propuesta No.2 : Modif. Planta DTU

| | Gas | Diesel | TOTAL |
|----------------------|------------|---------------|--------------|
| Extracción | 6% | 56% | 62% |
| Procesamiento | 2% | 21% | 23% |
| Inyección | 1% | 14% | 15% |
| TOTAL | 10% | 90% | |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Comparando esta distribución contra los porcentajes actuales de consumo de los diferentes combustibles, se puede ver que el uso del gas pasa de un 12% al

10% de uso, y el consumo de diesel se incrementa así mismo de un 88% al 90% para la generación de energía. Sin embargo en esta propuesta, pese a que se plantea un incremento en el consumo de diesel, la diferencia con la distribución actual se basa en la fuente de obtención de este combustible. En la operación actual el porcentaje de compra del diesel es del 41,9% como se detalla en el gráfico No. 2.2, sin embargo con esta propuesta ese porcentaje disminuye al 16%, lo que representa que el consumo del diesel proveniente de la planta DTU incrementa notablemente basándose en los cambios detallados en este capítulo.

Con esta propuesta las proyecciones de consumo de diesel y generación de energía, se detallan en el cuadro No.3.7, hasta el año 2014:

Cuadro No. 3.7
Disponibilidad de Energía a Diesel (Kw)

| Año | Demanda de energía a diesel | Disponibilidad de energía nueva DTU | Diferencia |
|------------|------------------------------------|--|-------------------|
| 2007 | 14.126 | 17.505 | 3.379 |
| 2008 | 16.905 | 17.505 | 601 |
| 2009 | 18.870 | 17.505 | (1.364) |
| 2010 | 19.680 | 17.505 | (2.175) |
| 2011 | 19.397 | 17.505 | (1.892) |
| 2012 | 18.614 | 17.505 | (1.109) |
| 2013 | 16.864 | 17.505 | 641 |
| 2014 | 14.500 | 17.505 | 3.005 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Según lo que se puede apreciar en el cuadro 3.7, es que existirá mayor demanda de energía a diesel de la que se podría generar en la DTU en los

años 2.009 al 2.012. Esta diferencia se la deberá compensar mediante la compra del combustible a la estatal Petrocomercial, a través de un plan que minimice el posible impacto de la falta de oferta, o los problemas que se pudieren presentar en lo referente a la distribución y entrega del combustible.

Con esta propuesta se indica que en promedio, el 88% del total de la generación se la realizaría con diesel, esto basado en las proyecciones de consumo y las distribuciones de fuentes de generación de los cuadros No. 3.1 y 3.2 de este capítulo. Adicional, con esta propuesta, la producción de la DTU cubriría el 100% de la demanda excepto en los años 2.009 al 2.012, donde la capacidad de generación es menor. Sin embargo la producción interna de diesel cubrirá un 92% promedio en estos años, como lo muestra el cuadro No.3.7, lo que permitirá la continuidad de la operación sin mayores complicaciones.

3.1.3 Propuesta 3: Generación mixta.

El objetivo de esta propuesta es el de analizar la viabilidad de poder realizar las dos propuestas anteriores al mismo tiempo, es decir invertir en la mejora de la planta de tratamiento de gas y también en la DTU para producir mayor diesel internamente. Por lo tanto los análisis de esta propuesta consisten en la sumatoria de las dos anteriores.

Esta propuesta plantea realizar las modificaciones detalladas anteriormente en las plantas simultáneamente, es decir, que se las pondrá en operación una vez terminados los trabajos en ambas plantas. El objetivo es el de minimizar el impacto de paradas de producción, lo cual tiene un alto costo operativo para la empresa.

En base a las modificaciones planteadas, a continuación se presenta el cuadro No. 3.8 que muestra el análisis técnico de la propuesta en base a la distribución de los porcentajes de consumo de cada uno de los combustibles gas y diesel en las diferentes fases de la operación.

Cuadro No. 3.8
Distribución Consumo de Energia
Propuesta No.3 : Modif. Planta de Gas y DTU

| | Gas | Diesel | TOTAL |
|----------------------|------------|------------|------------|
| Extracción | 18% | 44% | 62% |
| Procesamiento | 7% | 16% | 23% |
| Inyección | 4% | 11% | 15% |
| TOTAL | 29% | 71% | |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Estos porcentajes de distribución muestran un incremento en el consumo de gas del 12% actual al 29% en base a la propuesta, por otra parte el consumo de diesel disminuye del 88% actual al 71%. Esta distribución del combustible a utilizar muestra un mejor equilibrio entre los dos combustibles, lo que da un mejor rango de operación comparado con las dos propuestas anteriores.

El cuadro No. 3.9 muestra las diferencias que existirían al aplicar las dos propuestas al mismo tiempo:

Cuadro No. 3.9
Propuesta mixta de inversión (Kw)

| Año | Demanda a Gas | Demanda a Diesel | Total | Producción de Gas | Producción de Diesel | Total | Diferencia Gas | Diferencia Diesel | Total |
|------|---------------|------------------|--------|-------------------|----------------------|--------|----------------|-------------------|---------|
| 2007 | 5.376 | 14.126 | 19.502 | 6.469 | 17.505 | 23.974 | 1.093 | 3.379 | 4.472 |
| 2008 | 6.434 | 16.905 | 23.339 | 7.514 | 17.505 | 25.020 | 1.081 | 601 | 1.681 |
| 2009 | 7.182 | 18.870 | 26.051 | 8.376 | 17.505 | 25.881 | 1.194 | (1.364) | (170) |
| 2010 | 7.490 | 19.680 | 27.171 | 8.665 | 17.505 | 26.170 | 1.174 | (2.175) | (1.001) |
| 2011 | 7.382 | 19.397 | 26.779 | 8.357 | 17.505 | 25.862 | 974 | (1.892) | (917) |
| 2012 | 7.085 | 18.614 | 25.699 | 7.745 | 17.505 | 25.251 | 661 | (1.109) | (448) |
| 2013 | 6.418 | 16.864 | 23.283 | 6.761 | 17.505 | 24.267 | 343 | 641 | 984 |
| 2014 | 5.519 | 14.500 | 20.019 | 5.514 | 17.505 | 23.019 | (5) | 3.005 | 3.000 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Como se puede apreciar, las diferencias existentes entre los años 2.009 y 2.012 podrían ser compensadas en parte por generación a gas, lo que significaría que se incluya este tipo de generación en otra plataforma de producción aparte de C.P.F. Como se explicó en el cuadro No. 3.1, este estudio está basado en la generación a gas exclusivamente para el CPF y no en las demás locaciones. Esto implica que se debe invertir en un mantenimiento de la actual línea de distribución a gas o en una nueva. Si embargo, no se podrá satisfacer en su totalidad esta demanda, y la mejor solución sería comprar el diesel directamente a Petrocomercial mediante un acuerdo o convenio para poder asegurar la disposición del combustible y así evitar posibles inconvenientes en el futuro de la operación.

3.2 DETALLE ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS

El detalle económico de las propuestas presentadas para generación, contiene un cálculo de los diferentes rubros con los respectivos costos que se deberán incurrir en la inversión planteada.

Este cálculo incluye un valor de contingencias que es del 10%, para poder cubrir cualquier gasto adicional al estimado que se tuviere. Adicional, incluye también, el cálculo del 12% del IVA sobre todos los servicios, ya que actualmente la operadora es Estatal, y por lo tanto se considera el pago de este impuesto dentro del valor total de la inversión.

Los valores presentados en cada una de las propuestas están basados en cálculos realizados por los ingenieros de facilidades de la actual operadora, y corresponden a valores históricos y estimados futuros.

3.2.1 Propuesta 1: Mejoramiento de la planta procesadora de gas

Para la primera propuesta en donde se plantea una reestructuración de la planta procesadora de gas, los rubros y costos a incurrir se detallan en el cuadro No. 3.10.

Cuadro No. 3.10
Detalle de Inversión Propuesta # 1

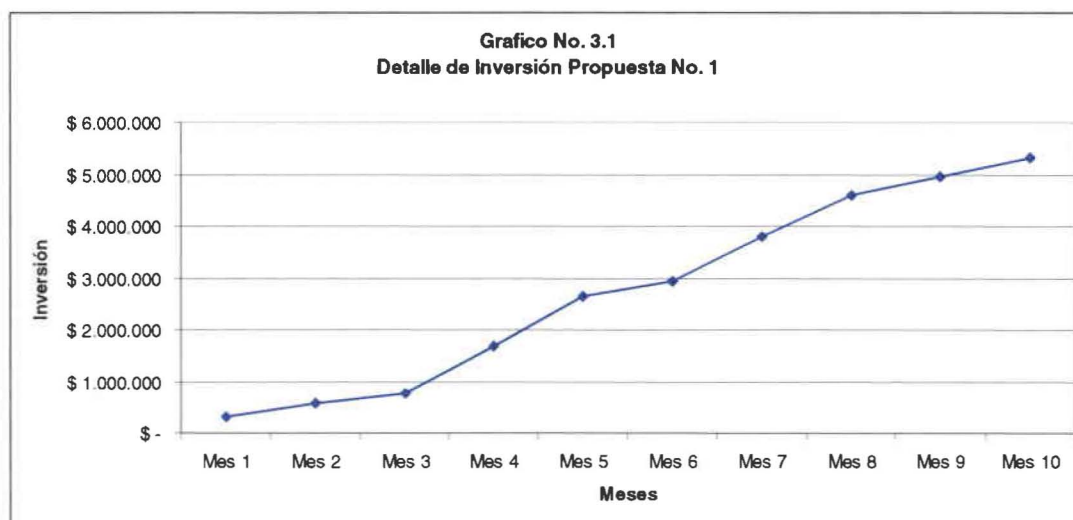
| Rubro | Monto | Contingencias (10%) | IVA 12% | TOTAL |
|-------------------------|------------------|----------------------------|----------------|------------------|
| Ingeniería Básica | 284.000 | 28.400 | 37.488 | 350.000 |
| Equipos | 1.914.000 | 191.400 | 252.648 | 2.358.000 |
| Materiales | 298.203 | 29.820 | 39.363 | 367.000 |
| Logística y Transporte | 619.417 | 61.942 | 81.763 | 763.000 |
| Trabajos Civiles | 560.624 | 56.062 | 74.002 | 691.000 |
| Servicios Profesionales | 651.756 | 65.176 | 86.032 | 803.000 |
| TOTAL | 4.328.000 | 432.800 | 571.296 | 5.332.000 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Los equipos que se requieren adquirir para esta propuesta, son los detallados en el punto 3.1.1, más la ingeniería básica y los materiales menores, que se deben adquirir para poder realizar todas las modificaciones planteadas. Estos gastos no son significativos y están considerados de manera adicional al porcentaje de contingencia ya establecido.

El total de la inversión a incurrir asciende a US\$ 5.332.000 aproximadamente. Este valor es aproximado para una mejor presentación de las cifras.

El flujo de caja de esta propuesta se presenta detallado en el anexo No. 8 de este documento, en donde se puede verificar que el tiempo de ejecución es de 10 meses. En el Grafico No 3.1 se muestran los costos acumulados a incurrir.



Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Durante los tres primeros meses, donde se inicia con la ejecución de los trabajos para la propuesta planteada, se incurren a gastos menores que no superan los

\$1.000.000 dólares. Los gastos principales son de Ingeniería Básica y adquisición de materiales y equipos menores. A continuación, en los siguientes cuatro meses, se plantea la adquisición de equipos grandes y están también incluidos los costos de logística y transporte. Finalmente, los últimos tres meses, los costos corresponden básicamente a obras civiles y de ingeniería básica.

3.2.2 Propuesta 2: Nueva planta D.T.U.

El valor total al que asciende esta propuesta de inversión, es de US\$ 1.208.000 aproximadamente, lo que incluye básicamente mejoras en el sistema de automatización de la planta y la conexión de este proceso al cuarto de control de operaciones del C.P.F.

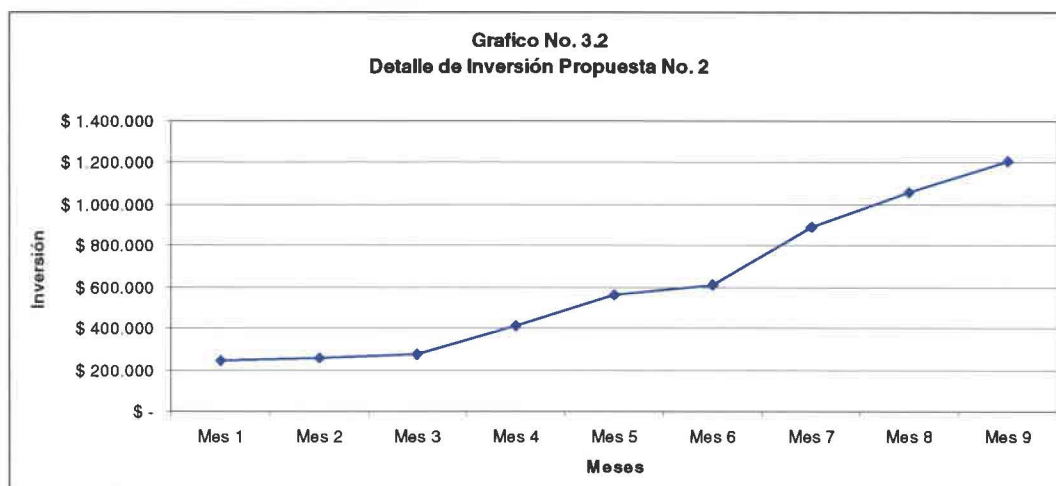
El detalle de esta propuesta se muestra en el cuadro No. 3.11, el cual incluye los valores correspondientes a contingencias y el IVA.

Cuadro No. 3.11
Detalle de Inversión Propuesta # 2

| Rubro | Monto | Contingencias (10%) | IVA 12% | TOTAL |
|-------------------------|----------------|------------------------|----------------|------------------|
| Ingeniería Básica | 99.000 | 9.900 | 13.068 | 122.000 |
| Servicios Profesionales | 10.000 | 1.000 | 1.320 | 12.000 |
| Materiales | 63.000 | 6.300 | 8.316 | 78.000 |
| Equipos | 119.000 | 11.900 | 15.708 | 147.000 |
| Fletes | 51.000 | 5.100 | 6.732 | 63.000 |
| Transporte | 27.000 | 2.700 | 3.564 | 33.000 |
| Mano de Obra | 44.000 | 4.400 | 5.808 | 54.000 |
| Ingeniería de Detalle | 72.000 | 7.200 | 9.504 | 89.000 |
| Construcciones Básicas | 369.000 | 36.900 | 48.708 | 455.000 |
| Otros | 126.000 | 12.600 | 16.632 | 155.000 |
| TOTAL | 980.000 | 98.000 | 129.360 | 1.208.000 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

El flujo de caja presupuestado para esta propuesta se presenta en el anexo No. 9 de este documento, en donde se plantea una ejecución en 9 meses. A continuación el grafico No. 3.2 muestra el detalle acumulado de la inversión total.



Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Entre los primeros tres meses, los gastos corresponden principalmente a ingeniería básica y de detalle, así como el asesoramiento de técnicos externos especializados. En los siguientes tres meses, se prevé la compra e instalación de los equipos. Por último, en los últimos tres meses los gastos corresponden a obras civiles y pagos de logística y transporte.

3.2.3 Propuesta 3: Generación mixta

Como se explicó anteriormente, la propuesta 3 está realizada en base a la combinación de las dos propuestas anteriores, por lo que el costo final de la

inversión corresponde a la sumatoria de las dos primeras propuestas. Así, el cuadro

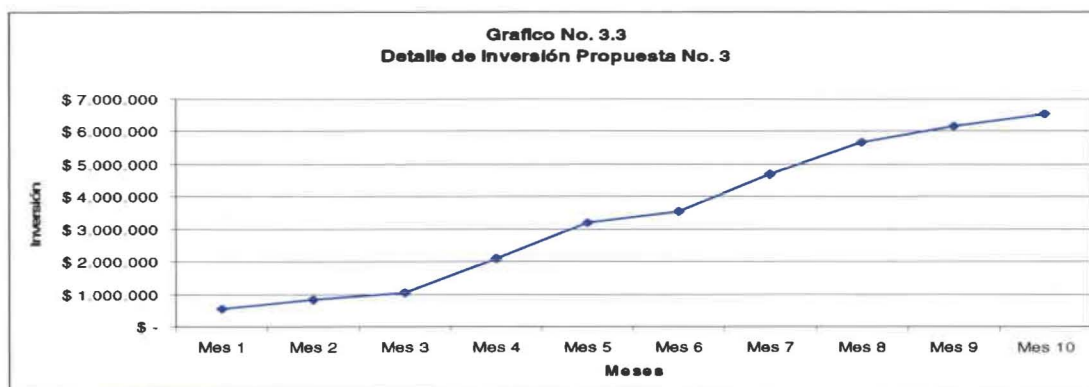
No. 3.12 detalla este rubro:

**Cuadro No. 3.12
Detalle de Inversión Propuesta # 3**

| Rubro | Monto | Contingencias (10%) | IVA 12% | TOTAL |
|---------------------------|------------------|--------------------------------|----------------|------------------|
| Procesadora de Gas | | | | |
| Ingeniería Básica | 284.000 | 28.400 | 37.488 | 350.000 |
| Equipos | 1.914.000 | 191.400 | 252.648 | 2.358.000 |
| Materiales | 298.203 | 29.820 | 39.363 | 367.000 |
| Logística y Transporte | 619.417 | 61.942 | 81.763 | 763.000 |
| Trabajos Civiles | 560.624 | 56.062 | 74.002 | 691.000 |
| Servicios Profesionales | 651.756 | 65.176 | 86.032 | 803.000 |
| D.T.U. | | | | |
| Ingeniería Básica | 99.000 | 9.900 | 13.068 | 122.000 |
| Servicios Profesionales | 10.000 | 1.000 | 1.320 | 12.000 |
| Materiales | 63.000 | 6.300 | 8.316 | 78.000 |
| Equipos | 119.000 | 11.900 | 15.708 | 147.000 |
| Fletes | 51.000 | 5.100 | 6.732 | 63.000 |
| Transporte | 27.000 | 2.700 | 3.564 | 33.000 |
| Mano de Obra | 44.000 | 4.400 | 5.808 | 54.000 |
| Ingeniería de Detalle | 72.000 | 7.200 | 9.504 | 89.000 |
| Construcciones Básicas | 369.000 | 36.900 | 48.708 | 455.000 |
| Otros | 126.000 | 12.600 | 16.632 | 155.000 |
| TOTAL | 5.308.000 | 530.800 | 700.656 | 6.540.000 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

El flujo de caja de esta propuesta se presenta en el anexo No. 10 de este documento, el cual esta dividido para cada modificación en las plantas. La curva de acumulación de la inversión total se muestra a continuación en el grafico No. 3.3



Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Este gráfico muestra el flujo de caja de las dos propuestas anteriores juntas, en donde se puede ver que el comportamiento es similar; donde en los primeros meses hay gastos menores correspondientes a estudios e ingeniería. A partir del cuarto mes, los gastos se incrementan debido al planteamiento de compra de equipos y los gastos de logística y transporte. Finalmente, los meses restantes, muestran los gastos correspondientes a instalaciones y obras civiles principalmente. Este gráfico nos permite tener una idea del comportamiento de la inversión que debe realizarse según los meses de ejecución del proyecto.

Capítulo IV

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS PROPUESTAS DEL NUEVO PROCESO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

El análisis, evaluación y la matriz comparativa que se realizará en este capítulo, tienen la finalidad de detallar y explicar el cronograma de inversiones de cada propuesta, mostrar los beneficios que generaría cada una de ellas, y finalmente comparar los resultados obtenidos en el análisis y la evaluación presentados.

Como se detalló en el capítulo anterior, los montos de la inversión de cada propuesta se resumen en el siguiente cuadro No. 4.1:

Cuadro No. 4.1
Inversiones

| Propuesta | Inversión |
|--|------------------|
| Propuesta No. 1 Mejoras planta de Gas | \$ 5.332.000 |
| Propuesta No. 2 Mejoras planta de DTU | \$ 1.208.000 |
| Propuesta No. 3 Mejoras planta de Gas y DTU | \$ 6.540.000 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Como se puede ver, la propuesta No. 3 es la combinación de las dos primeras, por lo que el costo de inversión es la sumatoria de ambas. Este costo asciende

a \$6.540.000 dólares americanos. En comparación, la propuesta No. 2 tiene menor inversión, ya que no requiere mayor capital para poder realizar las mejoras presentadas en el capítulo anterior.

4.1 ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS

El análisis de las propuestas que se presenta a continuación se basa en una presentación de los porcentajes de fuentes de generación por año, y de una comparación sobre el ahorro en la compra de combustibles que generaría cada una de las propuestas.

El grafico No. 2.2 del segundo capítulo, muestra los porcentajes actuales de participación de cada una de las fuentes de generación de energía. Así, la mayor cantidad actual es la producción de diesel de la DTU con un 46,2%, seguida por la compra de diesel con un 41,9%, y finalmente la generación a través del procesamiento del gas que constituye un 11,9% del total de generación eléctrica.

La propuesta No. 1 tiene una inversión total de US\$ 5.332.000 aproximadamente, y su cronograma de inversiones se muestra en el anexo No. 8 de acuerdo con los planes de construcción. Los trabajos a realizar es este caso, tardarían un total de 10 meses para su culminación y puesta en operación de la planta. Este cronograma y sus valores son estimados realizados por el Departamento de Facilidades y Construcciones con la ayuda

de los ingenieros de operaciones del Departamento de Operaciones del Campo.

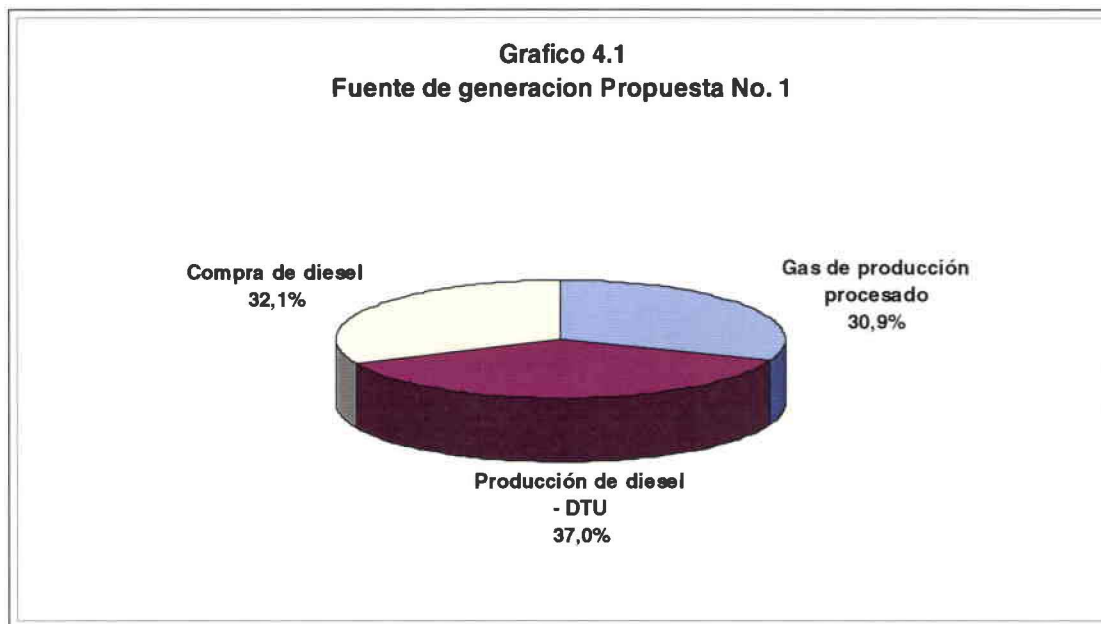
Adicional, la propuesta No. 1 tendría una distribución de su generación en KW. como se detalla en el cuadro No. 4.2, donde existe un ahorro en la compra de combustible.

Cuadro No. 4.2
Generación por fuente Propuesta No. 1

| Año | Generación a Gas | | Generación a diesel DTU | | Generación a diesel Compra | | TOTAL Kw |
|------|------------------|-----|-------------------------|-----|----------------------------|-----|----------|
| | Kw | % | Kw | % | Kw | % | |
| 2007 | 6.469 | 33% | 8.753 | 45% | 4.281 | 22% | 19.502 |
| 2008 | 7.514 | 32% | 8.753 | 38% | 7.072 | 30% | 23.339 |
| 2009 | 8.376 | 32% | 8.753 | 34% | 8.923 | 34% | 26.051 |
| 2010 | 8.665 | 32% | 8.753 | 32% | 9.753 | 36% | 27.171 |
| 2011 | 8.357 | 31% | 8.753 | 33% | 9.670 | 36% | 26.779 |
| 2012 | 7.745 | 30% | 8.753 | 34% | 9.201 | 36% | 25.699 |
| 2013 | 6.761 | 29% | 8.753 | 38% | 7.769 | 33% | 23.283 |
| 2014 | 5.514 | 28% | 8.753 | 44% | 5.753 | 29% | 20.019 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

En base a los porcentajes de fuente de generación del cuadro No. 4.2 se obtiene una distribución promedio para la vida del proyecto, que se muestra en el grafico No. 4.1. En este gráfico se puede apreciar que las fuentes de combustible para la generación están divididas prácticamente en partes iguales. Esto representa un ahorro en la compra de diesel; sin embargo, este no es muy grande comprado con el consumo actual.



Elaboración: J. Humberto Andrade C.

El ahorro que tendría este tipo de distribución de generación sería el que se detalla a continuación en el cuadro No. 4.3, que es comparado versus la actual compra de combustible. Se puede apreciar que existirá un ahorro significativo en la compra de diesel anualmente, con un máximo aproximado de \$5.114.979 en el año 2.010, que es una cifra importante de ahorro para la empresa.

Cuadro No. 4.3
Ahorro Compra de Diesel Propuesta No. 1

| Año | Generacion Actual con compra de diesel (Kw.) | Generacion Proyectada de compra de diesel (Kw.) | Diferencia (Kw.) | Diferencia en Gls (al año) | Precio de Galón de Diesel | Total US\$ anual |
|------|--|---|------------------|----------------------------|---------------------------|------------------|
| 2007 | 8.489 | 4.281 | 4.209 | 2.948.516 | 1,14 | 3.361.308 |
| 2008 | 12.326 | 7.072 | 5.254 | 3.680.966 | 1,14 | 4.196.302 |
| 2009 | 15.038 | 8.923 | 6.115 | 4.284.213 | 1,14 | 4.884.003 |
| 2010 | 16.158 | 9.753 | 6.405 | 4.486.823 | 1,14 | 5.114.979 |
| 2011 | 15.766 | 9.670 | 6.097 | 4.270.967 | 1,14 | 4.868.902 |
| 2012 | 14.686 | 9.201 | 5.485 | 3.842.514 | 1,14 | 4.380.466 |
| 2013 | 12.270 | 7.769 | 4.501 | 3.153.231 | 1,14 | 3.594.683 |
| 2014 | 9.006 | 5.753 | 3.253 | 2.279.251 | 1,14 | 2.598.346 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Por otro lado, la propuesta No. 2 sobre mejoramiento de la planta DTU, tiene una inversión total de US\$ 1.208.000 aproximadamente, y un plazo de instalación de 9 meses. El cronograma de las inversiones de esta propuesta se muestra a detalle en el anexo No. 9.

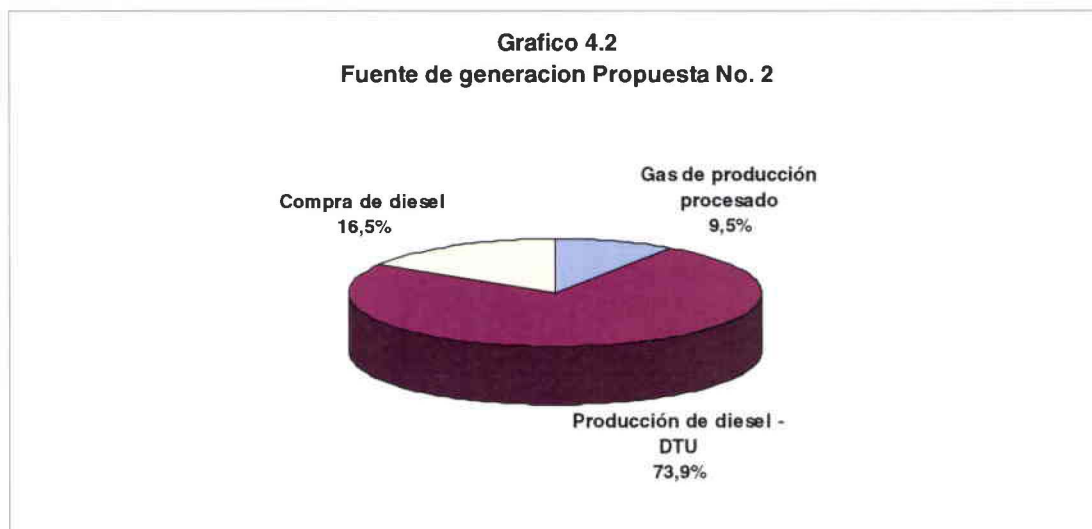
La distribución de la generación de esta propuesta se detalla a continuación en el cuadro No. 4.4, donde se puede ver que la generación de energía provendrá principalmente del diesel procesado en la DTU, buscando tener una menor dependencia en la compra de diesel a terceros.

Cuadro No. 4.4
Generación por fuente Propuesta No. 2

| Año | Generación a Gas | | Generación a diesel DTU | | Generación a diesel Compra | | TOTAL Kw |
|------|------------------|-----|-------------------------|-----|----------------------------|-----|-------------|
| | Kw | % | Kw | % | Kw | % | |
| 2007 | 2.260 | 12% | 17.505 | 90% | - | 0% | 19.502 |
| 2008 | 2.260 | 10% | 17.505 | 75% | 3.573 | 15% | 23.339 |
| 2009 | 2.260 | 9% | 17.505 | 67% | 6.286 | 24% | 26.051 |
| 2010 | 2.260 | 8% | 17.505 | 64% | 7.405 | 27% | 27.171 |
| 2011 | 2.260 | 8% | 17.505 | 65% | 7.014 | 26% | 26.779 |
| 2012 | 2.260 | 9% | 17.505 | 68% | 5.933 | 23% | 25.699 |
| 2013 | 2.260 | 10% | 17.505 | 75% | 3.517 | 15% | 23.283 |
| 2014 | 2.260 | 11% | 17.505 | 87% | 253 | 1% | 20.019 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

En esta propuesta se estima que alrededor del 74% de la generación se lo realice a través del diesel producido en la DTU. Esto representaría un significativo ahorro en la compra de combustible. El grafico No. 4.5 a continuación, muestra gráficamente estos porcentajes.



Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Por lo tanto el ahorro que generaría esta nueva distribución es el que se detalla en el cuadro No. 4.5, que anualmente se mantiene, en casi todos los años proyectados, en \$6.990.269 dólares anuales.

Cuadro No. 4.5
Ahorro Compra de Diesel Propuesta No. 2

| Año | Generación Actual con compra de diesel (Kw.) | Generación Proyectada de compra de diesel (Kw.) | Diferencia (Kw.) | Diferencia en Gls (al año) | Precio de Galón de Diesel | Total US\$ anual |
|------|--|---|------------------|----------------------------|---------------------------|------------------|
| 2007 | 8.489 | - | 8.489 | 5.947.350 | 1,14 | 6.779.979 |
| 2008 | 12.326 | 3.573 | 8.753 | 6.131.815 | 1,14 | 6.990.269 |
| 2009 | 15.038 | 6.286 | 8.753 | 6.131.815 | 1,14 | 6.990.269 |
| 2010 | 16.158 | 7.405 | 8.753 | 6.131.815 | 1,14 | 6.990.269 |
| 2011 | 15.766 | 7.014 | 8.753 | 6.131.815 | 1,14 | 6.990.269 |
| 2012 | 14.686 | 5.933 | 8.753 | 6.131.815 | 1,14 | 6.990.269 |
| 2013 | 12.270 | 3.517 | 8.753 | 6.131.815 | 1,14 | 6.990.269 |
| 2014 | 9.006 | 253 | 8.753 | 6.131.815 | 1,14 | 6.990.269 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Lo que se puede apreciar en el cuadro No. 4.5 es que el ahorro corresponde a 8.753 KW. que representan la actual generación de la DTU, debido a que las modificaciones a realizarse en esta propuesta representan un procesamiento del doble de la capacidad actual de la planta DTU.

Finalmente la propuesta No. 3 proyecta una inversión total de US\$ 6.540.000 y un tiempo total aproximado de entre 9 y 10 meses para su culminación y operación de las dos plantas a su máxima capacidad. Esta propuesta se detalla en el anexo No. 10.

El detalle sobre la distribución de la fuente de generación para este caso, se presenta en el cuadro No. 4.6 donde se puede apreciar que la compra de diesel es mínima, y que en la mayoría de años en los que se proyectó, llega a ser nula.

Cuadro No. 4.6
Generación por fuente Propuesta No. 3

| Año | Generación a Gas | | Generación a diesel DTU | | Generación a diesel Compra | | TOTAL Kw |
|------|------------------|-----|-------------------------|-----|----------------------------|----|----------|
| | Kw | % | Kw | % | Kw | % | |
| 2007 | 6.469 | 33% | 17.505 | 90% | - | 0% | 19.502 |
| 2008 | 7.514 | 32% | 17.505 | 75% | - | 0% | 23.339 |
| 2009 | 8.376 | 32% | 17.505 | 67% | 170 | 1% | 26.051 |
| 2010 | 8.665 | 32% | 17.505 | 64% | 1.001 | 4% | 27.171 |
| 2011 | 8.357 | 31% | 17.505 | 65% | 917 | 3% | 26.779 |
| 2012 | 7.745 | 30% | 17.505 | 68% | 448 | 2% | 25.699 |
| 2013 | 6.761 | 29% | 17.505 | 75% | - | 0% | 23.283 |
| 2014 | 5.514 | 28% | 17.505 | 87% | - | 0% | 20.019 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

La nueva distribución de las fuentes de generación en esta propuesta minimizan al 1,1%, la compra de diesel, lo cual representa que la propuesta No. 3 es la que más ahorro generaría para la Operadora. Los porcentajes de distribución de las fuentes de energía se muestran a continuación en el gráfico No. 4.3.



Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Debido a que la nueva oferta de generación a gas y a diesel satisficaría la demanda en casi su totalidad, excepto en los años 2.009 al 2.012, el ahorro proveniente de esta propuesta es mucho mayor al de las dos anteriores, y las cifras serían como se detalla en el cuadro No. 4.7, donde el ahorro anual es muy significativo para la empresa, por los elevados montos que llegan hasta \$12.105.247 en el año 2.010, aproximadamente.

Cuadro No. 4.7
Ahorro Compra de Diesel Propuesta No. 3

| Año | Generación Actual con compra de diesel (Kw.) | Generación Proyectada de compra de diesel (Kw.) | Diferencia (Kw.) | Diferencia en Gls (al año) | Precio de Galón de Diesel | Total US\$ anual |
|------|--|---|------------------|----------------------------|---------------------------|------------------|
| 2007 | 8.489 | - | 8.489 | 5.947.350 | 1,14 | 6.779.979 |
| 2008 | 12.326 | - | 12.326 | 8.635.021 | 1,14 | 9.843.924 |
| 2009 | 15.038 | 170 | 14.868 | 10.416.028 | 1,14 | 11.874.272 |
| 2010 | 16.158 | 1.001 | 15.157 | 10.618.638 | 1,14 | 12.105.247 |
| 2011 | 15.766 | 917 | 14.849 | 10.402.782 | 1,14 | 11.859.171 |
| 2012 | 14.686 | 448 | 14.238 | 9.974.328 | 1,14 | 11.370.734 |
| 2013 | 12.270 | - | 12.270 | 8.595.594 | 1,14 | 9.798.977 |
| 2014 | 9.006 | - | 9.006 | 6.309.324 | 1,14 | 7.192.630 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

4.2 EVALUACIÓN DE LAS PROPUESTAS

La evaluación de las propuestas consiste en realizar y presentar un flujo de caja de cada una, en donde los ingresos serán los provenientes del ahorro que generaría cada uno de los casos.

Además, se realizará el cálculo del Valor Actual Neto – VAN para cada una de las propuestas así como también el tiempo de retorno de la inversión. El cálculo de VAN se lo realizará con una tasa de retorno del 11,52%, que representa el porcentaje mínimo con el cual la operadora aspira el retorno de sus inversiones.

Para la propuesta No. 1, cuyo flujo de caja se detalla en el anexo No. 11, se consideraron como costos los relacionados al mantenimiento de la planta y de los generadores a gas, así como también el costo por las paradas necesarias de la planta que se tuvieren que hacer para poner en operación el sistema de procesamiento del gas. También se considera la contratación de servicios adicionales de personal que laboraría en esta nueva planta, el cual será el encargado principalmente de realizar los mantenimientos predictivos al proceso.

En la evaluación económica realizada en esta propuesta, se obtiene un VAN aproximado de US\$ 11.397.225 con una tasa del 11,52% y un tiempo de retorno de la inversión de 3.3 años aproximadamente.

En la propuesta No. 2 – Mejoramiento de la Planta DTU, se consideran como costos relacionados al proyecto, en primer lugar, lo concerniente a mantenimiento de la planta. Este costo tiene un alto valor luego de 5 años de operación (en el año 2.012) para realizar una revisión total de la planta. También se considera el costo del químico que se utiliza para el tratamiento del crudo y mantenimiento de tuberías y partes. Como otro rubro importante se considera también la pérdida por la calidad del crudo, ya que como se explicó en el capítulo 2, este valor responde a que se retorna al proceso el crudo luego de haber sido tratado, el cual tiene un menor grado API. Igual que en el caso anterior, también se considera una parada de la planta de tratamiento, para poder poner en operación la planta con las mejoras realizadas.

Adicional a estos rubros indicados se cuenta como un costo operativo el valor del crudo procesado para consumo, que no es vendido. Esto se basa en un cálculo de los barriles diarios de consumo por el precio de mercado. Y finalmente, se consideraron los costos del personal adicional que laboraría en el mantenimiento y operación de la planta mejorada.

El valor resultante del cálculo del VAN al 11,52% es de US\$ 9.376.176 y un tiempo de retorno de la inversión igual a 2.3 años a partir del desembolso inicial en las modificaciones de la planta. El detalle de este flujo de caja se muestra en el anexo No. 12.

Por último para la propuesta No. 3, que se detalla en el anexo No. 13, se considera una inversión total de US\$ 6.540.000 más los costos relacionados a cada uno de los proyectos anteriores, a excepción de los costos por parada de la planta, ya que se pararía sólo una vez, con la finalidad de conectar las dos planta mejoradas al mismo tiempo. También se considera dos veces al personal adicional, ya que cada uno se especializaría en cada tipo de planta, es decir, no serán los mismos empleados adicionales en cada caso.

El resultado del VAN a la misma tasa de retorno del 11,52%, es de aproximadamente US\$ 20.140.458 con un tiempo de retorno de la inversión de 3.1 años.

4.3 MATRIZ COMPARATIVA

En la siguiente matriz comparativa (cuadro No. 4.8), se presenta cada una de las propuestas con el total de las inversiones calculadas, el VAN a una tasa del 11,52%, y el tiempo de retorno de la inversión:

Cuadro No. 4.8
Matriz Comparativa

| Propuesta | Inversión | VAN (11.52%) | Tiempo de retorno (años) |
|---|--------------|---------------|--------------------------|
| Propuesta No. 1 Mejoras planta de Gas | \$ 5.332.000 | \$ 11.397.225 | 3,3 |
| Propuesta No. 2 Mejoras planta de DTU | \$ 1.208.000 | \$ 9.376.176 | 2,3 |
| Propuesta No. 3 Mejoras planta de Gas y DTU | \$ 6.540.000 | \$ 20.140.458 | 3,1 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

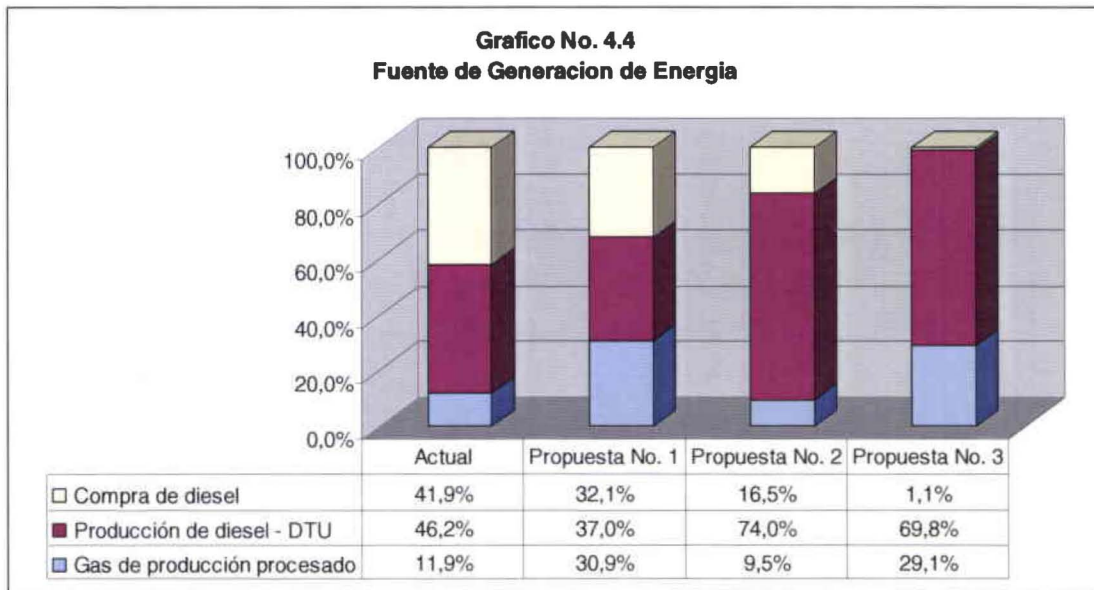
A manera de resumen se puede indicar que la propuesta No. 3 es la que mayor retorno de la inversión generaría para la Operadora del Bloque 15, sin embargo, al mismo tiempo es la que mayor inversión demanda y su tiempo de retorno es el segundo más alto en comparación con los otros dos proyectos.

Adicional se presenta en el anexo No. 14 un cuadro con los flujos de caja de cada una de las propuestas, en donde se puede ver que la propuesta No. 3 es la que mayores retornos genera para la operadora, excepto en el primer año, debido a que es el que mayor inversión requiere.

Como comparación adicional importante que se debe realizar, previo a la selección de la mejor alternativa, el anexo No. 15 muestra los ahorros en compra de combustibles que se incurrirían en cada una de las propuestas. Este anexo ratifica que la propuesta No. 3 es la que mayores ahorros generaría, y por eso es la que mejor VAN tiene.

Adicional a la matriz comparativa económica presentada, el gráfico No. 4.4, muestra los porcentajes de cada una de las fuentes de generación de las diferentes propuestas y la situación actual de la fuente del combustible utilizado para la planta de generación. En este gráfico se puede apreciar como en la propuesta No. 1 la fuente de generación es dividida prácticamente en partes iguales, mientras que en la propuesta No. 2 la generación se centra en la producción de diesel en la DTU y finalmente, la propuesta No. 3, debido a la combinación de las dos anteriores, disminuye al mínimo el consumo de

combustible que es comprado a la compañía estatal. Esto nos permite afirmar que esta es la propuesta que mayor ahorro genera con respecto a las dos primeras.



Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Capítulo V

SELECCIÓN DE LA MEJOR PROPUESTA

En base a lo detallado en los capítulos anteriores, a continuación se planteará la mejor propuesta de inversión para reducir los costos de generación de energía eléctrica, así como también la mejor forma de ejecutarla y su análisis técnico.

Esta selección está basada en primer lugar, en que no existe restricción en la asignación de recursos económicos para poder implementar la mejor propuesta. Y en segundo lugar, se considera también que la operadora está en condiciones técnicas y operativas de poder operar adecuadamente las nuevas plantas, así como también de poder cubrir las demandas logísticas para la construcción.

5.1 PARÁMETROS ECONOMICO-FINANCIEROS DE SELECCIÓN

Para poder seleccionar cuál es la mejor propuesta, se considerará principalmente el ahorro que genere cada una de éstas; así como también el monto de capital a invertir y el valor de los indicadores económicos VAN y tiempo de retorno de la inversión.

El método planteado para la evaluación de las propuestas será en base a puntajes, los cuales serán de 10 puntos para el más bajo, 20 puntos para el intermedio y 30 puntos para el mejor valor o indicador. Luego, estos puntos serán multiplicados por los porcentajes de importancia de cada uno de los parámetros de evaluación, los cuales están asignados de la siguiente manera sobre un total de 100%:

- | | |
|-------------------------------------|-----|
| • Ahorro en Compra de Combustible | 35% |
| • Monto Total de la Inversión | 25% |
| • Valor Actual Neto – V.A.N. | 20% |
| • Tiempo de Retorno de la Inversión | 20% |

Estos porcentajes asignados a cada parámetro de evaluación, están considerados en base a la importancia de cada uno dentro de los objetivos del proyecto y de acuerdo con las exigencias de inversión de la actual operadora.

Al final, la calificación será sobre 30 puntos y el proyecto con mayor puntaje total será considerado como el más óptimo para cubrir con las expectativas y el objetivo del presente proyecto.

Los puntajes obtenidos por cada una de las propuestas quedarían como se muestra en el siguiente cuadro No. 5.1. Se puede apreciar que las propuestas No. 2 y No. 3 son las que mayor puntaje total alcanzan, superando a la propuesta No. 1 con 30 puntos.

Cuadro No. 5.1
Calificación de las Propuestas

| Parámetros | Propuesta # 1 | | Propuesta # 2 | | Propuesta # 3 | |
|--|---------------|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|
| | Valor | Puntaje | Valor | Puntaje | Valor | Puntaje |
| Ahorro Compra de Combustible (promedio anual 2007 - 2014) | \$ 4.124.874 | 10 | \$ 6.963.982 | 20 | \$ 10.103.117 | 30 |
| Total Inversión | \$ 5.332.000 | 20 | \$ 1.208.000 | 30 | \$ 6.540.000 | 10 |
| V.A.N. | \$ 11.397.225 | 20 | \$ 9.376.176 | 10 | \$ 20.140.458 | 30 |
| Tiempo de Retorno de la Inversión (años) | 3,3 | 10 | 2,3 | 30 | 3,1 | 20 |
| TOTAL PUNTOS | | 60 | | 90 | | 90 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Finalmente para poder seleccionar la mejor propuesta, se deben multiplicar los puntajes obtenidos por cada una en los diferentes parámetros, por el porcentaje de importancia considerados para este proyecto.

Obteniendo como resultado el siguiente cuadro No. 5.2

Cuadro No. 5.2
Puntuación Final de las Propuestas

| Parámetros | Propuesta # 1 | | | Propuesta # 2 | | | Propuesta # 3 | | |
|---|---------------|------------|-------------|---------------|------------|-------------|---------------|------------|-------------|
| | Puntaje | Porcentaje | Valor | Puntaje | Porcentaje | Valor | Puntaje | Porcentaje | Valor |
| Ahorro Compra de Combustible (promedio anual 2007 - 2014) | 10 | 35% | 3,5 | 20 | 35% | 7,0 | 30 | 35% | 10,5 |
| Total Inversión | 20 | 25% | 5,0 | 30 | 25% | 7,5 | 10 | 25% | 2,5 |
| V.A.N. | 20 | 20% | 4,0 | 10 | 20% | 2,0 | 30 | 20% | 6,0 |
| Tiempo de Retorno de la Inversión (años) | 10 | 20% | 2,0 | 30 | 20% | 6,0 | 20 | 20% | 4,0 |
| TOTAL PUNTOS | | | 14,5 | | | 22,5 | | | 23,0 |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

En base a los porcentajes utilizados para cada uno de los parámetros de calificación se obtienen los siguientes resultados:

Propuesta No. 1 – Mejoramiento de la Planta de Gas: En esta propuesta, se calificó con 10 puntos al ahorro de compra de combustible, debido a que es la que menor ahorro genera; lo que concluye en un puntuación total en este rubro de 3,5. Esta baja calificación se debe principalmente a que el total de gas tratado no sustituye en gran cantidad a la demanda de energía y por ende a la compra del combustible.

El monto de la inversión tiene una calificación de 20 puntos, la cual, multiplicada por el factor de importancia, da un valor de 5,0 para este rubro. Esto significa que el monto de inversión en esta propuesta tiene una puntuación intermedia, con un valor total de US \$ 5.332.000 como se señalo en los capítulos anteriores. Este monto representa la adquisición de un compresor para la segunda fase del proceso, y de una unidad de tratamiento del gas, que se refiere a las membranas de purificación de la tercera fase del proceso del sistema de gas.

Estos equipos, más los costos operativos necesarios y de mantenimiento, menos los ahorros generados por la compra de combustible, da como resultado un V.A.N. del proyecto de US \$ 11.397.225, que lo coloca en el segundo mejor, comparado con los demás proyectos. Debido a esto, se le da una calificación de 20 a este rubro, que representa 4,0 puntos del global de la calificación. Esta calificación intermedia, se debe básicamente a que el ahorro en la compra de diesel no es el mejor comparado con los otros proyectos.

Finalmente el tiempo de retorno de la inversión tiene una puntuación de 10 puntos, que representan 2,0 al global, básicamente debido al flujo de caja, en donde el principal componente es el ahorro que genera.

La puntuación total de esta propuesta es de 14,5 puntos sobre 30, siendo la más baja de todas, por lo que se considera que es una propuesta que no cumple con las expectativas y exigencias del proyecto. Sin embargo analizándola individualmente es una propuesta muy viable y muestra valores óptimos de rendimiento, los cuales dan fe de un proyecto rentable y real.

Propuesta No. 2 – Mejoramiento de la Planta D.T.U.: En lo referente al ahorro en la compra de combustible, esta propuesta tiene una calificación de 20 puntos, lo cual multiplicado por el factor del 35% da como resultado 7,0 puntos del valor global. Esto significa que es la segunda mejor propuesta en este concepto, ya que el ahorro generado por esta propuesta es significativo. Sin embargo, el consumo de diesel no se disminuye, y es por eso que se debe continuar con la compra del combustible, como se pudo apreciar en el cuadro No. 3.5.

El total de inversión de esta propuesta es la más baja compara con las otras dos, por lo que tiene una calificación de 30 puntos, que significan 7,5 puntos en el global. La baja inversión necesaria para este proyecto se debe específicamente a que solo se realizarían cambios dentro de la torre de

separación, para lo cual no se requiere de la adquisición de grandes equipos como en la propuesta No. 1.

Para el rubro del VAN a esta propuesta se le da una calificación de 10 puntos, debido a que es el más bajo de los tres. Este puntaje en el valor global representa 2,0 puntos, siendo este el parámetro más bajo de esta propuesta. Esto se debe específicamente a que en esta propuesta se incluye un rubro por la pérdida del crudo no vendido, lo que representa un promedio de US\$ 4.088.000 al año, que es el valor que incrementa los costos en el flujo de caja, como se puede apreciar en el anexo No 12.

El tiempo de retorno de la inversión para esta propuesta tiene una calificación de 30 puntos, lo que significa 6,0 en el global. Esta es la puntuación más alta en este rubro comparado con las demás propuestas, y esto se debe a que su inversión es la más baja de todas, por lo que el tiempo de recuperación es el mejor.

La puntuación global de esta propuesta es 22,5 puntos sobre 30, lo cual la coloca en segundo lugar, con una diferencia de tan solo 0,5 puntos con respecto a la propuesta No. 3. Esta propuesta es la segunda mejor, pero su punto débil es el valor del VAN, el cual baja considerablemente debido al costo de oportunidad del crudo, como se lo explico anteriormente. Sin embargo, igual que en el caso anterior, esta propuesta es totalmente viable y económicamente rentable, pese a quedar en segundo lugar en la puntuación global del proyecto.

Propuesta No. 3 – Mejoramiento de la Planta de Gas y Planta DTU: El ahorro en la compra de combustible generado por esta propuesta es la más alta, por lo que tiene una calificación de 30 puntos que representan 10,5 del global. Esto se debe a que combinados los ahorros que generarían las mejoras en la planta de Gas y en la planta DTU, se disminuye totalmente la necesidad de comprar combustible, exceptuando los años 2.009 al 2.012 en donde se requiere la adquisición de cantidades mínimas de diesel para cubrir la demanda. Todo esto se pudo apreciar en el cuadro No 4.7 del capítulo anterior.

El total de la inversión, es el parámetro más desfavorable para esta propuesta debido a que es la que mayor capital requiere, y es por eso que tiene una calificación de 10 puntos, lo que representa 2,5 puntos en el global. Este factor tiene su lógica, ya que la propuesta No. 3 representa a la suma de las dos propuestas anteriores, por lo tanto es la que mayor inversión requiere.

El VAN en esta propuesta es el mejor de las tres, debido a que los ahorros generados por la compra de combustible representan un valor muy alto, de casi el 100%, por lo que el flujo de caja colabora con que éste sea el más alto de las propuestas presentadas en el proyecto. Por lo tanto, este rubro tiene una calificación de 30 puntos que representan 6,0 en el puntaje final.

Esta propuesta tiene un tiempo de retorno de la inversión de 3,1 años lo que representa alrededor de 3 años y 37 días, siendo el segundo valor más bajo del proyecto, que hace que obtenga una calificación de 20 puntos que significan

4,0 en el valor global. Esto se da por el alto ahorro en la compra de combustible que genera esta propuesta, donde los valores del flujo de caja total ayudan a recuperar en poco tiempo la inversión.

Finalmente el puntaje global de esta propuesta es de 23,0 puntos sobre 30, lo que la convierte en la mejor propuesta para este proyecto, y lo que significa también que cubre con las expectativas y los objetivos de la Operadora.

Por ende se recomienda la implementación de la propuesta No. 3, que representa realizar las mejoras planteadas en las plantas de gas y de diesel, para poder obtener el más alto ahorro en compra de combustibles y mejorar los procesos de generación eléctrica en el Complejo Indillana.

5.2 ASPECTOS Y CONSIDERACIONES NO FINANCIERAS

Para poder tomar una decisión final sobre qué alternativa de generación conviene más a la operación del Bloque 15, debemos considerar otros aspectos técnicos, que sean adicionales a los económicos y financieros que se explicaron anteriormente. Dentro de estos aspectos se incluyen: logística, administración, mantenimiento, producción, disponibilidad de recursos, entre otras.

A continuación se presenta el cuadro comparativo de aspectos técnicos (Cuadro No. 5.3), en el que se mencionan las consideraciones adicionales para cada una de las propuestas. Para tener una percepción inmediata de la mejor propuesta de acuerdo a los aspectos técnicos que se han evaluado, se ha dado un color de acuerdo al incremento de valor de cada propuesta. Para esto, el color verde representa un factor de alta mejora a la operación, mientras que el amarillo es un factor que no impacta notablemente en la operación (impacto medio), y finalmente el color rojo, que no agrega ningún valor a la generación de energía actual del Bloque 15. Así, estos colores permiten tener una idea visual de qué propuesta tiene más aspectos influyentes positivos, medios o nulos.

Cuadro No. 5.3
Cuadro Comparativo de Aspectos Técnicos

| Propuesta # 1 Mejoras planta de Gas | Propuesta # 2 Mejoras planta de DTU | Propuesta # 3 Mejoras planta de Gas y DTU |
|--|--|--|
| Reducción del 10% en la compra de diesel Vs. Actual | Reducción del 25% en la compra de diesel Vs. Actual | Reducción del 41% en la compra de diesel Vs. Actual |
| Dependencia absoluta de la producción de GAS | Dependencia absoluta de la producción de CRUDO | No existe dependencia. Se puede alternar la fuente dependiendo de la producción |
| Ejecución de la obra en 10 meses | Ejecución de la obra en 9 meses | Ejecución de la obra en 10 meses |
| Fácil capacidad de respuesta en emergencias | Fácil capacidad de respuesta en emergencias | Mejor capacidad de respuesta en caso de emergencias |
| La generación a Gas reduce el impacto ambiental | La generación a Diesel tiene un alto impacto ambiental | Con generación mixta se tendría un impacto ambiental medio |
| En caso de mantenimiento de los equipos, se debe suspender la generación | En caso de mantenimiento de los equipos, se debe suspender la generación | En caso de mantenimiento de los equipos, se puede alternar la fuente de generación, sin necesidad de suspender las operaciones |
| Fácil adquisición de equipos y repuestos en el mercado nacional | Fácil adquisición de equipos y repuestos en el mercado nacional | Fácil adquisición de equipos y repuestos en el mercado nacional |
| Se requiere adaptar la combustión de los generadores a únicamente gas | Se requiere adaptar la combustión de los generadores a únicamente diesel | Los generadores actuales son duales. Funcionan con gas y diesel. |
| La curva de producción de gas en el tiempo disminuye | La curva de producción de crudo en el tiempo disminuye | Existe flexibilidad operativa de acuerdo con la operación |
| Especialización en generación a gas | Especialización en generación a diesel | Los mantenimientos de los generadores son los mismos. Se gana eficiencia |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Es importante tomar en cuenta estos aspectos técnicos adicionales, para poder tener un marco de referencia global en el que intervienen los conceptos y análisis económicos y financieros, junto con los técnicos generales de cada propuesta. Esta información técnica, se obtuvo mediante consultas al personal operativo de la planta de generación actual del Bloque 15, principalmente al Operador Senior de la Planta, el Ing. Esteban Toral y al Ing. Pablo Luna, Jefe

de Mantenimiento. Mediante estas consultas se logró obtener la información de puntos específicos que son claves al momento de tomar la decisión final de la propuesta más apropiada para mejorar el proceso de generación de energía. En base a los conocimientos y experiencia de las personas consultadas, se llegó a identificar estos diez aspectos presentados como un consolidado en el cuadro No. 5.3.

A continuación se presenta a detalle cada aspecto adicional considerado:

- **Reducción en la compra de diesel**

Este aspecto trata sobre la reducción en la compra del diesel como combustible para operar los generadores y producir así la energía necesaria. De acuerdo con el gráfico No. 4.4, los porcentajes de ahorro son de un 41% en la propuesta # 3, superando los valores de las propuestas # 1 y # 2, que son del 10% y 25% respectivamente. Por esto, es significativa la reducción en la propuesta # 3 y se la califica como mejora importante.

- **Dependencia del combustible**

Las propuestas dependen del combustible para poder generar la energía para la producción de crudo. Las propuestas # 1 y # 2 dependen exclusivamente del Gas o Diesel respectivamente, es decir, de un solo tipo de combustible. La propuesta # 3, por su lado, puede tener una flexibilidad en el combustible que utiliza, lo que evita una dependencia exclusiva de uno de ellos. Esto es un valor agregado, por el hecho de tener alternativas de acuerdo a la operación, que no la limitan.

- **Tiempo ejecución de obra**

Los trabajos planteados tienen tiempos planificados de construcción de acuerdo al proyecto que se realiza y las instalaciones que requiere cada uno de ellos. Las propuestas # 1 y # 3, tienen una ejecución de obra de 10 meses. La propuesta # 2, por ser un proyecto más simple en la parte de infraestructura, tardaría 1 mes menos, es decir, 9 meses. Estos valores se detallan en el capítulo 3.2.

- **Capacidad de respuesta en emergencias**

En el supuesto caso de que se presenten emergencias, que pueden ser: paros de las comunidades, fallas en equipos, incidentes en los pozos, problemas con las plataformas, incendios, o cualquier factor externo, existe una amenaza en la operación. Al depender de un solo tipo de combustible, se limita el plan de acción en las propuestas # 1 y # 2. La propuesta # 3, tiene un plan de acción más amplio, al poder tener la ventaja y facilidad de generar energía con dos combustibles distintos. Esto permite tener más opciones de solución para continuar la operación normalmente, adquiriendo uno u otro combustible.

- **Impacto ambiental**

Mediante la generación a gas de la propuesta # 1, se reduce significativamente el impacto ambiental. El gas que normalmente se quema en el mechero, se lo utilizaría como combustible, y esto permitiría reducir las

emisiones. En la propuesta # 2, el impacto ambiental sería más alto, debido a que la combustión de diesel genera emisiones más dañinas al medio ambiente, por las características del diesel. La propuesta # 3, por otro lado, tendría una generación mixta, con resultados de ambas características, tanto de emisiones de diesel como de combustión del gas. Este es un impacto que se puede considerar como medianamente contaminante.

- **Mantenimiento de la Planta**

Para poder realizar el mantenimiento de las plantas, en las propuestas # 1 y # 2, se vería afectada la operación durante el tiempo del trabajo que se realice, debido a que se apaga la planta de generación de gas o de diesel. Por otro lado, la propuesta # 3, al tener facilidades con ambas alternativas de generación, se pueden alternar los trabajos y no detener completamente la operación. Así, se puede mantener trabajando la planta o con gas o con diesel.

- **Adquisición de equipos y repuestos**

En la parte de adquisición de los materiales, tanto de los equipos como de los repuestos que se requieren en las tres propuestas planteadas, a nivel nacional existen los proveedores y los representantes de las empresas que producen los dos tipos de plantas, tanto de gas como diesel. Esto facilita la rápida respuesta de compra de los materiales necesarios, tanto para poder adquirir los equipos como las piezas necesarias durante el mantenimiento de éstos.

- **Adaptación de los generadores**

La propuesta # 1, no tiene ningún beneficio importante sobre la operación actual, debido a que implica el cambio de la mayoría de los generadores existentes. Actualmente se tiene una mayoría de generadores a diesel, lo que representa un problema de adaptación grave si es que se modifica la generación a gas únicamente. La propuesta # 2, tiene la ventaja de que en su mayoría, los generadores actuales funcionan con diesel, por lo que no requiere mayor adaptación para generar el cambio sugerido. En cambio, la propuesta # 3, no tiene mucha complicación debido a que los generadores a diesel, pueden adaptarse mediante ciertas modificaciones técnicas, para poder generar energía con gas y diesel a la vez. Esto permite una adaptación fácil y que no representa muchas complicaciones, ni económicas ni técnicas.

- **Curva de producción**

El comportamiento natural de las curvas de producción de petróleo es decreciente en función del tiempo. Esto significa que, a partir del año 2010 habrá una declinación de la producción, como se detalló en el Capítulo 2. Para las propuestas # 1 y # 2, esto significa que la producción de crudo va a empezar a reducir, al mismo ritmo o nivel que el combustible que utilizan, que vendría a ser el gas y diesel respectivamente. En cambio, en la propuesta # 3, esta curva no afectaría de la misma manera a los

combustibles que se utilizan, ya que se usan ambos y se pueden alternar de acuerdo al decrecimiento de la producción.

- **Mantenimiento de los generadores**

La propuesta # 3 en este aspecto, tiene una ventaja importante por sobre las otras dos propuestas, que es la eficiencia del mantenimiento. Esto se debe a que al tener generadores que utilicen ambos tipos de combustibles, no significa que se deben duplicar los recursos y conocimientos, puesto que el mantenimiento de los generadores mixtos es muy similar al de los generadores simples, de gas o diesel. Esto debido a que, como se explicó anteriormente, los generadores mixtos son una adaptación de los generadores a gas o diesel mediante modificaciones técnicas simples. Esto permite que el mantenimiento no sea más complejo y que se lo efectivice en esta propuesta. No implica una suma de los recursos ni técnicos ni de repuestos, como se pensaría debido a la combinación de ambos combustibles.

Para ponderar cada una de estas consideraciones adicionales, se ha dado dos puntos a las características en color verde, que son las que incrementan valor a la generación actual; un punto a las amarillas, que incrementan medianamente el valor; y finalmente, de cero puntos para las rojas, que no agregan valor alguno.

De acuerdo a estos puntajes, cada propuesta tiene los siguientes resultados:

- Propuesta # 1: un total de 8 puntos. Dos mejoras importantes (color verde). Cuatro mejoras medianas (color amarillo). Cuatro factores nulos o sin valor agregado (color rojo).
- Propuesta # 2: un total de 8 puntos. Dos mejoras importantes (color verde). Cuatro mejoras medianas (color amarillo). Cuatro factores nulos o sin valor agregado (color rojo).
- Propuesta # 3: un total de 18 puntos. Ocho mejoras importantes (color verde). Dos mejoras medianas (color amarillo). Cero factores nulos o sin valor agregado (color rojo).

En base a esta ponderación, la propuesta # 3 es la que obtiene la mayor puntuación, y por consiguiente, refuerza la elección que tuvo en los aspectos económicos y financieros detallados anteriormente. El total para esta propuesta es de 18 puntos. Existe una diferencia importante en el resultado comparado con las otras propuestas, en donde la # 1 y # 2 obtuvieron un total de 8 puntos.

Estos aspectos técnicos que se han considerado, son importantes para poder tomar la decisión de la mejor propuesta, complementando la elección económica y financiera. Estas consideraciones son las más críticas dentro del contexto del proyecto, por lo que se han presentado detalladamente y de acuerdo al criterio del personal consultado y el propio. Estas características de análisis para cada propuesta, han coincidido entre la mayoría de técnicos e ingenieros consultados, tanto dentro de la operación del Bloque 15 como

proveedores externos. Mediante este análisis de aspectos y consideraciones no financieras, se puede evaluar globalmente cada propuesta y concluir en que la # 3 representa la opción más adecuada para mejorar la generación de energía en la empresa

5.3 SELECCIÓN

Para poder tomar la decisión final, a continuación se presenta el cuadro No. 5.4 con un resumen de los puntajes obtenidos por las 3 propuestas, en los dos análisis realizados, de factores financieros y no financieros.

En este cuadro resumen se incluye la calificación ponderada obtenida por en cada uno de los análisis realizados. Así, para los aspectos financieros, el puntaje obtenido por cada propuesta se lo divide para 30 puntos, que es el valor total sobre el cual se calificó cada alternativa. Por lo contrario para los aspectos no financieros, se dividió para 20 puntos el valor obtenido por cada propuesta, ya que es el valor máximo de este análisis.

Cuadro No. 5.4
Ponderación Final de las Propuestas

| | Aspectos Financieros | Aspectos No-Financieros | Ponderación Final |
|---------------|-------------------------|----------------------------|-------------------|
| Propuesta # 1 | 14,5 | 8,0 | 11,3 |
| Propuesta # 2 | 22,5 | 8,0 | 15,3 |
| Propuesta # 3 | 23,0 | 18,0 | 20,5 |
| | | | |
| Propuesta # 1 | 48% | 40% | 44% |
| Propuesta # 2 | 75% | 40% | 58% |
| Propuesta # 3 | 77% | 90% | 83% |

Elaboración: J. Humberto Andrade C.

Para concluir con el análisis, se calculó el peso ponderado final de cada propuesta mediante la multiplicación de los valores totales por el 50%, lo que significa que se dio igual peso para los aspectos financieros como para los no financieros. En donde nos da como resultado que la propuesta # 3 tiene una calificación final del 83% frente al 58% obtenido por la propuesta # 2 y de igual manera, la propensa # 1 obtiene una ponderación final del 44%.

En base a los análisis realizados, la propuesta elegida es la # 3. Debido a lo expuesto durante este proyecto, se puede tener la certeza de que esta propuesta es la más adecuada por sus beneficios y los resultados que daría a la operación.

5.4 PLAN DE ACCIÓN DE LA PROPUESTA SELECCIONADA

Una vez que se ha seleccionado la mejor alternativa para este proyecto, se debe poner en marcha e implementarla de la mejor manera posible. Es muy importante contar con un seguimiento adecuado, para evitar que los valores reales no se alejen de los presupuestados en este estudio.

Para esto, se plantean los siguientes puntos a considerar para implementar el proyecto:

- Se debe plantear y presentar correctamente toda la información técnica detallada anteriormente sobre el proyecto a implementar a la empresa contratista, la cual estará a cargo de la construcción y ejecución adecuada del proyecto.
- Como se detalló en el capítulo 3, para la propuesta seleccionada existe la posibilidad de que entre los años 2.009 y 2.012 se dé la necesidad de comprar combustible a Petrocomercial. Para esto, la actual operadora deberá comenzar a realizar gestiones de coordinación y contratos de adquisición del combustible, con el fin de evitar una posible falta, lo cual produciría una parada en las operaciones del Complejo Indillana.
- Ya que la actual operadora mantiene una política de preservación y control ambiental, así como también se seguridad industrial, la construcción de las plantas deberá realizarse en total alineación con estos estándares. La empresa contratista conjuntamente con los técnicos de la operadora del Bloque 15, deberán mantener control y políticas necesarias para poder cumplir con todas las exigencias ambientales y de seguridad industrial de los trabajadores, tanto directos como contratistas.
- La empresa contratada para de realizar este trabajo, deberá presentar cronogramas y planes de trabajo estructurados en base al tiempo, materiales, equipos y todo lo necesario para llevar a cabo el proyecto,

sin contratiempos por falta de planificación o control. Estos planes y cronogramas deben estar aprobados por el Departamento de Facilidades y Construcciones del Bloque 15.

- Programar conjuntamente con el Departamento de Materiales y Compras, las adquisiciones y contratos necesarios que deben realizarse, para tener a tiempo los materiales y equipos requeridos para implementar la propuesta elegida. Deben detallarse todos estos equipos para que sean los adecuados y especificados para este proyecto.
- El Departamento de Mantenimiento, donde va a encontrarse el proyecto, debe capacitar a su personal nuevo para que actualicen sus conocimientos y puedan operar adecuadamente en el Campo, con las modificaciones realizadas con esta implementación. Además, deben tener experiencia previa en esta área de la industria con el fin de evitar tener problemas operativos o técnicos.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

Luego de haber analizado las opciones planteadas para la generación de energía en los próximos años, se han identificado argumentos suficientes para defender la propuesta más adecuada presentada en este proyecto.

1. El análisis económico y financiero permitió que se obtengan proyecciones a futuro basadas en los datos actuales y supuestos técnicos, las cuales permitan tener resultados de viabilidad económica y técnica tomando en cuenta los objetivos específicos de la Empresa y su operación.
2. Las decisiones de inversión que fueron tomadas para los posibles proyectos a realizarse, tuvieron una base sólida en los supuestos técnicos y los datos económicos, que son los que arrojan las cifras que fueron analizadas.
3. Las evaluaciones que se realizaron se rigen por los números, las soluciones, los beneficios y en sí, las consecuencias directas e indirectas del proyecto, para determinar si puede ser realizado y si será

viable. Además, se basa en los estudios de los gastos, inversiones, ahorros, precios, entre otros, los cuales son datos de influencia directa en el futuro del proyecto y en la ejecución de éste.

4. Esta evaluación de proyecto, necesariamente debía incluir los datos técnicos de la maquinaria los cuales serán elegidos por la empresa, como: datos del combustible, datos de los equipos utilizados, datos de la mano de obra especializada y en sí de los procesos y operación en las instalaciones. Todo esto implica obtener, comparar y predecir en base a la información de cada dato en cada uno de éstos temas, ya sea la empresa tercerizadora que proveerá los servicios, la gente que trabajará con cada equipo y las estadísticas que mantendrá el personal del área relacionada directamente de la Operadora. Todas estas herramientas, logran una serie de conclusiones fundamentadas y reales, que son las necesarias para tomar decisiones en cuanto al proyecto evaluado.
5. Estos análisis permiten medir la inversión que se pudiera tener para la implementación de nuevos generadores a gas y a diesel dentro de las instalaciones en el Complejo Indillana, lo que muestra una inversión total estimada de US\$6.540.000, que se debe invertir para poder ejecutar esta obra.
6. Estos datos ayudan a tener un presupuesto establecido, del valor antes mencionado, el cual incluye todos los gastos planificados que deben

darse durante la preparación de la obra, la ejecución y finalmente la implementación de ésta. Este análisis de costos y gastos es de gran ayuda y muy necesario para poder programar la construcción del proyecto tentativo que generará beneficios y será funcional durante 7 años, partiendo del año 2.007.

7. Los flujos de caja obtenidos muestran un ahorro a partir del segundo año, 2.008, y un V.A.N. proyectado de un total de US\$ 20.140.458, lo cual permite evaluar y tomar la decisión por esta propuesta. El ahorro principal obtenido es en base a la compra de diesel, el cual asciende a un promedio de US\$ 10.000 millones por año, durante la vida del proyecto.

8. La propuesta elegida, fue también escogida en base a los análisis técnicos referentes a las proyecciones de consumo de energía, ya que se obtuvieron las cifras requeridas en un futuro. Estas proyecciones muestran un crecimiento hasta el año 2.010, obteniendo los niveles máximos de hasta 27.171 KW. promedio de energía continua requerida. A partir del año 2.011, hay una disminución lenta en el consumo, llegando en el 2.014 a una aproximada de 20.019 Kw. Se necesita también tener el conocimiento de cuánto combustible puede generarse en las plantas procesadoras, ya que la producción de gas y de diesel depende directamente de la cantidad de crudo extraído.

9. Mientras se eleva la producción de crudo, la demanda de energía es mayor en todos los procesos, ya sea en forma de gas o diesel. Esta evaluación de las cifras de energía muestra que los datos que se van modificando con el paso del tiempo y con el incremento constante que trata de tener la Operadora, por lo que es una base importante para realizar el análisis de la viabilidad de estos proyectos.
10. Los datos sobre las proyecciones de producción se basan en las reservas existentes en el Bloque 15 y en las evaluaciones de pozos, los cuales, en el caso de las reservas, se podrán explotar en un futuro. En los pozos, se puede verificar cuánto crudo se ha extraído y también la cantidad restante por extraer.
11. Este proyecto busca lograr una operación eficiente y con los costos más bajos, que genere un beneficio para el Estado Ecuatoriano, ya que una de las mayores fuentes de ingresos del país, es la industria petrolera. Este proyecto reducirá costos y mejorará la operación para obtener una producción tal como está estimada para años futuros.
12. Mediante la realización de esta investigación, de la obtención de datos y de los análisis de cifras, se ha logrado obtener un conocimiento más profundo de la industria petrolera y su operación. El investigar, aprender procedimientos y estudiar los resultados, permite entender de mejor manera a la Industria Petrolera, incluyendo el funcionamiento tanto de

maquinaria como del personal; el conocer datos reales y exactos de los distintos procesos que se llevan a cabo diariamente; el proyectar los datos estimados a un período futuro, que se basan en predicciones con fundamentos sólidos por la experiencia y los procedimientos de análisis anteriores; y en sí, al aplicar los análisis económicos y financieros con indicadores utilizados dentro de la práctica de las empresas. Todo esto contribuye a enriquecer los conocimientos e ideas relacionadas con el área petrolera y social en la que se encuentra el Bloque 15 y su operación.

6.2 Recomendaciones

1. Mediante los análisis realizados durante el desarrollo de este proyecto, se plantean criterios importantes para la modificación del área de generación, la cual debe reevaluarse y mejorarse para obtener estos beneficios en la producción presentados a lo largo de este trabajo.
2. Con los datos presentados en este proyecto, se puede realizar una evaluación importante por parte de la empresa, para tomar acciones con respecto a la Generación existente al momento. Esta información procesada, analizada y evaluada, muestra claramente un proyecto que es de beneficio para la empresa a largo plazo. Técnicamente, es una mejora de varios aspectos básicos en las operaciones de una

empresa petrolera, que asegurarán una evolución adecuada y relacionada directamente con los objetivos, proyecciones y aspiraciones operacionales.

3. Mediante los datos económicos que se han evaluado, conjuntamente con las proyecciones y estimaciones, se puede tener un panorama claro de lo que se requiere para llevar a cabo este proyecto. La empresa deberá evaluar el entorno económico para poder tener organizado y dentro del presupuesto, la realización es este proyecto de mejora. Se deben tomar en cuenta los costos estimados y los gastos adicionales a los que se puede incurrir. Esto permitirá tener un presupuesto real y muy cercano a lo que será llevar a cabo este proyecto.

4. Las modificaciones planteadas a realizar en las plantas de generación, están de la mano con la última tecnología existente en la industria petrolera del país, lo que garantiza una continuidad y un período de vida largo para estas facilidades. La empresa debe evaluar esta propuesta como una mejora en la tecnología, que permitirá tener adecuaciones importantes para un mejor funcionamiento y aprovechamiento de los equipos y materiales. Todo esto permite tener la seguridad de que el beneficio de este cambio no será a corto plazo, sino a futuro, con el objetivo de tener una mejora

importante de los procesos que se ven reflejados en toda la operación del Bloque 15.

5. Cada uno de los Departamentos implicados en la evaluación, ejecución e implementación de este proyecto, deben tener cronogramas establecidos de trabajo, de acuerdo a las actividades que les corresponden como Departamentos o como responsables de las empresas contratistas. El Departamento de Facilidades, principalmente, debe dar un seguimiento importante a la implementación del proyecto y de la empresa elegida para llevar a cabo esta construcción. Adicionalmente, el Departamento de Mantenimiento en el Campo, debe dar el soporte necesario para lograr que este proyecto se lleve a cabo de la mejor manera en base a las necesidades y requerimientos del área. Es importante que haya una buena comunicación interdepartamental, con las empresas contratistas y entre todos los empleados, tanto del Bloque 15 como de las empresas contratadas.

6. Esta nueva alternativa de generación, debe tomar en cuenta las normas ambientales que rigen en la Empresa. El tema ambiental es importante tomarlo en cuenta debido a que la industria petrolera está regulada y debe cumplir estándares y leyes, que deben mantenerse incluso en este proyecto. Estos conjuntos de reglas deben cumplirse por sus empleados y empresas contratistas en todo momento. Es

importante tomar en cuenta que cualquier proyecto o alternativa elegida, tiene implicaciones con el medio, y es necesario evitar cualquier daño, ya sea al espacio físico o a los habitantes de la zona o cualquier incumplimiento de reglas, normas o leyes que apliquen a la empresa.

7. El Departamento de Salud, Seguridad y Ambiente debe mantener actualizados los procedimientos y políticas de acuerdo a las normas y reglas que se deben seguir al ser una empresa operadora del sector petrolero y a su vez, las empresas contratadas, de acuerdo con los trabajos que realicen y el medio en el que desarrollen sus trabajos.
8. Se debe brindar capacitación al personal que estará llevando a cabo el proyecto, para que esté entrenado en lo que implica cada fase del proyecto y en sí, del funcionamiento respectivo con las mejoras planteadas. Esta capacitación permitirá evitar errores por falta de conocimiento o de información, para así llevar a cabo de la mejor manera estas acciones de mejora con respecto a la Generación y a la vez, de la operación.

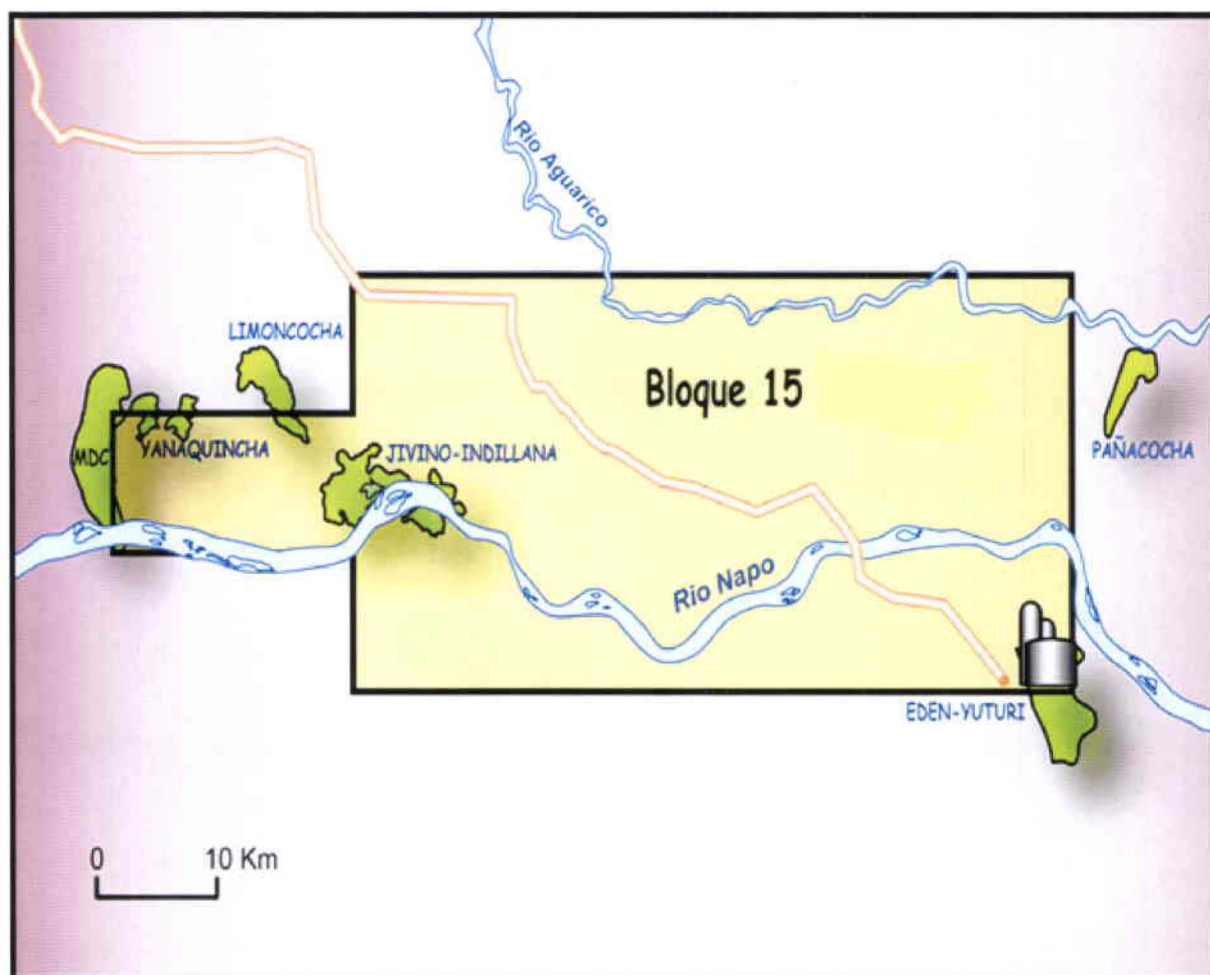
BIBLIOGRAFÍA

- Sapag Chain, Nassir. PREPARACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS. McGraw-Hill Interamericana, Cuarta Edición, 2.003.
- S. Ross, R. Westerfield, J. Jaffe. CORPORATE FINANCE. McGraw-Hill Irwin, Sixth Edition, 2.002.
- Lawrance J. Gitman. PRINCIPIOS DE ADMINISTRACIÓN FINANCIERA. Eddison Wesley, Décima edición, 2003
- Foro de Opinión Petrolera Ecuatoriana. MEMORIA DEL SEMINARIO “LA INDUSTRIA PETROLERA ECUATORIANA: SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS”. Canela creativos, Ecuador, 2.003.
- Diario “EL COMERCIO”. Quito
- Diario “EL UNIVERSO”. Guayaquil
- Revista “CRITERIOS”. Cámara de Comercio de Quito, Ecuador, Diciembre 2.006
- Información y material de apoyo de O.E.P.C.
- Internet.
 - Banco Central del Ecuador - www.bce.fin.ec
 - Diario “EL COMERCIO” – www.elcomercio.com
 - Diario “HOY” – www.hoy.com.ec
 - Enciclopedia Investigación
 - www.investopedia.com
 - www.wikipedia.org

ANEXOS

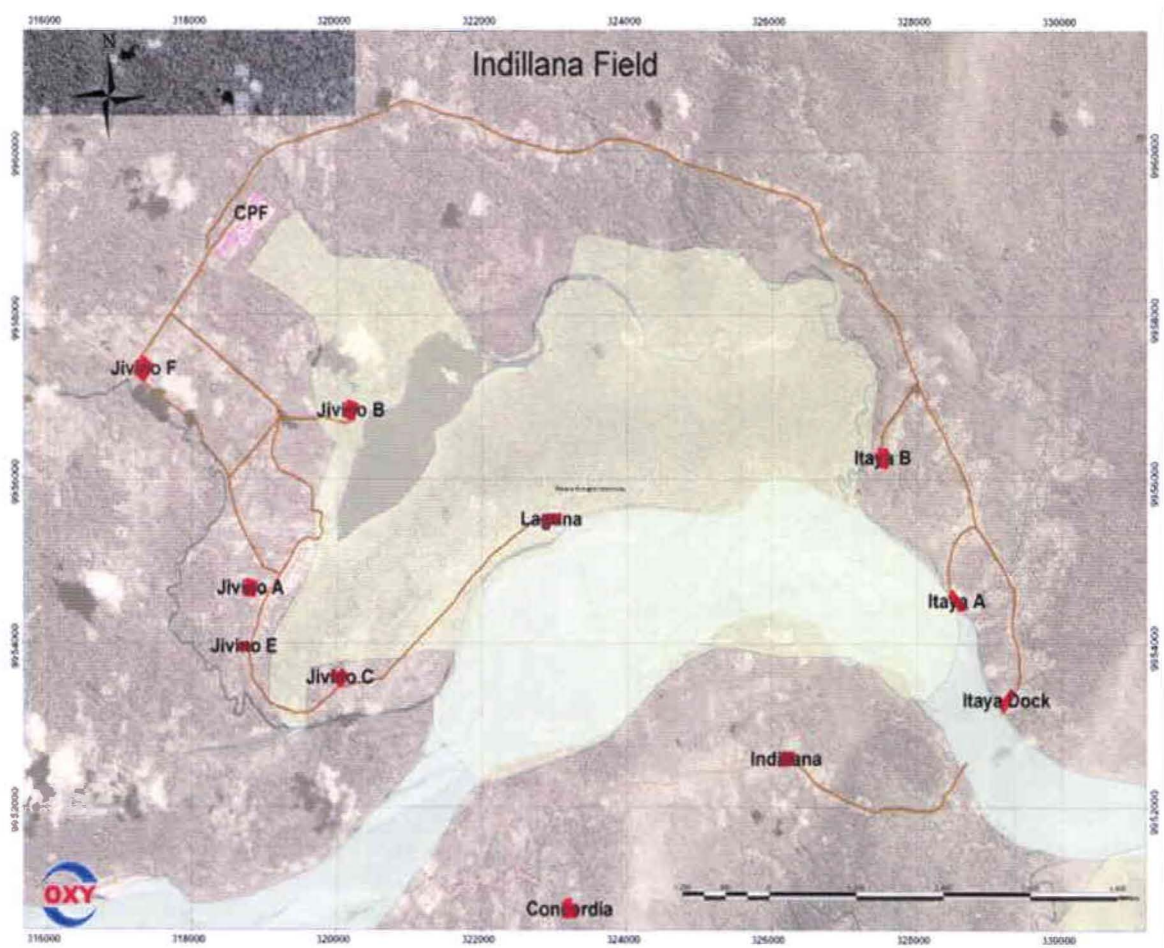
Anexo 1

Bloque 15



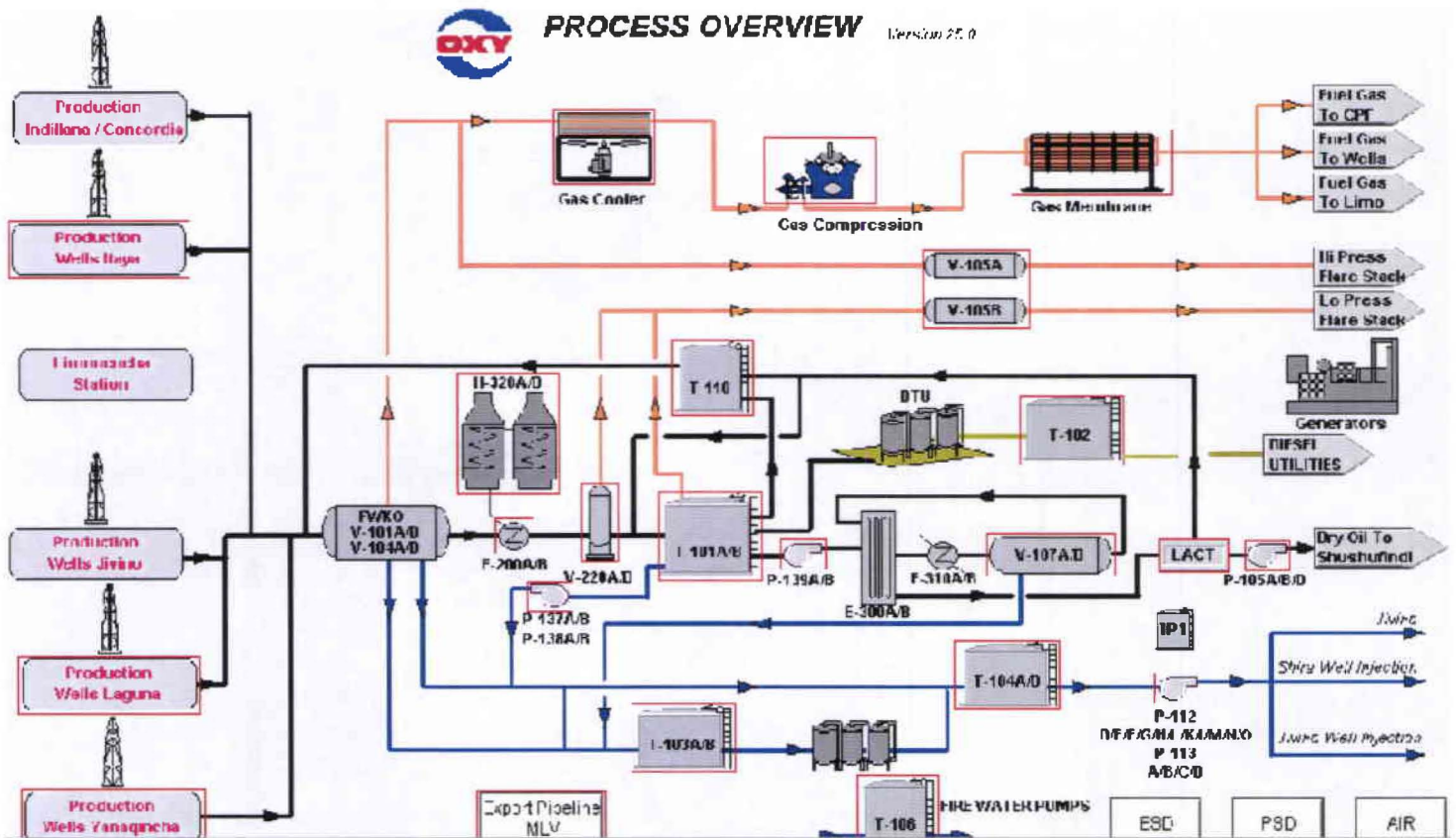
Anexo 2

Complejo Indillana



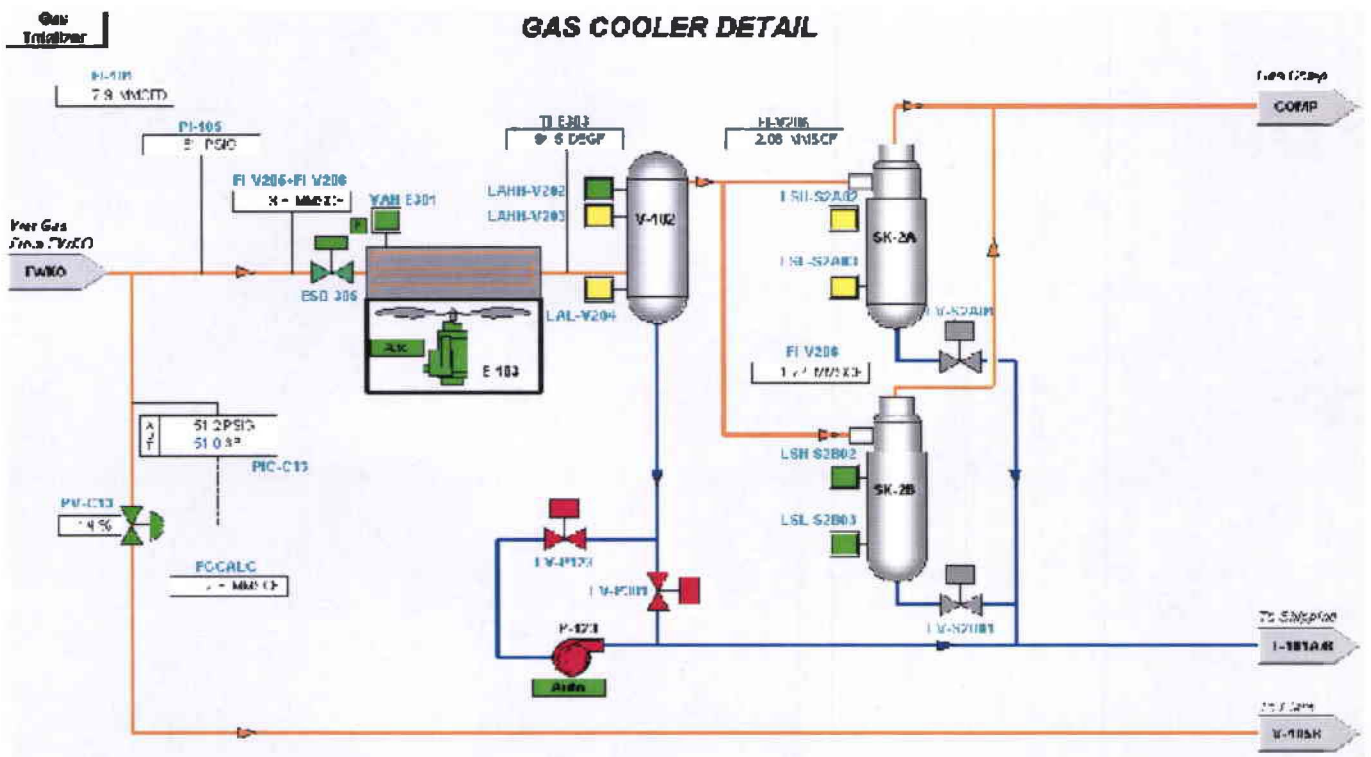
Anexo 3

Proceso de Separación C.P.F.



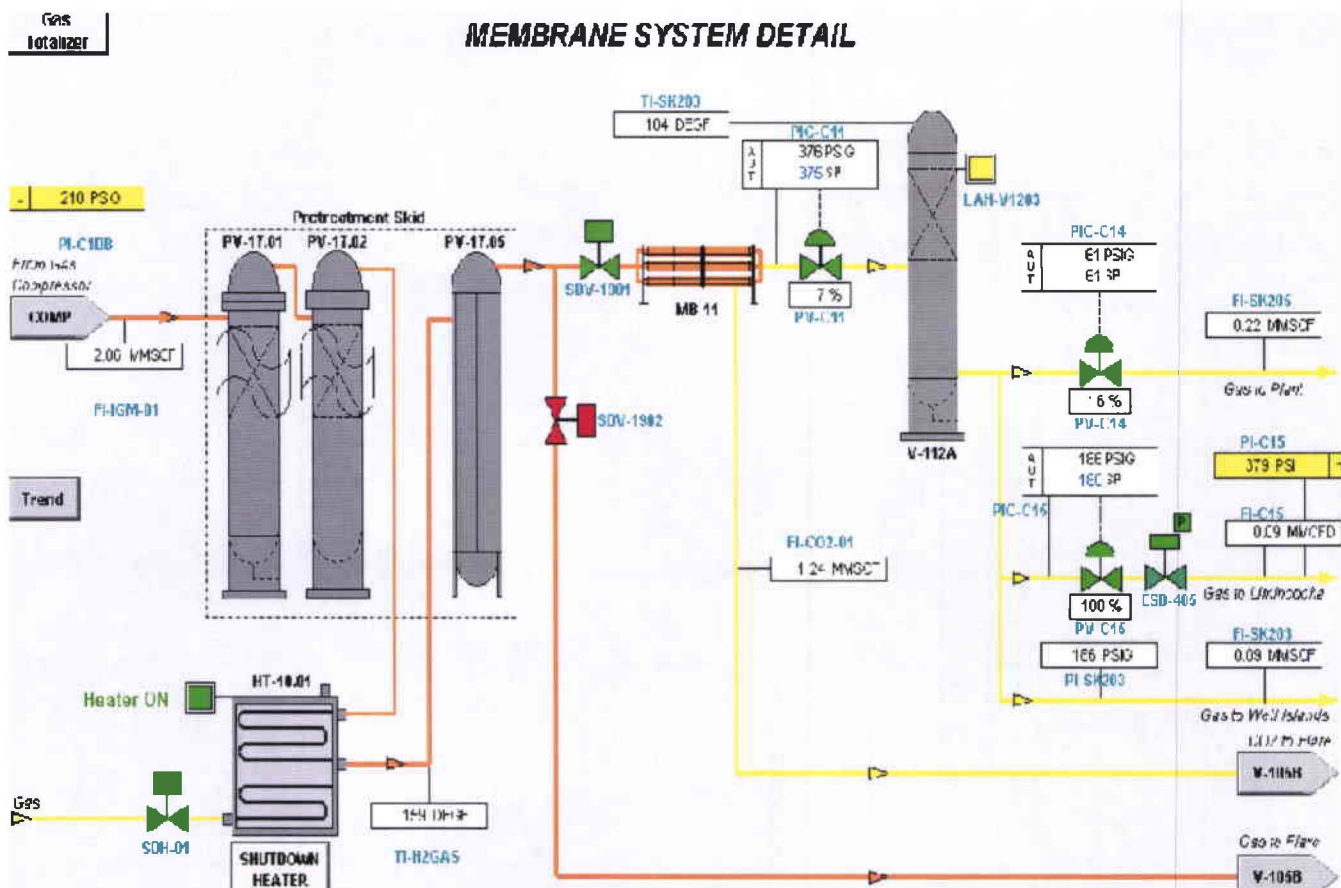
Anexo 5

Tratamiento de Gas: Fase de Enfriamiento



Anexo 7

Tratamiento de Gas: Fase de Purificación



Anexo 8

Anexo No. 8
Detalle de Inversión Propuesta # 1

| Rubro | Mes 1 | Mes 2 | Mes 3 | Mes 4 | Mes 5 | Mes 6 | Mes 7 | Mes 8 | Mes 9 | Mes 10 | TOTAL |
|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------|
| Ingeniería Básica | 212.000 | | | | | | | 20.000 | 45.000 | 7.000 | 284.000 |
| Equipos | - | 191.400 | - | 574.200 | 558.800 | - | 589.600 | - | | | 1.914.000 |
| Materiales | - | - | 123.750 | 55.000 | 55.000 | 64.453 | | | | | 298.203 |
| Logística y Transporte | | | | | 50.050 | 138.600 | 11.550 | 412.720 | 6.497 | | 619.417 |
| Trabajos Civiles | | | | | | | | 121.624 | 186.750 | 252.250 | 560.624 |
| Servicios Profesionales | 37.585 | 33.933 | 21.939 | 111.550 | 117.693 | 35.999 | 106.577 | 98.279 | 42.238 | 45.962 | 651.756 |
| Contingencias (10%) | 24.959 | 22.533 | 14.569 | 74.075 | 78.154 | 23.905 | 70.773 | 65.262 | 28.049 | 30.521 | 432.800 |
| IVA 12% | 32.945 | 29.744 | 19.231 | 97.779 | 103.164 | 31.555 | 93.420 | 86.146 | 37.024 | 40.288 | 571.296 |
| TOTAL | \$ 307.000 | \$ 278.000 | \$ 179.000 | \$ 913.000 | \$ 963.000 | \$ 295.000 | \$ 872.000 | \$ 804.000 | \$ 346.000 | \$ 376.000 | \$ 5.332.000 |

Anexo 9

Anexo No. 9
Detalle de Inversión Propuesta # 2

| Rubro | Mes 1 | Mes 2 | Mes 3 | Mes 4 | Mes 5 | Mes 6 | Mes 7 | Mes 8 | Mes 9 | TOTAL |
|-------------------------|-------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------|
| Ingeniería Básica | 99.000 | | | | | | | | | 99.000 |
| Servicios Profesionales | 10.000 | | | | | | | | | 10.000 |
| Materiales | | | | 25.000 | 19.000 | 19.000 | | | | 63.000 |
| Equipos | | | 12.000 | 41.500 | 53.500 | 12.000 | | | | 119.000 |
| Fletes | | | | | | | 51.000 | | | 51.000 |
| Transporte | | | | | | | 27.000 | | | 27.000 |
| Mano de Obra | | | | 22.000 | 22.000 | | | | | 44.000 |
| Ingeniería de Detalle | 65.000 | 7.000 | | | | | | | | 72.000 |
| Construcciones Básicas | | | | 12.000 | 12.000 | | 121.000 | 121.000 | 103.000 | 369.000 |
| Otros | 26.000 | 1.000 | 2.000 | 15.000 | 15.000 | 5.000 | 29.000 | 18.000 | 15.000 | 126.000 |
| Contingencias (10%) | 20.000 | 800 | 1.400 | 11.550 | 12.150 | 3.600 | 22.800 | 13.900 | 11.800 | 98.000 |
| IVA 12% | 26.400 | 1.056 | 1.848 | 15.246 | 16.038 | 4.752 | 30.096 | 18.348 | 15.576 | 129.360 |
| TOTAL | \$ 246.000 | \$ 10.000 | \$ 17.000 | \$ 142.000 | \$ 150.000 | \$ 44.000 | \$ 281.000 | \$ 171.000 | \$ 145.000 | \$ 1.208.000 |

Anexo 10

Anexo No. 10
Detalle de Inversión Propuesta # 3

| Rubro | Mes 1 | Mes 2 | Mes 3 | Mes 4 | Mes 5 | Mes 6 | Mes 7 | Mes 8 | Mes 9 | Mes 10 | TOTAL |
|----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------|
| Planta de Gas | | | | | | | | | | | |
| Ingeniería Básica | 212.000 | | | | | | | 20.000 | 45.000 | 7.000 | 284.000 |
| Equipos | | 191.400 | | 574.200 | 558.800 | | 589.600 | | | | 1.914.000 |
| Materiales | | | 123.750 | 55.000 | 55.000 | 64.453 | | | | | 298.203 |
| Logística y Transporte | | | | | 50.050 | 138.600 | 11.550 | 412.720 | 6.497 | | 619.417 |
| Trabajos Civiles | | | | | | | | 121.624 | 186.750 | 252.250 | 560.624 |
| Servicios Profesionales | 37.585 | 33.933 | 21.939 | 111.550 | 117.693 | 35.999 | 106.577 | 98.279 | 42.238 | 45.962 | 651.756 |
| Planta DTU | | | | | | | | | | | |
| Ingeniería Básica | 99.000 | | | | | | | | | | 99.000 |
| Servicios Profesionales | 10.000 | | | | | | | | | | 10.000 |
| Materiales | | | | 25.000 | 19.000 | 19.000 | | | | | 63.000 |
| Equipos | | | 12.000 | 41.500 | 53.500 | 12.000 | | | | | 119.000 |
| Fletes | | | | | | | 51.000 | | | | 51.000 |
| Transporte | | | | | | | 27.000 | | | | 27.000 |
| Mano de Obra | | | | 22.000 | 22.000 | | | | | | 44.000 |
| Ingeniería de Detalle | 65.000 | 7.000 | | | | | | | | | 72.000 |
| Construcciones Básicas | | | | 12.000 | 12.000 | | 121.000 | 121.000 | 103.000 | | 369.000 |
| Otros | 26.000 | 1.000 | 2.000 | 15.000 | 15.000 | 5.000 | 29.000 | 18.000 | 15.000 | | 126.000 |
| Contingencias (10%) | 44.959 | 23.333 | 15.969 | 85.625 | 90.304 | 27.505 | 93.573 | 79.162 | 39.849 | 30.521 | 530.800 |
| IVA 12% | 59.345 | 30.800 | 21.079 | 113.025 | 119.202 | 36.307 | 123.516 | 104.494 | 52.600 | 40.288 | 700.656 |
| TOTAL | \$ 554.000 | \$ 287.000 | \$ 197.000 | \$ 1.055.000 | \$ 1.113.000 | \$ 339.000 | \$ 1.153.000 | \$ 975.000 | \$ 491.000 | \$ 376.000 | \$ 6.540.000 |

Anexo 11

FLUJO DE CAJA PROPUESTA # 1 - MEJORAS PLANTA DE GAS

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|---------------------|---------------------|
| EGRESOS | | | | | | | | |
| INVERSIÓN | | | | | | | | |
| Planta de gas | 5.332.000 | | | | | | | |
| (1) TOTAL INVERSIÓN | \$5.332.000 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 |
| COSTOS | | | | | | | | |
| Mantenimiento planta de gas | 160.435 | 160.435 | 160.435 | 160.435 | 160.435 | 532.158 | 160.435 | 160.435 |
| Mantenimiento generadores | 147.168 | 294.336 | 441.504 | 441.504 | 501.504 | 501.504 | 501.504 | 501.504 |
| Pérdida por parada de producción | 3.360.000 | | | | | 3.360.000 | | |
| Personal adicional | 51.100 | 51.100 | 51.100 | 51.100 | 51.100 | 51.100 | 51.100 | 51.100 |
| (2) TOTAL COSTO | 3.718.703 | 505.871 | 653.039 | 653.039 | 713.039 | 4.444.762 | 713.039 | 713.039 |
| AHORRO COMPRA DE DIESEL | | | | | | | | |
| (3) Ahorro compra de diesel | (3.361.308) | (4.196.302) | (4.884.003) | (5.114.979) | (4.868.902) | (4.380.466) | (3.594.683) | (2.598.346) |
| COSTOS OPERATIVOS | | | | | | | | |
| (4) Costo (2) + Ahorro compra de diesel (3) | \$357.395 | -\$3.690.431 | -\$4.230.964 | -\$4.461.940 | -\$4.155.863 | \$64.296 | -\$2.881.644 | -\$1.885.307 |
| IMPUESTOS | | | | | | | | |
| 15% Participación de trabajadores | - | (53.609) | 420.265 | 501.345 | 535.991 | 490.080 | (142.944) | 298.947 |
| 25% Impuesto a la renta | - | (113.920) | 931.035 | 767.670 | 783.862 | 661.759 | (650.897) | 736.514 |
| (5) TOTAL IMPUESTOS | - | (167.529) | 1.351.300 | 1.269.014 | 1.319.853 | 1.151.838 | (793.841) | 1.035.461 |
| FLUJO DE CAJA -(1+4+5) | (\$5.689.395) | \$3.522.902 | \$5.582.264 | \$5.730.954 | \$5.475.716 | \$1.087.542 | \$2.087.803 | \$2.920.767 |
| VALOR ACTUAL NETO (V.A.N.) @ 11,52% | \$11.397.225 | | | | | | | |
| RETORNO DE LA INVERSIÓN (años) | | | | | | | | 3,3 |

* Para el calculo de los impuestos fue descontado el monto de amortización correspondiente a cada año

Anexo 12

FLUJO DE CAJA PROPUESTA # 2 - MEJORAS PLANTA D.T.U.

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|---------------------|---------------------|
| EGRESOS | | | | | | | | |
| INVERSIÓN | | | | | | | | |
| Planta D.T.U | 1.208.000 | | | | | | | |
| (1) TOTAL INVERSIÓN | \$1.208.000 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 |
| COSTOS | | | | | | | | |
| Mantenimiento planta D.T.U | 163.144 | 163.144 | 163.144 | 163.144 | 163.144 | 541.144 | 163.144 | 163.144 |
| Químicos adicionales | 35.628 | 35.628 | 35.628 | 35.628 | 35.628 | 35.628 | 35.628 | 35.628 |
| Pérdida por calidad de crudo | 5.512 | 5.512 | 5.512 | 5.512 | 5.512 | 5.512 | 5.512 | 5.512 |
| Pérdida por parada de producción | 3.360.000 | | | | | 3.360.000 | | |
| Pérdida por crudo no vendido | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 |
| Personal adicional | 51.100 | 51.100 | 51.100 | 51.100 | 51.100 | 51.100 | 51.100 | 51.100 |
| (2) TOTAL COSTO | 7.703.384 | 4.343.384 | 4.343.384 | 4.343.384 | 4.343.384 | 8.081.384 | 4.343.384 | 4.343.384 |
| AHORRO COMPRA DE DIESEL | | | | | | | | |
| (3) Ahorro compra de diesel | (6.779.979) | (6.990.269) | (6.990.269) | (6.990.269) | (6.990.269) | (6.990.269) | (6.990.269) | (6.990.269) |
| COSTOS OPERATIVOS | | | | | | | | |
| (4) Costo (2) + Ahorro compra de diesel (3) | \$923.404 | -\$2.646.885 | -\$2.646.885 | -\$2.646.885 | -\$2.646.885 | \$1.091.115 | -\$2.646.885 | -\$2.646.885 |
| IMPUESTOS | | | | | | | | |
| 15% Participación de trabajadores | - | (138.511) | 366.833 | 366.833 | 366.833 | 366.833 | (193.867) | 366.833 |
| 25% Impuesto a la renta | - | (294.335) | 877.631 | 519.680 | 519.680 | 519.680 | (671.808) | 916.842 |
| (5) TOTAL IMPUESTOS | \$0 | -\$432.846 | \$1.244.464 | \$886.512 | \$886.512 | \$886.512 | -\$865.675 | \$1.283.675 |
| FLUJO DE CAJA (1+4-5) | (\$2.131.404) | \$2.214.039 | \$3.891.349 | \$3.533.397 | \$3.533.397 | (\$204.603) | \$1.781.210 | \$3.930.560 |
| VALOR ACTUAL NETO (V.A.N.) @ 11,52% | | | | | | | | \$9.376.176 |
| RETORNO DE LA INVERSIÓN (años) | | | | | | | | 2,3 |

* Para el calculo de los impuestos fue descontado el monto de amortización correspondiente a cada año

Anexo 13

FLUJO DE CAJA PROPUESTA # 3 - MEJORAS PLANTA DE GAS Y D.T.U.

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| EGRESOS | | | | | | | | |
| INVERSION | | | | | | | | |
| Planta de gas | 5.332.000 | | | | | | | |
| Planta D.T.U | 1.208.000 | | | | | | | |
| (1) TOTAL INVERSIÓN | \$6.540.000 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 |
| COSTOS | | | | | | | | |
| Mantenimiento planta de gas | 160.435 | 160.435 | 160.435 | 160.435 | 160.435 | 532.158 | 160.435 | 160.435 |
| Mantenimiento generadores | 147.168 | 294.336 | 441.504 | 441.504 | 501.504 | 501.504 | 501.504 | 501.504 |
| Mantenimiento planta D.T.U | 163.144 | 163.144 | 163.144 | 163.144 | 163.144 | 541.144 | 163.144 | 163.144 |
| Químicos adicionales | 35.628 | 35.628 | 35.628 | 35.628 | 35.628 | 35.628 | 35.628 | 35.628 |
| Pérdida por calidad de crudo | 5.512 | 5.512 | 5.512 | 5.512 | 5.512 | 5.512 | 5.512 | 5.512 |
| Pérdida por parada de producción | 3.360.000 | | | | | 3.360.000 | | |
| Pérdida por crudo no vendido | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 | 4.088.000 |
| Personal adicional | 102.200 | 102.200 | 102.200 | 102.200 | 102.200 | 102.200 | 102.200 | 102.200 |
| (2) TOTAL COSTO | 8.062.086 | 4.849.254 | 4.996.422 | 4.996.422 | 5.056.422 | 9.166.146 | 5.056.422 | 5.056.422 |
| AHORRO COMPRA DE DIESEL | | | | | | | | |
| (3) Ahorro compra de diesel | (6.779.979) | (9.843.924) | (11.874.272) | (12.105.247) | (11.859.171) | (11.370.734) | (9.798.977) | (7.192.630) |
| COSTOS OPERATIVOS | | | | | | | | |
| (4) Costo (2) + Ahorro compra de diesel (3) | \$1.282.107 | -\$4.994.669 | -\$6.877.849 | -\$7.108.825 | -\$6.802.748 | -\$2.204.589 | -\$4.742.555 | -\$2.136.207 |
| IMPUESTOS | | | | | | | | |
| 15% Participación de trabajadores | - | (192.316) | 585.700 | 868.177 | 902.824 | 856.912 | 167.188 | 547.883 |
| 25% Impuesto a la renta | - | (408.672) | 1.380.837 | 1.430.006 | 1.303.541 | 1.181.438 | (251.704) | 1.045.827 |
| (5) TOTAL IMPUESTOS | \$0 | -\$600.988 | \$1.966.538 | \$2.298.183 | \$2.206.365 | \$2.038.351 | -\$84.516 | \$1.593.710 |
| FLUJO DE CAJA (1+4-5) | (\$7.822.107) | \$4.393.681 | \$8.844.387 | \$9.407.008 | \$9.009.114 | \$4.242.939 | \$4.658.039 | \$3.729.917 |
| VALOR ACTUAL NETO (V.A.N.) @ 11,52% | \$20.140.458 | | | | | | | |
| RETORNO DE LA INVERSIÓN (años) | | | | | | | | 3,1 |

* Para el calculo de los impuestos fue descontado el monto de amortización correspondiente a cada año

Anexo No. 14

Anexo No. 14 Flujos de Caja

| Propuesta | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|--|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Propuesta # 1 Mejoras planta de Gas | -5.689.395 | 3.522.902 | 5.582.264 | 5.730.954 | 5.475.716 | 1.087.542 | 2.087.803 | 2.920.767 |
| Propuesta # 2 Mejoras planta de DTU | -2.131.404 | 2.214.039 | 3.891.349 | 3.533.397 | 3.533.397 | -204.603 | 1.781.210 | 3.930.560 |
| Propuesta # 3 Mejoras planta de Gas y DTU | -7.822.107 | 4.393.681 | 8.844.387 | 9.407.008 | 9.009.114 | 4.242.939 | 4.658.039 | 3.729.917 |

Anexo No. 15

Anexo No. 15 Ahorro Compra de Diesel

| Propuesta | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|--|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|
| Propuesta # 1 Mejoras planta de Gas | 3.361.308 | 4.196.302 | 4.884.003 | 5.114.979 | 4.868.902 | 4.380.466 | 3.594.683 | 2.598.346 |
| Propuesta # 2 Mejoras planta de DTU | 6.779.979 | 6.990.269 | 6.990.269 | 6.990.269 | 6.990.269 | 6.990.269 | 6.990.269 | 6.990.269 |
| Propuesta # 3 Mejoras planta de Gas y DTU | 6.779.979 | 9.843.924 | 11.874.272 | 12.105.247 | 11.859.171 | 11.370.734 | 9.798.977 | 7.192.630 |