UNIVERSIDAD INTERNACIONAL SEK

MBA

Trabajo de fin de carrera titulo:

OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS OPERATIVOS EN UNA EMPRESA PETROLERA

Realizado por:

XAVIER GUSTAVO LUDEÑA MENA

Como requisito para la obtención del titulo

MASTER EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS

QUITO, DICIEMBRE DEL 2008

DECLARACIÓN JURAMENTADA

Yo, Xavier Gustavo Ludeña Mena declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o certificación profesional; y que he consultado las referencias bibliografías que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la UNIVERSIDAD INTERNACIONAL SEK, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

…….

Xavier Gustavo Ludeña Mena

DECLARATORIA

El presente trabajo de investigación de fin de carrera titulado

OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS OPERATIVOS EN UNA EMPRESA PETROLERA

Realizado por

XAVIER GUSTAVO LUDEÑA MENA

Como requisito para la obtención del titulo de

MASTER EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS

Ha sido dirigido por el profesor

ING. ROBERTO UNDA, MBA

Quien considera que constituye un trabajo original de su autor

…….

ING. ROBERTO UNDA, MBA

Los profesores informantes

Economista Rodrigo Sáenz

Economista Milton Rivadeneira

Después de revisar el trabajo escrito presentado,

Lo han calificado como apto para su defensa oral ante el tribunal examinador.

…… ……..

Economista Rodrigo Sáenz Economista Milton Rivadeneira

Quito, a 10 de diciembre del 2008

RESUMEN EJECUTIVO

En la actualidad, casi todos los países dependen de los derivados del petróleo, para las empresas de exploración y explotación petrolera el primer paso es la localización de las reservas, para su posterior explotación que emplea diversas tecnologías que deben ser consideradas en la incorporación de reservas, el mejoramiento de la producción y la optimización de los costos operativos asociados con la operación hidrocarburífera.

El riesgo asociado con la incertidumbre en la ubicación de nuevas reservas y la variación en los costos de venta del petróleo a nivel mundial dado por las condiciones de oferta -demanda y los problemas políticos de los principales países productores, hacen que la optimización en la operación de extracción petrolera sea vital para el éxito de las empresas del ramo.

El presente estudio concentra su análisis en una empresa petrolera que opera en el oriente ecuatoriano, para la que se han identificado todas las cuentas operativas, de estas se han determinado las que tienen mayor incidencia en la operación. La lógica de este estudio apunta a la optimización de las cuentas principales en busca optimizar el comportamiento general del costo operativo.

Se ha determinado que la principal cuenta a ser optimizada es la referente al consumo de diesel, mediante proyectos de inversión encaminados a su consumo más eficiente.

ABSTRACT

Nowadays, almost every country depends on oil derivates. For oil companies the first step is to localize new reserves for their future exploitation, which requires new technologies in order to add reserves, production improvement and optimization of operative costs.

Risk associated with uncertainty on adding reserves and variations of final worldwide oil price because of offer-demand behavior and political problem of big production countries, determine that operative cost optimization is essential for oil companies success.

Current study focuses its analysis on an Ecuadorian oil company which operates in the orient basis of Ecuador. It was firstly identified all operative cost, then cost with the greatest impact on operation were highlighted.

The logic of this study appoints to optimize just main accounts, in that way the Diesel account consumption optimization is the primarily objective of this study through the implementation of an investment project.

CAPITULO 1 LA EMPRESA 6

1.1 INTRODUCCIÓN 6

1.2 TRAYECTORIA HISTÓRICA 10

1.2.1 De los accionistas 10

1.2.2 De los bloques 11

1.3 ESQUEMAS DE COMERCIALIZACIÓN 11

1.3.1 Crudos de referencia 11

1.3.2 Grado del crudo 12

1.3.3 Análisis sobre el precio del crudo 12

1.3.4 Crudo WTI 14

1.3.5 Crudos ecuatorianos 15

1.4 DEFINICIÓN DE LA MISIÓN DE LA EMPRESA 15

1.5 DEFINICIÓN DE LA VISIÓN DE LA EMPRESA 16

1.6 DEFINICIÓN DEL ALCANCE DEL PRESENTE ESTUDIO 16

CAPITULO 2 ANÁLISIS DEL ENTORNO DE LA EMPRESA 17

2.1 DESCRIPCIÓN DEL FODA 17

2.2 ANÁLISIS FODA DE “LA EMPRESA PETROLERA” 17

2.2.1 Análisis del entorno interno de la empresa 17

2.2.1.1 Fortalezas 17

2.2.1.2 Debilidades 22

2.2.2 Análisis del entorno externo de la empresa 24

2.2.2.1 Oportunidades 24

2.2.2.2 Amenazas 25

2.3 ESTRATEGIAS FODA 27

2.3.1 Tipos de estrategia 27

2.3.1.1 Estrategia DA 27

2.3.1.2 Estrategia DO 28

2.3.1.3 Estrategia FA 28

2.3.1.4 Estrategia FO 28

2.3.2 Estrategia de “La Empresa petrolera” 28

2.3.2.1 Estrategia FA (maxi- mini) en “La Empresa Petrolera” 30

2.3.2.2 Estrategia FO (maxi- maxi) en “La Empresa Petrolera” 30

CAPITULO 3 ANÁLISIS DE GASTOS OPERATIVOS 31

3.1 LISTADO Y DESCRIPCIÓN DE LAS CUENTAS DE MAYOR IMPACTO EN LA OPERACIÓN 31

3.2 PROCEDIMIENTO PARA ASIGNACIÓN DE GASTOS A LAS CUENTAS 36

3.3 LISTADO DE CUENTAS DE MAYOR IMPACTO EN LA COMPAÑÍA 37

3.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS COSTOS FIJOS Y VARIABLES 43

3.5 ANÁLISIS DE LOS GASTOS HISTÓRICOS CARGADOS A LAS CUENTAS DE MAYOR IMPACTO 44

3.6 GASTOS DE DIESEL POR BLOQUE 44

3.7 RESUMEN DE COSTOS OPERATIVOS DE LA EMPRESA 46

CAPITULO 4 PRESENTACIÓN DE PLANES DE OPTIMIZACIÓN 48

4.1 PRESENTACIÓN DEL PROYECTO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE GASTOS OPERATIVOS 49

4.2 PRESENTACIÓN DE OPCIONES DE CONSUMO DE GAS EN REEMPLAZO DEL DIESEL 52

4.2.1 Uso de sistemas de substitución de diesel por gas en generadores a diesel. 52

4.2.2 Uso de generadores a gas. 53

4.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA OPCIÓN RECOMENDADA 53

4.4 PRESENTACIÓN DEL PROYECTO AL COMITÉ TÉCNICO 54

4.4.1 Recomendación 56

4.5 ESTUDIOS DE INGENIERÍA PRELIMINAR 57

4.6 DESARROLLO DEL PROYECTO 60

CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 62

ANEXOS 68

ANEXO 1 69

ANEXO 2 78

ANEXO 3 83

ANEXO 4 85

ANEXO 5 87

ANEXO 6 89

ANEXO 7 94

ANEXO 8 98

ANEXO 9 106

ANEXO 10 125

ANEXO 11 127

ANEXO 12 129

ÍNDICE DE TABLAS

1.	Tabla 2.1	Políticas de la empresa	18
2.	Tabla 2.2	Tiempos promedios de permanencia en la empresa	20
3.	Tabla 2.3	Diferencias de idiomas y raciales	23
4.	Tabla 2.4	Valoración de estrategias	29
5.	Tabla 3.1	Descripción del listado general de la cuentas	31
6.	Tabla 3.2	Costos operativos del Bloque A	38
7.	Tabla 3.3	Costos operativos del Bloque B	40
8.	Tabla 3.4	Cuentas de mayor impacto Bloque A	42
9.	Tabla 3.5	Cuentas de mayor impacto Bloque B	43
10.	Tabla 3.6	Consumo de diesel Bloque A	45
11.	Tabla 3.7	Consumo de diesel Bloque B	46
12.	Tabla 3.8	Costos operativos Bloque A	47
13.	Tabla 3.9	Costos operativos Bloque B	47
14.	Tabla 4.1	Porcentaje de impacto del diesel del Bloque A	49
15.	Tabla 4.2	Porcentaje de impacto del diesel del Bloque B	49
16.	Tabla 4.3	Distribución de energía eléctrica Bloque A	50
17.	Tabla 4.4	Distribución de energía eléctrica Bloque B	51
18.	Tabla 4.5	Estimación final de costos	59
19.	Tabla 5.1	Comparación de Ahorros Bloque B	66

ÍNDICE DE FIGURAS

1. Figura 1.1 Variación de los precios del crudo 13
2. Figura 2.1 Producción comparativa 21
3. Figura 4.1 Producción de gas esperada y demanda de gas de los generadores 55
4. Figura 4.2 Valor presente de los ahorros de combustible 57
5. Figura 4.3 Diagrama de flujo de procesos 61
6. Figura 5.1 Diagrama de procesos para la definición de proyectos de optimización de costos operativos 63

CAPITULO 1 LA EMPRESA

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, casi todos los países dependen de los derivados del petróleo ya que la energía generada por estos derivados, es la que mueve maquinarias en las industrias, vehículos en las calles, barcos, aviones y en general en cierta forma es la que permite el desarrollo de varios sectores económicos en el mundo. Debido a que en los últimos años la disponibilidad del petróleo ha disminuido, su costo relativo se ha incrementado, siendo esta la razón principal de la existencia de empresas de exploración y explotación petrolera. Existen dos retos importantes que tienen que afrontar estas empresas: el uno es la búsqueda de nuevas reservas que permitan mantener e incrementar la producción y el otro es mantener esta producción a un costo operativo que sea económicamente rentable para la empresa.

Para las empresas de exploración y explotación petrolera el primer paso es la localización de las reservas, una vez que se ha determinado la presencia de ellas, el segundo paso es abordar el tema de la explotación. La explotación no solo consiste en perforar pozos de desarrollo sino también demanda la construcción de facilidades de superficie que permitan el manejo del fluido proveniente de los pozos, así como su operación a largo plazo. Para ello es necesario estimar las reservas probables, determinar la factibilidad de la perforación de pozos de desarrollo en función de las reservas estimadas en los análisis sísmicos; y finalmente si se concretan los dos puntos anteriores, se realiza un estudio de la construcción de las facilidades de producción. Todos estos parámetros son cuidadosamente analizados considerando:

- Escenarios de producción previstos.
- Costos estimados de las facilidades.
- Variaciones en el precio de crudo.

- Comportamientos del reservorio.
- Riesgos asociados.

Es importante señalar que en los proyectos petroleros, los análisis económicos están en función de los cambios que pueden tener las variables en el tiempo, así como los riesgos asociados. Al hablar de variables que pueden cambiar en el tiempo sin duda es fundamental tomar como tal el precio del barril de petróleo, que es altamente fluctuante por el hecho de estar vinculado no solo a la oferta y demanda sino también a los escenarios políticos mundiales. Otra de estas variables es el valor estimado de reservas probables, para lo que de forma similar se debe analizar diferentes escenarios.

Por otro lado, los riesgos asociados son varios y se los tiene que dividir en:

- Los que son propios de la empresa.
- Los que son parte del tipo de negocio – como los citados anteriormente.
- Los riesgos externos que involucran directamente a las comunidades en donde se desarrolla la actividad y el país mismo. En Ecuador este riesgo es altamente considerable.

Para la explotación de hidrocarburos se emplean diversas tecnologías que deben ser consideradas en la incorporación de reservas y en el mejoramiento de la producción. La tendencia va hacia la superación de las dificultades para localizar y evaluar nuevos yacimientos petrolíferos y así poder explotarlos eficientemente. Actualmente se estima que los yacimientos considerados económicamente agotados contienen todavía alrededor de la tercera parte de su volumen original de hidrocarburos, y los nuevos o de reciente descubrimiento ofrecen dificultades para su explotación por su profundidad, complejidad geológica y tipo de fluido.

La explotación de un yacimiento depende del conjunto de decisiones y operaciones mediante las cuales se le identifica, cuantifica, desarrolla, explota, monitorea y evalúa en todas sus etapas de producción; esto es desde su descubrimiento, pasando por su explotación, hasta su abandono.

El propósito principal en la explotación de hidrocarburos es controlar las operaciones para obtener la máxima recuperación económica en los yacimientos. Para ellos es necesario basarse en hechos, información y conocimientos, considerando las siguientes etapas:

- <u>Evaluación de yacimientos</u>

En esta etapa se realiza el estudio de suelos, de las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos.

- Desarrollo de campos

Consiste principalmente en la perforación y operación de pozos. Está condicionado por los tipos de fluidos y su comportamiento en el yacimiento. Esto determinará el número de pozos que se deben perforar, el lugar en donde se realizará dicha perforación y el método que se empleará para incrementar las ganancias.

- Recuperación de hidrocarburos

Tradicionalmente se utilizan los métodos de producción primario y secundario para recuperar in situ una tercera parte del crudo de un yacimiento.

En el método de producción primario, el crudo atrapado en un yacimiento se encuentra bajo presión; si no estuviera atrapado por rocas impermeables habría seguido ascendiendo debido a su flotabilidad hasta brotar en la superficie terrestre. Así, cuando se perfora un pozo que llega hasta una acumulación de petróleo a presión, el petróleo se expande hacia la zona de baja presión creada por el pozo en comunicación con la superficie terrestre. Sin embargo, a medida que el pozo se llena de líquido aparece una presión contraria sobre el depósito, y pronto se detendría el flujo de líquido adicional hacia el pozo si no se dieran otras circunstancias. La mayor parte del petróleo contiene una cantidad significativa de gas natural en disolución, que se mantiene disuelto debido a las altas presiones del depósito. Cuando el petróleo pasa a la zona de baja presión del pozo, el gas deja de estar disuelto y empieza a expandirse. Esta expansión, junto con la dilución de la columna de petróleo por el gas, menos denso, hace que el petróleo aflore a la superficie, esto es una recuperación primaria basada en al propia presión del yacimiento por expansión del gas disuelto. A medida que se continúa retirando líquido del yacimiento, la presión del mismo va disminuyendo poco a poco, así como la cantidad de gas disuelto. Esto hace que la velocidad de flujo del líquido hacia el pozo se haga menor y se libere menos gas. Cuando el petróleo ya no llega a la superficie se hace necesario instalar una bomba en el pozo para continuar extrayendo el crudo.

Mientras que el método de producción secundario es complementario al primario. Cuando la producción primaria se acerca a su límite económico, es posible que sólo se haya extraído un pequeño porcentaje del crudo almacenado, que en ningún caso supera el 25%.

Estos sistemas complementarios, conocidos como tecnología de recuperación mejorada de petróleo, pueden aumentar la recuperación de crudo, pero sólo con el coste adicional de suministrar energía externa al depósito. Con estos métodos se ha aumentado la recuperación de crudo hasta alcanzar una media global del 33% del petróleo presente. En la actualidad se emplean dos sistemas complementarios: la inyección de agua y la inyección de vapor.

Inyección de agua: En un campo petrolífero explotado en su totalidad, los pozos se pueden perforar a una distancia de entre 50 y 500 m, según la naturaleza del yacimiento. Si se bombea agua en uno de cada dos pozos, puede mantenerse o incluso incrementarse la presión del yacimiento en su conjunto. Con ello también se puede aumentar el ritmo de producción de crudo; además, el agua desplaza físicamente al petróleo, por lo que aumenta la eficiencia de recuperación. En algunos depósitos con un alto grado de uniformidad y un bajo contenido en arcilla o barro, la inundación con agua puede aumentar la eficiencia de recuperación hasta alcanzar el 60% o más del petróleo existente. La inyección de agua se introdujo por primera vez en los campos petroleros de Pensilvania a finales del siglo XIX, de forma accidental, y desde entonces se ha extendido por todo el mundo.

Inyección de vapor: La inyección de vapor se emplea en depósitos que contienen petróleo muy viscoso. El vapor no sólo desplaza el petróleo, sino que reduce mucho la viscosidad (al aumentar la temperatura del yacimiento), con lo que el crudo fluye más deprisa a una presión dada. Este sistema se ha utilizado mucho en California, Estados Unidos, y Zulia, Venezuela, donde existen grandes depósitos de este tipo de petróleo. También se están realizando experimentos para intentar demostrar la utilidad de esta tecnología en la recuperación de las grandes acumulaciones de petróleo viscoso (betún) que existen a lo largo del río Athabasca, en la provincia de Alberta, en Canadá, y del río Orinoco, en el este de Venezuela. Si estas pruebas tienen éxito, la era del predominio del petróleo podría extenderse varias décadas.

- Sistemas e instalaciones de producción

Esta etapa tiene una estrecha interrelación con el estudio de los fluidos, pero es el mismo pozo y/o su diseño superficial el que determina la recuperación del crudo en forma optimizada, con la disposición de instalaciones superficiales adecuadas para la producción actual y futuras expansiones.

1.2 TRAYECTORIA HISTÓRICA

1.2.1 De los accionistas

La empresa que se analizará, se denomina “La empresa petrolera” y opera en el oriente ecuatoriano en los bloques de explotación y desarrollo A, B y T; además su operación se extiende a la estación de almacenamiento y transferencia de Nueva Loja, así como a la participación en la operación del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) por su porcentaje en las acciones.

“La empresa petrolera” es un consorcio originario de las Islas Vírgenes Británicas, y ésta adquirió los citados bloques y activos a su homologa “American Oil” en Febrero del año 2006. Este consorcio está formado por dos empresas originarias de Asia: el 55% de las acciones pertenecen a “Chinese Oil Company” y el 45% pertenece a “Oriental Oil Company”.

“Chinese Oil Company” es una de las compañías de energía más importantes del mundo. Es una empresa estatal cuyas operaciones comerciales cubren un amplio espectro de actividades. En la industria petrolera, específicamente, se dedica a la exploración, explotación y producción de hidrocarburos, así como a su transporte y refinación (para obtención de derivados); además de marketing nacional y comercio internacional. En el 2005, según el ranking del semanario U.S. Petroleum Intelligence, “Chinese Oil Company” ocupó el noveno puesto entre las 50 mejores empresas petroleras del mundo, basados en índices de reservas de petróleo y gas, en las cifras de producción, capacidad de procesamiento de crudo, y en la venta de productos refinados. En el año 2005, “la compañía también se ubicó en el puesto 46 entre las 500 mejores empresas por volumen de ventas, según The Fortune Global 500”. [1]

A continuación, se detallan las cifras de la producción del año 2005 de la compañía “Chinese Oil Company”:

Petróleo: 2.58 millones de barriles diarios.

Gas: 3.55 billones de pies cúbicos al día.

[1] Texto tomado de la pagina Intranet de la “Empresa Petrolera”.

Total activos: USD 92.03 billones.

Ingresos: USD 86.7 billones.

Ganancia: USD 22.3 billones.

Por otro lado, “Oriental Oil Company” es una compañía petrolera y petroquímica estatal cuyas actividades se centran en la exploración, producción y refinamiento de petróleo y gas, así como en la producción química, marketing y distribución de productos. Es el segundo productor de petróleo más importante de China y su producción también del año 2005 fue como se detalla a continuación:

Petróleo: 753.123 barriles diarios.

Gas: 609 millones de pies cúbicos diarios.

Cuenta con 3.294 millones de barriles de reservas probadas de petróleo; y 2.952 billones de pies cúbicos en reservas probadas de gas. Su capacidad de refinación de petróleo fue de 160 millones de toneladas (3.22 millones de barriles diarios). Es el mayor distribuidor de productos derivados de petróleo de China (gasolina, diesel, jet fuel, entre otros).

1.2.2 De los bloques

“La empresa petrolera” adquirió los bloques y activos mencionados previamente en febrero del 2006 a la empresa canadiense American Oil, manteniendo los contratos fijados con el estado así como todos los derechos y obligaciones de su predecesora.

1.3 ESQUEMAS DE COMERCIALIZACIÓN

1.3.1 Crudos de referencia

Los crudos de referencia son los siguientes:

- Brent Blend, compuesto de 15 crudos procedentes de campos de extracción en los sistemas Brent y Ninian de los campos del Mar del Norte, este crudo se almacena y carga en la terminal de las Islas Shetland . La producción de crudo de Europa, África y Oriente Medio sigue la tendencia marcada por los precios de este crudo.
- West Texas Intermediate (WTI) para el crudo estadounidense.
- Dubai se usa como referencia para la producción del crudo de la región Asia - Pacífico.
- Tapis (de Malasia), usado como referencia para el crudo ligero del Lejano Oriente.
- Minas (de Indonesia), usado como referencia para el crudo pesado del Lejano Oriente.

1.3.2 Grado del crudo

El petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo a su medición de gravedad API.

Crudo liviano es definido como el que tiene gravedades API mayores a 31.1 °API

Crudo mediano es aquel que tiene gravedades API entre 22.3 y 31.1 °API.

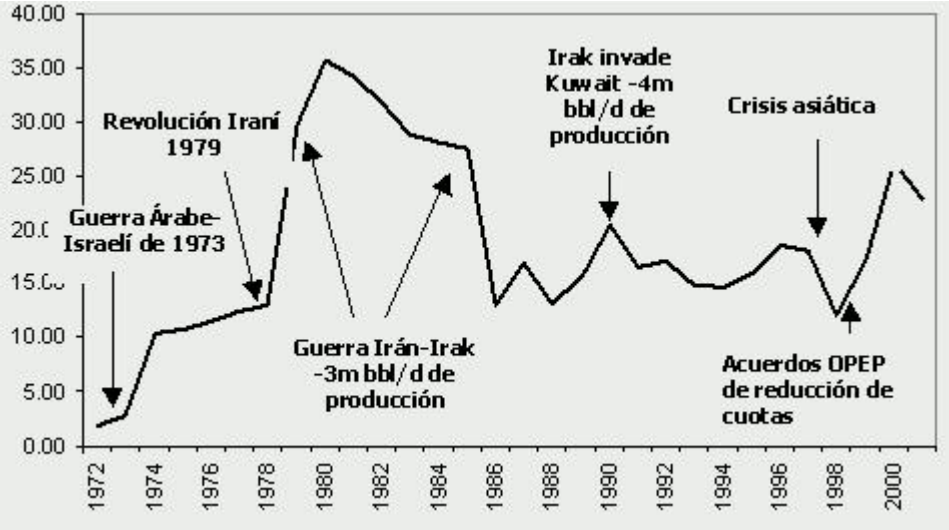
Crudo pesado es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22.3 °API.

Crudo extrapesado es aquel que tiene gravedades API menores a 10 ° API. A estos crudos también se les denomina bitúmenes.

1.3.3 Análisis sobre el precio del crudo

Los precios del crudo han tenido una estrecha correlación con los problemas que se suscitan en Oriente Medio. En la figura se puede ver con claridad la elevada correlación existente entre los precios del crudo y diversos acontecimientos geopolíticos ocurridos en este sector del planeta. La cobertura de la demanda energética parece depender cada vez más de esta región, por lo que es fácil extrapolar que un factor clave para la estabilidad de precios y suministro energético radica en estos países.

Figura 1.1 Variación de los precios del crudo



Fuente: www.muchapasta.com/b/var/OPEP.php

1960-1973: por debajo de 5 dólares por barril

1974-1979: de entre 5 y 12 dólares por barril

1979-1985: por encima de 30 dólares por barril

1986-1990: objetivo explícito de 18 dólares por barril

1991-2000: de 21 dólares por barril

2000-2005: banda de precios de 22 a 28 dólares por barril

2006- : por encima de 60 dólares por barril

No es fácil saber cuál es el verdadero precio del petróleo en el mercado. Tradicionalmente, el crudo Brent (en Europa) y el West Texas Intermediate (WTI) (en Estados Unidos) servían como referencias principales, dado que su precio se movía paralelo. Últimamente el valor del WTI, así como su uso general como referencia está en duda en ciertos lugares, según analistas e intermediarios del mercado, debido que usualmente Brent tiene sufre de escaladas de precios más altas que WTI. El diferencial entre ambos, que habitualmente solía situarse a favor del WTI, ha llegado a estar a favor de Brent. El precio de ambas referencias es clave para el mercado, ya que la compra-venta de otros crudos se vincula a

ellas mediante fórmulas, que suelen incluir una prima o descuento, en función de calidad. Si el WTI no refleja correctamente el precio, por el problema que sea, la cotización de millones de barriles de crudo podría desajustarse.

1.3.4 Crudo WTI

La industria petrolera clasifica al crudo de acuerdo al lugar de origen (I.e. WTI, Bent, etc.), de acuerdo a su peso relativo o viscosidad (I.e. liviano, intermedio o pesado); desde el punto de vista de refinación se lo puede clasificar como dulce o agrio, esto esta basado en el contenido de azufre, pues a medida que el contenido aumenta requiere procesos adicionales en su refinamiento.

EL crudo WTI posee las siguientes características:
Gravedad API: 38.7 grados API

WTI es considerado "dulce" pues su contenido de azufre esta alrededor del 0.24%. Está considerado como un crudo de alta calidad con facilidad para su refinación, se dice que es aprovechable para la producción de gasolinas en un 91%.

En Ecuador, se adoptó como referencia, para establecer el precio del crudo nacional, el WTI en el año de 1996. El crudo ecuatoriano al ser agrio y pesado, tiene un proceso de refinación más costoso y se estima que su rendimiento para la producción de gasolinas es de apenas el 60%. Al usar como referencia el WTI, se procede a obtener una diferencia por calidad que nos da el precio del crudo ecuatoriano.

A este factor se suman otros como la demanda, pues al ser los crudos pesados excelentes para la producción de diesel y bunker, utilizados para cosechas y en la calefacción, su demanda puede aumentar estacionalmente.

1.3.5 Crudos ecuatorianos

Crudo Napo es el que tiene valores de 20 grados API y 2,2% de azufre en peso, este es el que exportan las firmas privadas socias de OCP Ecuador SA, mientras que el crudo Oriente es de mejor calidad con valores de 24 grados API y 1,6% de azufre en peso.
Esto crudos sufren un descuento en sus valores respecto al crudo WTI que forma parte de la fórmula de precios que se aplican para vender el crudo en el mercado libre.
Esto es: el crudo marcador West Texas Intermediate (WTI), menos el diferencial establecido por las firmas especializadas Plat´s y Argus de los Estados Unidos. Entonces se habla de un valor que las empresas compradoras pueden otorgar a Petro Ecuador.

1.4 DEFINICIÓN DE LA MISIÓN DE LA EMPRESA

Una empresa petrolera internacional conformada por un talentoso grupo multicultural, cuya actividad gira en torno a la explotación del petróleo mediante la utilización de altos estándares tecnológicos que permiten un cuidado absoluto del ambiente. Las acciones privilegian el respeto, apoyo y colaboración a los temas sociales y ciudadanos, priorizando el desarrollo económico del país mediante planes de negocio de largo plazo, generados y ejecutados conforme a las regulaciones y leyes del Ecuador.

OBJETIVOS

- Mantener altos estándares de salud, seguridad industrial y ambiente, estableciendo una armonía entre la energía y el ambiente.
- Auspiciar el codesarrollo y cooperación entre la compañía y las comunidades vecinas.
- Maximizar el rendimiento para los accionistas así como la inversión e ingresos para el gobierno.
- Desarrollar un competente equipo de trabajo ecuatoriano.
- Optimizar las operaciones a través de la sinergia entre tecnología y trabajo en equipo. [2]

[2] Objetivos tomados de la Intranet de la compañía.

1.5 DEFINICIÓN DE LA VISIÓN DE LA EMPRESA

Ser la empresa petrolera en operación más importante del país.

Esta premisa abarca un crecimiento en los activos y en la inclusión de nuevas reservas, basados en un respeto a las comunidades donde se desarrollan las actividades y respetando los más altos estándares de protección ambiental.

1.6 DEFINICIÓN DEL ALCANCE DEL PRESENTE ESTUDIO

De los tres bloques mencionados, el presente estudio se centrará en el B, estableciendo con el uso de este un modelo que permita su uso en otras operaciones y proyectos. Por otro lado en el tercer bloque, bloque “T”, tiene el comportamiento de un bloque totalmente desarrollado en donde los se han realizado varias inversiones en búsqueda de la optimización de los costos operativos, incluso una central de energía eléctrica a gas y un sistema de producción de diesel. Esto ha involucrado modernos sistemas de distribución de energía y sistemas de comunicación para un mejor control de la operación.

CAPITULO 2 ANÁLISIS DEL ENTORNO DE LA EMPRESA

2.1 DESCRIPCIÓN DEL FODA

> "El análisis FODA es una de las herramientas esenciales que provee los insumos necesarios al proceso de planeación estratégica, proporcionando la información necesaria para la implantación de acciones, medidas correctivas y la generación de nuevos o mejores proyectos de mejora". [3]

Las fortalezas y debilidades son parte del análisis interno de la institución, esto es identificar cuáles son las fortalezas con las que cuenta la empresa y cuáles las debilidades que obstaculizan el cumplimiento de los objetivos. Por otro lado las oportunidades y amenazas se atribuyen a agentes externos a la empresa. Las oportunidades son de vital importancia, pues pueden proporcionar un panorama de lo que el exterior puede proporcionar.

2.2 ANÁLISIS FODA DE "LA EMPRESA PETROLERA"

2.2.1 Análisis del entorno interno de la empresa

2.2.1.1 Fortalezas

"La empresa Petrolera" es una corporación que viene desde una compañía pequeña, la misma que fue absorbida por corporaciones mas grandes, hasta llegar a la empresa que es hoy. Estas migraciones han traído consigo la incorporación de políticas y procedimientos propios de los nuevos propietarios, que a su vez se han ido fusionando con las mejores prácticas que se tenían en las organizaciones precedentes. A lo anterior se suma el hecho de que muchos de los empleados de la empresa, han sido parte de ella desde sus

[3] Instituto Politécnica Nacional, Metodología para el análisis FODA, Dirección de planificación, Marzo 2002, Pagina 1.

organizaciones precedentes logrando el efecto de continuar aplicando las mejores prácticas y a que ellas sean transmitidas a los nuevos empleados.

- F-1.- La empresa cuenta con políticas y procedimientos establecidos, los cuales son bien conocidos por el personal que ya tiene cierto tiempo trabajando en ella. A continuación se detalla las políticas de la empresa:

Tabla 2.1. Políticas de la empresa

POLÍTICAS DE LA EMPRESA PETROLERA
1. Lineamientos generales para el empleado. Cronograma de trabajo y asistencia Solicitudes para ausentarse de la oficina Días feriados públicos Políticas de investigaciones Políticas sobre las normas de vestir Manejo de la información del empleado Acciones de personal Acciones disciplinarias
2. Compensaciones, salarios y beneficios. Compensación Incentivo por logros especiales Rol de pagos Pago de salarios Bono de campo Décimo tercer sueldo Décimo cuarto sueldo Fondo de reserva Pago de sobre tiempo y de días extras Anticipos de sueldo Reparto de utilidades **Beneficios** Póliza de seguro de vida y de cobertura médica Prestamos de la compañía Designación de espacios para parqueo Programa de asistencia para los empleados y sus familias Plan de ahorros Política de reconocimiento por años de servicio

Vacaciones Tarjetas de descuento
3. Entrenamiento y desarrollo del empleado. Entrenamiento Subsidio de educación Programa de entrenamiento para operadores Entrenamiento en idiomas Entrenamiento en computación
4. Reclutamiento Reclutamiento y contratación de los empleados de la empresa Pasantias
5. Programa de gestión de desempeño Ciclo de contratación para el desempeño Iniciativas de desarrollo personal Proceso de evaluación del desempeño Escala de evaluación Retroalimentación continua durante todo el año Herramientas y recursos

La rotación de empleados en esta empresa es moderada, se estima que el tiempo promedio de cada uno es de cinco años de permanencia en la empresa, encontrándose ciertos ejecutivos que han presenciado el desarrollo de los bloques desde su inicio, es decir hace diecisiete años y una experiencia laboral acumulada que supera los treinta años. Lo expuesto permite que varios grupos de trabajo conozcan en detalle varios temas particulares inherentes a sus áreas de desempeño. Solo por citar algunos ejemplos se puede indicar que: los ingenieros de producción muchas veces saben por memoria cuales fueron los trabajos que se realizaron a ciertos pozos, los ingenieros de facilidades saben de sus proyectos e instalaciones hechas en las facilidades de producción sin muchas veces tener la necesidad de recurrir a los archivos, mientras que los grupos de relaciones gubernamentales conocen los procesos y leyes de la industria petrolera en detalle.

- F-2.-Se cuenta con un equipo de profesionales de buena experiencia en los diferentes departamentos y que sobre todo han trabajado un tiempo considerable en la empresa. Conocen bien varios aspectos particulares de sus áreas de desempeño, la estructura, políticas y procedimientos internos; así como las regulaciones gubernamentales, estándares técnicos, etc. Más aun, el departamento que desarrolla proyectos de

inversión cuenta con entrenamientos formales en el área de manejos de proyectos y metodologías sustentadas por el PMI (Project Management Institute).

En la tabla se detallan los departamentos existentes en la empresa así como el número de empleados en cada uno y la función para la que fueron creados.

Tabla 2.2. Tiempos promedios de permanencia en la empresa

Departamento	**Función**	**Número de empleados**	**Tiempo en la empresa promedio**
EHS-CA	Regular aspectos ambientales, seguridad y relaciones comunitarias	63	6
Control de costos	Control de gastos de capital y operativas	15	8
Compras y Transportes	Departamentos de soporte operativo.	189	5
Operaciones de Perforación y facilidades	En esta área esta perforación, diseño y construcción de facilidades.	53	9
Asuntos legales	Manejo y coordinación de asuntos legales	8	6
Finanzas	Manejo financiero de la empresa	57	5
Oficinas de presidencia	Asuntos administrativos generales y relaciones públicas y gubernamentales.	30	9
Operaciones	Departamentos de planificación y producción.	237	6

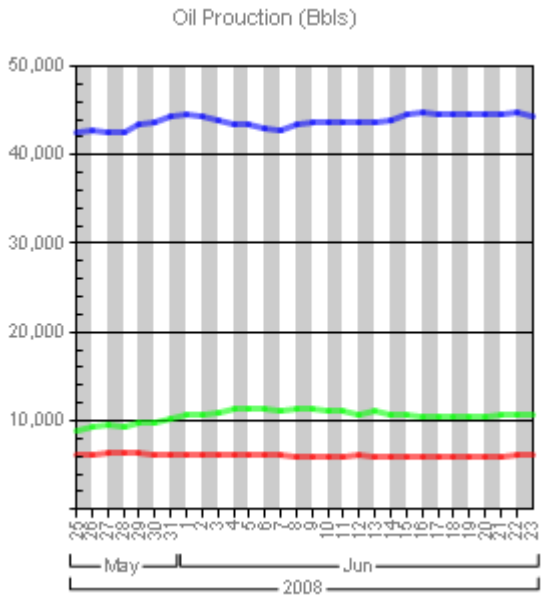
Dada la complejidad de las relaciones gubernamentales, ambientales y comunitarias; “La Empresa Petrolera” desarrolló ya desde hace varias administraciones a grupos que se dedican a verificar que la operación de la compañía y la inclusión de nuevos proyectos cumplan como mínimo con todos los estándares y requisitos que la ley solicita. Estos grupos se han constituido en elementos de control y auditoria interna que ha permitido minimizar el riesgo de ser amonestados por incumplimientos.

- F-3.-El cumplimiento de las regulaciones gubernamentales y ambientales han dejado a la compañía en una buena posición para establecer nuevos acuerdos.

Las corporaciones actuales que son propietarias de empresa, son grupos asiáticos con una gran capacidad de inversión y con posicionamientos como empresas de gran crecimiento a nivel mundial. Adicional es indudable el gran crecimiento que ha tenido China en los últimos años, lo que determina su capacidad de inversión y su necesitad de adquisición de petróleo para garantizar el nivel de vida creciente que ahora tienen su población.

- F-4.-Esta es una empresa con una gran capacidad de inversión y aceptación de niveles de riesgo, dado los volúmenes aceptables de producción. Es indudable que una vez que se definan los temas legales y se establezcan proyectos técnica y económicamente factibles, se podrá contar con importantes aportes de capital.

Figura 2.1. Producción comparativa



Bloque T, Bloque A y Bloque B.

Fuente: Información corporativa.

2.2.1.2 Debilidades

Es bien conocido el hecho de que las transacciones corporativas involucran ajustes a las estructuras que se ajusten a sus nuevos planes de crecimiento, es también indudable que los cambios traen consigo incertidumbre y nerviosismo, más aun cuando a una migración administrativa se suma la incertidumbre de una migración cultural nueva en el medio. Lo anterior ha dado lugar a que varias personas que se desempeñaban en puestos claves y que han tenido oportunidades, hayan decidido dejar la compañía. Esto ha afectado a muchos procesos y departamentos de "La Empresa Petrolera".

- D-1.- Dado los cambios organizacionales ocasionados, sea por transacciones corporativas, agentes externos, o reestructuraciones internas; varios empleados de la empresa han optado por buscar otras opciones llevándose consigo el "know how" en muchas áreas sensibles.

Algunas de las administraciones anteriores de los bloques fueron de origen norteamericano, aun hoy se cuenta con ejecutivos de ese origen y aun más, persisten muchos de los procesos y procedimientos instaurados en esas administraciones. Actualmente los propietarios son orientales y de dos corporaciones distintas, con procedimientos y perspectivas diferentes, por otro lado la mayoría del personal es nacional. El idioma oficial de la compañía es el Ingles, el mismo que no es del dominio de gran parte del personal nacional e incluso no lo es de gran parte del personal oriental, esto ha provocado grandes problemas de comunicación que requieren de varias reuniones, informes, presentaciones e incluso de medidas recursivas particulares para comprensión de temas críticos. Adicional, varios de los procedimientos estándares en la industria, bien concebidos por empresas nacionales y norteamericanas, varían mucho de los procedimientos orientales, especialmente en las prácticas de negociación.

- D-2.- Las diferentes culturas con las que se trabaja simultáneamente, entiéndase que existen diferencias de idiomas, costumbres, etc. Han creado brechas en la comunicación interna que en ocasiones afectan la planificación y ejecución de

actividades. En la Tabla se muestra los grupos culturales presentes en la empresa en porcentajes y también se indica como es el dominio de los idiomas entre dichos grupos:

Tabla 2.3. Diferencias de idiomas y raciales

Raza	**% en la empresa**	**Idioma Materno**	**Idioma secundario**
Latinos	40	Español	Ingles
Latinos	49	Español	NA
Chinos	4	Mandarín	Ingles
Chinos	2	Mandarín	Español
Norteamericano & otros	1	Ingles	Español

La migración hacia varios tipos distintos de administración, ha traído consigo varios cambios estructurales, principalmente en los equipos operativos. A su vez, la empresa a crecido substancialmente desde sus orígenes, provocando la inclusión de personal y departamentos internos en varias áreas sensibles, esto ha afectado la integración total que se tenia en sus orígenes, provocando que varios grupos realicen esfuerzos separados. Esto evidentemente tiene una repercusión en la planificación de la compañía, que muchas veces integra nuevos proyectos ejecutados por ciertos departamentos, sin incorporar las nuevas perspectivas de otros grupos de la empresa.

- D-3.- Ciertos equipos de trabajo relacionados con la planificación de actividades y proyectos, en ocasiones, están muy separados de los equipos de ejecución de los mismos. Esto por un lado afecta el hecho de contar con la información adecuada, y por otro obviamente los resultados no necesariamente son los mejores o los más económicos.

2.2.2 Análisis del entorno externo de la empresa

2.2.2.1 Oportunidades

EL gobierno ecuatoriano públicamente ha expresado su voluntad de interrelacionarse con el gobierno chino, al que incluso hizo una visita en noviembre del 2007, y ha sido públicamente expresada su voluntad de trabajar preferentemente con empresas nacionales para la concesión de nuevos campos. Este es el caso de los grupos orientales que son propietarios de la corporación "La Empresa Petrolera". Por otro lado el gobierno chino tiene la voluntad de que sus empresas inviertan en el área petrolera a fin de ayudar a satisfacer las necesidades energéticas del gigante oriental.
Esto ha dado pautas que indican la factibilidad de establecer nuevos acuerdos de inversión con el gobierno ecuatoriano.

- O-1.- Existe la apertura a relaciones intergubernamentales entre el gobierno ecuatoriano y gobiernos orientales que abren la posibilidad a acuerdos de beneficio mutuo que puedan permitir nuevos acuerdos de negocios en una relación ganar-ganar. Ver Anexo 1.

Sin dejar de ser una constante amenaza la inseguridad jurídica que afronta el país, esto ha dado lugar a que las empresas petroleras tradicionales y conocidas a nivel mundial desistan de licitar e invertir en Ecuador; esto puede dar lugar a que las inversiones orientales tengan una mayor aceptación en el medio, sobre todo tomando en cuenta que ya no muchas empresas tienen el deseo de desarrollar campos en el país que impliquen inversiones millonarias. Esto da cierta capacidad de negociación a las empresas orientales.

- O-2.- La inestabilidad económica y jurídica del estado ha alejado el interés de inversión de las grandes y tradicionales empresas petroleras norteamericanas y europeas, lo que de algún modo, permite que las ofertas de empresas asiáticas, especialmente las estatales, puedan acceder a ser presentadas con menor competencia en su aceptación. Ver Anexo 2.

2.2.2.2 Amenazas

Lamentablemente el hecho de que el país no cuente con un programa de desarrollo de las comunidades orientales, que es donde mayoritariamente se desarrolla la actividad hidrocarburífera, ha provocado que las comunidades vean en las empresas petroleras las responsables de mejorar su estilo de vida, han buscando en ellas, no solo las obras de compensación, que son comunes en determinados proyectos de inversión; sino la obligatoriedad de contratación de personal, independientemente de los reales requerimientos operativos. Por otro lado, existe la falta de una legislación que sancione los daños a las facilidades petroleras y a las disminuciones de producción provocadas por los múltiples paros provocados por ciertos dirigentes comunitarios.

- A-1.- Existen continuas paradas de operaciones ocasionadas por las conflictivas comunidades aledañas a la operación, las mismas que causan serios incrementos en los costos operativos por movilizaciones e incluso paradas de producción en determinadas circunstancias.

La actividad petrolera siempre ha estado sujeta a análisis de la opinión pública y más aun desde que los precios del barril de crudo han venido incrementándose. Esto ha dado lugar a que se especule mucho en cuanto a los ingresos que esta actividad genera sin hacer verdaderos análisis de los altos costos operativos involucrados, de las verdaderas regalías que obtiene el estado y del alto riesgo de falla asociado a la exploración del que el estado, bajo los contratos actuales, no es afectado. Esto ha provocado que el manejo de los temas petroleros salga de un contexto netamente ambiental, técnico y económico; y sean tratados solamente desde un punto de vista político.

- A-2.- El entorno social del país ha creado un paradigma negativo orientado a creer que las empresas petroleras llevan un exceso de ganancias, que perjudican al estado. Esto crea oposición a acuerdos, especialmente con gobiernos populistas.

Los planes de desarrollo petrolero están basados en análisis sísmicos y geológicos de los yacimientos, los mismos que son dependientes de la tecnología usada y de la interpretación de los técnicos que manejan estos datos. Esto da lugar a que el riesgo asociado a estas actividades sea muy alto. Los fracasos en la búsqueda de incorporación de nuevos yacimientos que permitan aumentar las reservas son muy comunes en la industria y "La Empresa Petrolera" no ha sido la excepción.

- A-3.- Es indudable que una de las más grandes amenazas que se puede afrontar en un proyecto de desarrollo petrolero es que los resultados no sean de acuerdo a lo previsto y el retorno de inversiones no se comporte de acuerdo a lo calculado.

Al ser la "La Empresa Petrolera" una nueva inversionista en el país, que adquirió los bloques basados en las reservas actuales y los contratos que regían en el Ecuador hasta la fecha de su ingreso, sus modelos económicos incorporaron esas variables en sus análisis. Existen dos modalidades de contrato con el que operan las empresas en el país, estos son de servicios y de participación. En el contrato de servicios, el crudo es del Estado y se reconoce a la empresa inversionista los costos, gastos e inversiones; por el momento solo hay una operadora bajo esta modalidad. Por otro lado esta la modalidad de participación, en esta el petróleo producido es de la compañía y de su producción, el estado recibe un porcentaje que varia en cada uno de los contratos con las empresas operadoras.

Este monto fijado en el contrato inicial fue alterado por decreto ejecutivo del gobierno del Dr. Alfredo Palacios, los análisis económicos mostraron que bajo esta nueva ley el Bloque B esta en pérdida y requiere de ajustes para optimizar sus costos operativos. La nueva modalidad propuesta de 99/1 deja totalmente inviable toda alternativa de inversión en el bloque B. Este es un riesgo latente que obstaculiza una decisión frontal de inversión en el país por parte de "La Empresa Petrolera",

Un ejemplo de este tipo de perdidas en las inversiones fue la sufrida por la "La empresa petrolera en el proyecto "BTT", en el que se invirtió aproximado de 30 MMUSD, para la construcción de plataformas, transporte de materiales, perforación de pozos, desmantelamiento de la plataforma y la posterior readecuación del sintió una vez que se determino que los pozos perforados estaban secos.

Toda la logística descrita fue helitransportadle. Estas perdidas fueron absorbidas en su totalidad por la empresa sin perjuicio alguno para el estado.

- A-4.- Los cambios a los contratos ya establecidos han afectado a la recuperación esperada de inversiones realizadas, e incluso existe la posibilidad de la cancelación de la modalidad de contrato actual y la migración hacia un contrato de servicios que deja incierta la recuperación de las inversiones de "La empresa petrolera". Ver Anexo 3.

Es del conocimiento público los últimos acontecimientos que se han venido dando en la región, que están marcados por una tendencia a la nacionalización de los recursos naturales. Este es un alto riesgo que sin duda debe ser analizado en la empresa con todas sus posibles consecuencias. Cada país, por diversas razones genera un nivel de riesgo específico para las inversiones que se realizan en él. Este riesgo es específico de un grupo de condiciones y se lo conoce como Riesgo País. "El riesgo país calculado con base en el EMBI se sustenta en la idea de que la tasa de interés de los bonos de Estados Unidos" 4. Esto se basa en una baja posibilidad que Estados Unidos no pague sus obligaciones y asume un riesgo implícito en estos bonos prácticamente inexistente.

- A-5.- Si bien por un lado existe la posibilidad de llegar a acuerdos, la tendencia regional a nacionalizaciones afecta la seguridad de nuevas inversiones. Esto se evidencia en el incremento del riesgo país. Ver Anexo 4.

2.3 ESTRATEGIAS FODA

2.3.1 Tipos de estrategia

2.3.1.1 Estrategia DA

El objetivo de la estrategia DA (Debilidades – vs. - Amenazas), es el minimizar las debilidades y amenazas en una institución. Si una empresa estuviera enfrentada sólo con

[4] http://es.wikipedia.org/wiki/Riesgo_pa%C3%ADs#searchInput#searchInput.

amenazas externas y con debilidades internas, pudiera encontrarse en una situación crítica que incluso afecte su permanencia.

2.3.1.2 Estrategia DO

La estrategia DO (Debilidades –vs.- Oportunidades), intenta minimizar las debilidades y maximizar las oportunidades. Una empresa puede identificar oportunidades en el medio ambiente externo, pero las debilidades internas pueden impedir tomar ventaja del las mismas.

2.3.1.3 Estrategia FA

La estrategia FA (Fortalezas –vs.- Amenazas), están basadas en fortalezas de la empresa, siendo su objetivo minimizar las amenazas.

2.3.1.4 Estrategia FO

Es una situación ideal en la que una empresa puede maximizar tanto sus fortalezas como sus oportunidades, es decir aplicar siempre la estrategia FO (Fortalezas – vs. - Oportunidades). Una empresa en este punto, podría echar mano de sus fortalezas, utilizando recursos para aprovechar las oportunidades para maximizar su ganancia.

2.3.2 Estrategia de “La Empresa petrolera”

La lectura detenida de las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de la empresa, permite reconocer que los puntos que más sobresalen en “La Empresa Petrolera” son sus fortalezas y las amenazas que se presentan en el medio en el que se desempeña la empresa. Por otro lado también las oportunidades de desarrollo y ganancia no dejan de constituir un punto positivo para las posibles inversiones que la empresa pueda realizar.

Para definir cuantitativamente el análisis FODA expuesto, se ha desarrollado una tabla en donde se incluyen los puntos indicados. Para poder establecer una tabulación se han dando valores de uno a cinco según la importancia dada, siendo 5 el de mayor impacto.

Tabla 2.4 Valoración de estrategias

			ESTRATEGIAS			
ELEMENTO FODA	VALOR	TOTAL	DA	DO	FA	FO
F-1	5	18	**27**	**16**	**39**	**28**
F-2	4					
F-3	4					
F-4	5					
D-1	2	6				
D-2	2					
D-3	2					
O-1	5	10				
O-2	5					
A-1	4	21				
A-2	4					
A-3	3					
A-4	5					
A-5	5					

En función de la tabla, hay dos estrategias fundamentales que se deben analizar, y estas son: Fortaleza – Amenazas y Fortalezas – Oportunidades.

Es fundamental que se las haga de forma cronológica, pues para poder tomar ventaja de las oportunidades que pueden generarse en nuestro medio a través de la inversión, primero se necesita que se haya mitigado las amenazas que se presentan en el país, lo que puede obtenerse por medio de una estrategia FO.

2.3.2.1 Estrategia FA (maxi- mini) en “La Empresa Petrolera”

Tomando en cuenta el historial de cumplimiento de “La Empresa Petrolera”, se puede fortalecer los acuerdos gubernamentales y acuerdos con las comunidades. Delimitando claramente los alcances de la empresa dentro de las comunidades a fin de establecer claramente que es el gobierno quien es responsable de las comunidades y la “Empresa Petrolera” solamente complementa con ayudas puntuales.

2.3.2.2 Estrategia FO (maxi- maxi) en “La Empresa Petrolera”

Desarrollar propuestas de inversión para obtener una ampliación de los contratos actuales y buscar oportunidades de nuevas adjudicaciones. Esto es posible solamente si se logra llegar a un marco jurídico que garantice el respeto a las inversiones. Esta estrategia esta también sustentada en el nivel de aceptación al riesgo de la compañía y su experiencia en el manejo de proyectos.

CAPITULO 3 ANÁLISIS DE GASTOS OPERATIVOS

3.1 LISTADO Y DESCRIPCIÓN DE LAS CUENTAS DE MAYOR IMPACTO EN LA OPERACIÓN

Existen diferentes centros de costos de acuerdo a cada bloque operativo y dentro de estos están las cuentas. La suma de todas las cuentas es el costo operativo de cada bloque y su relación con la producción total nos permite conocer cual es el costo por cada barril. Este es un importante índice de la eficiencia con la que se está operando.

3.1.1 Listado general de cuentas (Tomado de la lista de cuentas de la empresa)

Tabla 3.1. Descripción del listado general de la cuentas

Cuenta Objeto	**Nombre**	**Definición**
Desde OPEX INDIRECTO		
8270.834	Asignaciones desde Opex indirecto	Cargos provenientes de las asignaciones matrices preparadas por finanzas bajo una base trimestral.
Grupo EHS		
8212.062	Gastos médicos	Medicinas y servicios médicos (Campo)
8235.312	Auditorias ambientales	Auditorias ambientales: incluyendo honorarios por servicios de consultoría y materiales
8235.340	Monitoreo ambiental	Monitoreo ambiental de agua, emisiones al aire, flora & fauna
8235.346	Manejo de desechos	Manejo de desechos: recolección de basura, actividades de reciclaje. Los proyectos incluyen: personal de la contratista, materiales y servicios.
8235.645	No existencia de derrames	Remediaciones ambientales: personal de la contratista, materiales y servicios. Otro tipo

	Remediación in situ	de derrames (no de petróleo)
8270.790	Relaciones comunitarias	Asuntos relacionados con relaciones comunitarias: mantenimiento de centros médicos comunitarios, donaciones y actividades afines.
8270.794	Control de derrames y limpieza	Control ambiental y limpieza de derrames de petróleo. Incluyendo personal de la contratista, materiales, equipos y servicios.
8270.802	Protección ambiental	Proyectos Ambientales que incluyen: personal de la contratista, materiales y servicios. Reforestación & re-vegetación (no incluido en CAPEX)
Grupo de mantenimiento		
8220.150	Plc / Rtu / SCADA	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de instrumentos del sistema SCADA y controles. Incluyendo materiales y servicios. Utilizado solamente para el sistema SCADA.
8225.190	Reparación & mantenimiento de vehículos	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de vehículos de campo, incluyendo materiales y servicios utilizados.
8230.230	Tanques	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de tanques, incluye personal de la contratista, materiales, equipos y servicios.
8230.232	Procesamiento de equipo, tubería, válvulas & separadores	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de equipo mecánico. Incluye personal contratista, materiales, equipo y servicios, instalaciones de tubería, válvulas, tanques, compresores de aire, equipo de tubería de pozos, cabezal de pozos, separadores.
8230.234	Bombas para inyección de agua de superficie	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de sistemas de bombas de inyección de agua. Incluye personal contratista, materiales, equipo y servicios.
8230.236	Compresores de gas	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de compresores de gas. Incluye personal contratista, materiales, equipo y servicios.
8230.240	Equipo eléctrico & MCC	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de equipo eléctrico. Incluye personal de la contratista, materiales, equipos y servicios (construcciones eléctricas, transformadores no relacionados a pozos & equipo MCC).
8230.242	Equipos de generadores a diesel	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de equipos de generadores a diesel. Incluye personal de la contratista, materiales,

		equipo y servicios (más lubricantes y baterías, etc.).
8230.244	Bombas de superficie para crudo (petróleo)	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de sistema de bombeo de petróleo en superficie. Incluyendo personal de la contratista, materiales, equipo y servicios.
8230.246	Plc/Instrumentos y controles/Medidor	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de instrumentación, PLC & Controles (no relacionados a SCADA). Incluye personal contratista, materiales, equipo y servicios.
8230.248	VSD & transformadores	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de VSDs y transformadores de pozo. Incluye personal contratista, materiales, equipo y servicios.
8230.250	Facilidades y plataformas	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de facilidades y plataformas. Incluye personal contratista, materiales, equipos y servicios. Trabajos civiles tales como: pintura, mantenimiento de plataformas, cercado, lastrado, desbroce, cortada de pasto, etc.
8230.252	Oleoductos/Líneas de Flujo & derecho de vía	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de oleoductos (incluyendo tuberías de producción de emulsiones y líneas de desechos de agua). Incluyendo personal de la contratista, equipo, materiales y servicios, más rayos X, protección catódica, químicos anti-corrosivos.
8230.256	Sistemas de inyección química	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de sistemas de inyección química. Incluyendo personal de la contratista, materiales, equipo y servicios.
8230.266	Campamentos & oficinas	Mantenimiento y reparación de las oficinas de cada locación y de los campamentos (Base & satélite) incluye cocina, instalaciones de lavandería, plantas de agua y residuales, cabañas, campers, oficinas, cafetería, dispensarios médicos, canchas, mantenimiento de aeropuerto, corte de césped y jardinería. Incluye personal de la contratista, materiales, equipo y servicios.
8230.268	Mantenimiento de vías & caminos	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de caminos y puentes. Incluye personal de la contratista, materiales, equipo y servicios.
8230.272	Operaciones de Mantenimiento / Bodegas	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de las instalaciones de bodegas, oficinas y patio de tuberías. Incluye: equipos y mobiliario de oficinas (inferior a US$500

		por ítem) y personal de la contratista, materiales, servicios y renta de equipos: grúas, remolques, etc. Trabajos civiles tales como: adecuaciones, pintura, cercado, lastrado, desbroce y cortada de pastos.
8230.276	Sistema de bomba jet	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de bombas jet. Incluye personal de la contratista, materiales, equipo y servicios.
8230.302	Mantenimiento de bombas electro sumergibles (ESP)	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de bombas electro sumergibles (ESP). Incluye personal de la contratista, materiales, equipo y servicios. Solamente de los equipos rentados que de acuerdo a contrato la compañía tenga que hacerse cargo.
Grupo de generación		
8230.258	Turbinas	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de motores de turbina (generador de gas), materiales y servicios.
8230.260	Sistemas de generadores (Turbinas)	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de deslizadera de turbina (equipo mecánico), materiales y servicios.
8230.262	Alto voltaje eléctrico & subestaciones	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de equipo eléctrico de alto voltaje (4160 VAC y superior) materiales y servicios.
8230.264	Líneas de transmisión de alta tensión	Mantenimiento y reparación (no incluido en CAPEX) de líneas de distribución de alto voltaje, materiales y servicios.
8260.584	Aceites y lubricantes – Planta eléctrica	Aceites y lubricantes utilizados en la planta eléctrica para todos los equipos.
8260.586	Filtros – Planta eléctrica	Filtros de aire y de aceite utilizados en la planta eléctrica para todos los equipos.
8270.697	Costo del diesel producido	Costo del diesel producido en la planta Topping e ingresado al inventario de la bodega..
8270.718	Crudo de la planta Topping	Costo del crudo (petróleo) utilizado en la transformación a diesel (cantidad que se transforma en la planta Topping)
8270.792	Consumo final de diesel y transporte	Consumo de diesel en cada uno de los campos, incluye consumo en generadores y para uso de preparación química y asignación de inventario.
Producción Campo		
8210.008	Contratistas / Servicios temporales	Cargos relacionados al servicio recibido por el personal de producción (operadores,

		técnicos, etc.)
8212.058	Viajes	Cargos relacionados al transporte aéreo del personal por operaciones de la Compañía. Esto incluye vuelos de VIP e ICARO y los costos fijos del helicóptero
8215.118	Repuestos/Herramientas (suministros)	Suministros operativos de consumibles, incluye: herramientas pequeñas, catálogos McMaster y Grainger, limpiadores de manos, estropajos, franelas y guantes.
8245.448	Transporte de equipo y materiales	Transporte utilizado entre una locación y otra.
8270.698	Combustible	Gasolina y diesel para los vehículos en el campo
8270.706	Renta de equipo	Renta de equipos tales como bomba reforzadora (booster), sistemas de bombeo horizontal, equipo de procesamiento, renta de vehículos y renta tanques Frac (incluye la movilización y desmovilización). No incluye renta de generadores.
8270.730	Seguridad industrial	Artículos de consumo para seguridad industrial, equipo de protección personal (EPP), Personal de la contratista, reparaciones de implementos de monitoreo.
8270.798	Renta de generador (genset)	Renta de generadores a diesel para plataformas de pozos, instalaciones, facilidades, campamentos e inyección de agua.
8270.808	Servicio de catering	Servicio de catering provisto para personal de la contratista en operaciones (no incluye catering para proyectos/AFES).
8270.816	Costos por paros	Todo gasto incurrido debido a paros, huelgas y que previamente sea aprobado por el gerente del departamento.
8270.868	Renta de bombas electro sumergibles	Renta de bombas electro sumergibles (ESP) de acuerdo a contrato. Incluye sensores, cable, motor, etc.
Departamento Finanzas		
8250.498	Tasas reglamentarias (Gobierno)	Tasas de entidades Gubernamentales (DNH, Dinapa, etc.)
8270.732	Seguros para equipo de campo	Seguros sobre equipo de campo.
8270.800	Aportes para agua / material	Impuesto pagado al Ministerio de Energía como obligación contractual por agua y arena utilizadas en el campo.
8270.812	Gastos operativos de levantamiento de crudo	Gastos operativos generados por las actividades de levantamiento de crudo. Uso exclusivo del departamento de finanzas
8270.824	Instalación y	Cuenta donde se registran los gastos

	construcciones	relacionados con en convenio firmado de fondo vial para las provincias de Orellana y Sucumbíos: US$ 0.35/bbl de producción fiscalizada, desde septiembre 2005.
Quito Producción		
8270.702	Químicos	Químicos utilizados en los sitios de pozo e instalaciones para tratar fluidos producidos. Incluye servicios + laboratorista + personal contratista, llenado de tanques + renta de tanques ISO.
8270.734	Reacondicionamiento de pozos-misceláneos	Reacondicionamiento de pozos (trabajos que no resulten en incremento de reservas).
8270.796	Slickline & Servicios de pozo	Slickline y servicios de tubería enroscada para trabajos de pozo, tratamiento y limpieza de pozo sin torre Reacondicionamiento de pozo.
8270.804	Muestreo de fluidos & análisis (externo)	Muestreo de petróleo/gas/agua y análisis, incluyendo materiales y servicios externos, consumo de JP 1 para análisis.
Seguridad		
8270.788	Seguridad de campo	Todos los gastos relacionados a seguridad para campamentos, facilidades, instalaciones, puntos de chequeo en las vías. Mantenimiento del campamento de seguridad. Incluye también el catering para el personal de seguridad.
8270.809	Militares	Todos los gastos relacionados a asuntos militares como son el servicio de catering, la movilización del personal militar.

3.2 PROCEDIMIENTO PARA ASIGNACIÓN DE GASTOS A LAS CUENTAS

El procedimiento descrito a continuación es básicamente el que se está usando al momento para la asignación de los gastos a cada cuenta. El control del mismo es constante y está a cargo de un departamento en la compañía cuyo principal objetivo es justamente esta

actividad, con la importante aclaración de que adicional al control de los costos operativos lo hacen también a los costos de capital de inversión.

Para codificar los gastos generados por servicios de las diferentes contratistas se procede de acuerdo a los siguientes procesos:

- La contratista realiza un reporte diario o acta de entrega - recepción por cada trabajo realizado. El reporte debe incluir detalles del lugar de trabajo y actividades realizadas.

-Posteriormente los supervisores de la compañía verifican que los trabajos ejecutados estén de acuerdo a los estándares de la compañía, en este punto deben incluir los centros de costos a los que se van a asignar los trabajos. El supervisor debe firmar el mencionado reporte.

-El supervisor de campo y/o gerente de proyecto son responsables que los costos sean codificados de acuerdo a las actividades realizadas y en concordancia al alcance del trabajo y en el centro de costos y cuenta correcta.

Existen actividades y/o cargos que con frecuencia se asignan de acuerdo a codificaciones establecidas y tienen cargos fijos a las cuentas operativas.

3.3 LISTADO DE CUENTAS DE MAYOR IMPACTO EN LA COMPAÑÍA

Con la finalidad de escoger las cuentas de mayor impacto en la compañía se ha procedido a revisar los valores asignados a las cuentas operativas en los últimos tres años. En la Tabla 3.2 se pueden ver los costos totales del Bloque A, mientras que en la Tabla 3.3 se pueden ver los costos totales del Bloque B.

Tabla 3.2. Costos operativos del Bloque A

PAG 1 de 2

(CAMBIAR POR HOJA EXCEL - Cuenta CAP III- Bloque A.xls)

Tabla 3.2. Costos operativos del Bloque A

PAG 2 de 2

(CAMBIAR POR HOJA EXCEL - Cuenta CAP III- Bloque A.xls)

Tabla 3.3. Costos operativos del Bloque B

PAG 1 de 2

(CAMBIAR POR HOJA EXCEL - Cuenta CAP III- Bloque B.xls)

Tabla 3.3. Costos operativos del Bloque B

PAG 2 de 2

(CAMBIAR POR HOJA EXCEL - Cuenta CAP III- Bloque B.xls)

Se escogieron las cuentas de mayor impacto por el porcentaje que estas representan respecto al costo operativo total de la empresa. Las Tablas que a continuación se presentan resumen las cuentas de mayor incidencia en los costos operativos.

		2005	2006	2007

Bloque A	Descripción		2005 **Porcentaje**	2006 **porcentaje**	2007 **porcentaje**
	8270.834	Otros cargos indirectos al OPEX (salarios & beneficios)	13.63%	11.81%	8.94%
		Otros cargos indirectos al OPEX	4.42%	3.58%	0.32%
EHS	8235.645	Remediación	0.17%	0.33%	2.94%
	8270.790	Relaciones comunitarias	5.02%	3.98%	0.26%
Mantenimiento	8230.250	Facilidades plataformas	2.98%	2.05%	0.67%
	8230.252	Popelines/Flowlines & derechos de vías	0.53%	8.75%	1.12%
	8230.268	Mantenimiento vial	2.70%	3.43%	1.59%
	8230.238	Edificios	0.00%	0.00%	4.49%
	8270.792	Consumo de diesel transporte	21.01%	18.17%	30.60%
Operaciones	8210.008	Contrato de servicios / obreros	2.75%	1.01%	1.36%
Producción Campo	8212.058	Viajes	4.38%	1.57%	1.27%
	8270.706	Renta de equipos	5.04%	2.55%	2.74%
	8270.798	Renta de Generadores	1.53%	1.48%	5.41%
	8270.770	Actividades sísmicas	0.00%	4.34%	0.00%
	8270.808	Servicios de catering	4.06%	2.49%	2.58%
Finanzas	8270.824	Construcciones & Instalaciones	0.00%	0.00%	3.47%
Producción Quito	8270.702	Químicos	2.59%	1.84%	2.83%
	8270.734	Workovers-Misceláneos	1.75%	7.09%	5.43%
Seguridad	8270.788	Seguridad de campo	7.53%	7.05%	7.05%

Tabla 3.4. Cuentas de mayor impacto Bloque A

Bloque B	Descripción		Porcentaje	porcentaje	porcentaje
	8270.834	Otros cargos indirectos al OPEX (salarios & beneficios)	16.10%	13.16%	11.72%
		Otros cargos indirectos al OPEX	7.78%	6.57%	0.45%
EHS	8270.790	Relaciones comunitarias	3.99%	2.94%	1.19%
Mantenimiento	8230.268	Mantenimiento vial	3.19%	2.64%	3.06%
	8270.792	Consumo de diesel transporte	11.86%	23.55%	26.51%
Operaciones	8212.058	Viajes	5.10%	1.61%	1.17%
Producción Campo	8270.706	Renta de equipos	6.07%	2.43%	2.80%
	8270.798	Renta de generadores	2.37%	2.89%	5.56%
	8270.808	Servicios de catering	4.31%	2.62%	2.49%
Finanzas	8270.824	Construcciones & Instalaciones	0.00%	0.00%	6.21%
Producción Quito	8270.702	Químicos	2.93%	2.92%	3.35%
	8270.734	Workovers-Misceláneos	2.35%	7.53%	6.41%
Seguridad	8270.788	Seguridad de campo	8.16%	6.51%	7.16%

Tabla 3.5. Cuentas de mayor impacto Bloque B

3.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS COSTOS FIJOS Y VARIABLES

Dentro de la lista de los costos operativos de “La Empresa Petrolera” están definidos como costos variables los siguientes:

- Consumo y transporte de diesel
- Cargos financieros administrativos
- Químicos
- Renta de generadores.

Todas las demás cuentas son costos fijos.

Es importante notar que algunos cargos, como por ejemplo la renta de generadores, no guardan una proporción totalmente directa a la producción, pues estos equipos se mantendrán con el costo base de contrato diario, aun cuando la producción del pozo al que entregan energía haya caído. O si el porcentaje de agua en el pozo aumenta, eso va a disminuir la producción de petróleo notándose un efecto inverso. Pero si se amplia el número de pozos y por ende la producción, va a ser necesario rentar (o comprar) mas generadores, aumentando así el valor de esta cuenta.

3.5 ANÁLISIS DE LOS GASTOS HISTÓRICOS CARGADOS A LAS CUENTAS DE MAYOR IMPACTO

Tanto para el caso de los Bloques A y B son tres las cuentas con mayor efecto en los gastos operativos con un 45% y 44%, respectivamente.

Estas cuentas para los dos bloques son:

- Cargos indirectos a los costos operativos
- Consumo de diesel y transporte
- Renta de generadores

De estas cuentas es importante notar que los cargos indirectos al "Opex" (I.e. costos operativos) vienen asignados por el departamento de finanzas basados en una matriz de distribución de tiempo de cada empleado, esta es generada por cada gerencia. Respecto a esto, lo único que puede hacerse es un control y verificación de los porcentajes asignados a cada centro de costos, basados en el volumen de proyectos y producción que cada bloque tenga.

Respecto a la cuenta de renta de generadores, la empresa ya ha iniciado proyectos que involucran la compra de generadores. Adicional al costo de generadores en si mismo, la operación de estos equipos involucra a los materiales e instalaciones civiles, mecánicas y eléctricas.

3.6 GASTOS DE DIESEL POR BLOQUE

A continuación se presenta una tabla del consumo promedio diario de Diesel por plataforma y agrupadas en cada bloque.

Tabla 3.6 Consumo de diesel Bloque A

BLOQUE A

LOCACIÓN	CONSUMO DE DIESEL	COSTO TOTAL DIARIO	
N –C	1084	3501	
N –B	124	401	
N D-EPF	676	2183	
N –E	176	568	
CDP	1223	3950	
W-A	662	2138	
W-5	517	1670	
W-6	429	1386	
W-4	1590	5136	ESTIMADO ANUAL
TOTAL	**6481**	**20934**	**$ 7,640,775**

COSTO UNITARIO Promedio
3.23

Tabla 3.7. Consumo de diesel Bloque B

BLOQUE B

LOCACIÓN	CONSUMO DE DIESEL	COSTO TOTAL DIARIO	
N –BATTERY	462	1492	
H- A	53	171	
H – C	4068	13140	
H –D	1213	3918	
H –SUR	621	2006	
K-A	368	1189	
P	304	982	
D-Y	36	116	ESTIMADO ANUAL
TOTAL	**7125**	**23014**	**$ 8,400,019**

COSTO UNITARIO Promedio
3.23

3.7 RESUMEN DE COSTOS OPERATIVOS DE LA EMPRESA

Una vez que se han identificado las cuentas que se usan en la empresa y posteriormente se ha jerarquizado a las de mayor impacto, se procedió a definir que para los bloques A y B, el rubro de mayor impacto en la operación es el consumo de Diesel, y cualquier proyecto o procedimiento encaminado a reducir esta cuenta será el que mas impacte a los costos operativos de la empresa, los cuales se resumen en las siguientes Tablas:

Tabla 3.8 Costos operativos Bloque A

BLOQUE A (USD/Barril)	
2005	9.65
2006	8.39
2007	10.58

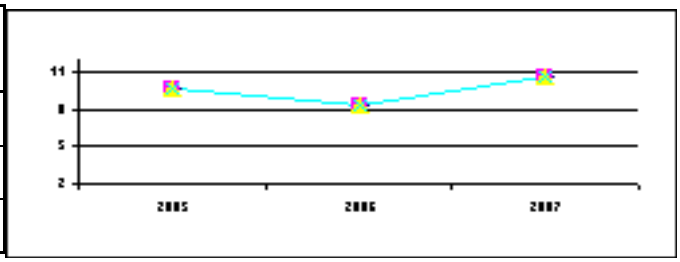
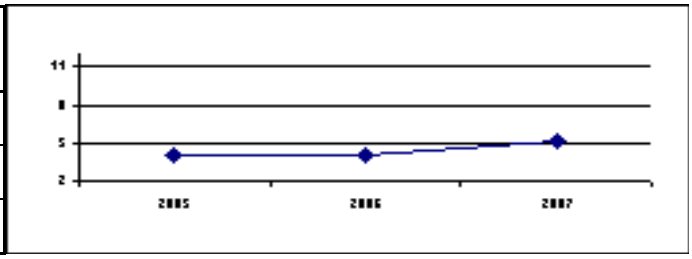


Tabla 3.9 Costos operativos Bloque B

BLOQUE B (USD/Barril)	
2005	4.04
2006	4.04
2007	5.15



CAPITULO 4 PRESENTACIÓN DE PLANES DE OPTIMIZACIÓN

Para la optimización de los gastos operativos que tiene la empresa, es posible definir soluciones desde dos puntos de vista:

- Mediante la implementación de proyectos de inversión que tengan como objetivo reducir los costos operativos de la empresa. En este punto es importante mencionar que son varias las razones por las que se pueden ejecutar los proyectos de inversión. Por ejemplo, un requerimiento ambiental o de seguridad industrial que requiera el desarrollo de un determinado proyecto; el desarrollo general de un nuevo campo que requiera una inversión total en facilidades para poder extraer nuevas reservas; proyectos que buscan optimizar los recursos técnicos y económicos disponibles, siendo estos últimos en los que se enfocará el presente estudio.
- Mediante la implementación de sistemas más eficientes de control y/o modificando los existentes de tal forma que permitan optimizar los gastos operativos de la empresa sin la adición de recursos de capital. Aquí puede verse inmersa la necesidad de cambios en la estructura misma de la organización.

El presente estudio centra su atención en la optimización por medio de proyectos de inversión, debido al mayor impacto que esto generara en la operación, esto es debido a que la aprobación de proyectos depende de los análisis económicos que se los realice.

Esto no quiere decir que la implementación de sistemas de control eficientes no sean importantes o no deban ser aplicados, es solamente que su aplicación generará un impacto a largo plazo y esto es parte de una reestructuración en los procesos que dependen de varios departamentos de la empresa, su implementación viene asociada a un proyecto global de la empresa que involucra los análisis económicos que se puedan realizar y también al cambio de varios paradigmas que existen en la empresa.

4.1 PRESENTACIÓN DEL PROYECTO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE GASTOS OPERATIVOS

En el capitulo III se han analizado todas las cuentas operativas de la empresa y se han definido las que tienen mayor impacto en la operación. De este análisis se concluye que la que más afecta a la operación es la cuenta de consumo y transporte de diesel como lo muestran las siguientes Tablas:

Tabla 4.1 Porcentaje de impacto del diesel del Bloque A

Bloque A			2005	2006	2007
	Descripción		**Porcentaje**	**porcentaje**	**Porcentaje**
	8270.792	**Consumo de diesel transporte**	**21.01%**	**18.17%**	**30.60%**

Tabla 4.2 Porcentaje de impacto del diesel del Bloque B

Bloque B			2005	2006	2007
	Descripción		**Porcentaje**	**porcentaje**	**Porcentaje**
	8270.792	**Consumo de diesel transporte**	**11.86%**	**23.55%**	**26.51%**

La distribución de las plataformas de cada bloque puede verse en el anexos 5 para los bloques A y B.

Tabla 4.3 Distribución de energía eléctrica Bloque A

			Capacidad Instalada			Real				
LOCACIÓN	**TAG**	**TIPO**	**AMP**	**Kw.**	**TOTAL KW**	**AMP**	**KW**	**TOTAL real KW**	**% CARGA OPERATIVA**	**% CARGA TOTAL**
N C	GCV-62	CAT 3508	1250	830	**1630**	780	518	**518**	62%	**31.78%**
	GCV-42	CAT 3412	1204	800		0	0			
N B	GCV-41	CAT 3412	644	428	**428**	0	0	**0**	0%	**0.00%**
ND EPF	GCV-63	CAT 3508	1251	831	**2493**	698	464	**464**	56%	**18.60%**
	GCV-64	CAT 3508	1251	831		0	0		0%	
	GCV-65	CAT 3508	1251	831		0	0		0%	
N E	JPV-05			0	**0**	0	0	**0**		
	GCV-99	F6L912		0		0	0			
CDP	GCV-03	CAT 3306	15482	10285	**11061**	115	76	**76**	1%	**0.69%**
	GCV-04	CAT 3306	1168	776		0	0		0%	
W-A	GCV-60	CAT 3508	58583	38918	**38918**	570	379	**379**	1%	**0.97%**
W-5	GEN # 78		10337	6867	**6867**	435	289	**289**	4%	**4.21%**
W-6	GEN # 65		24895	16538	**16538**	305	203	**203**	1%	**1.23%**
W-4	GEN # 82		4070	2704	**12586**	360	239	**962**	9%	**7.64%**
	GEN # 84		5766	3830		577	383		10%	
	GEN # 77		9110	6052		511	339		6%	

Tabla 4.4 Distribución de energía eléctrica Bloque B

			Capacidad Instalada			Real				
LOCACIÓN	**TAG**	**Tipo**	**AMP**	**KW**	**TOTAL KW**	**AMP**	**KW**	**TOTAL KW**	**% CARGA OPERATIVA**	**% CARGA TOTAL**
N BATTERY	GCV-40	CAT 3412	955.1	634	**1,724**	0	0	**241**	0%	**13.99%**
	GCV-43	CAT 3412	820	545		363	241		44%	
	GCV-44	CAT 3412	820	545		0	0		0%	
H A	GCV-90		39.4	26	**231**	0	0	**0**	0%	**0.00%**
	GCV-01	CAT 3306	308	205		45	30			
H C	GCV-81	CAT 3516	3382	2,247	**6,242**	0	0	**2126**	0%	**34.06%**
	GCV-82	CAT 3516	3007	1,998		1620	1076		54%	
	GCV-83	CAT 3516	3007	1,998		1580	1050		53%	
H D	GEN #85	3508	1090	724	**1,555**	278	185	**715**	26%	**45.98%**
	GEN #72	Kooler	1250	830		798	530		64%	
H SUR	GEN #76	C-32	1503	998	**1,828**	516	343	**343**	34%	**18.76%**
	GEN #79	C-32	1248	829		0	0		0%	
K-A	GEN # 54	CAT 3406	32827	21,808	**21,808**	281	187	**187**	1%	**0.86%**
PD	GCV-45	CAT 3412	7942	5,276	**18,661**	0	0	**186**	0%	**1.00%**
	GCV-46	CAT 3412	10327	6,860		0	0		0%	
	GCV-47	CAT 3412	9822	6,525		280	186		3%	
DY	GCV-94	5030TF270	2849	1,893	**7,359**	24	16	**16**	1%	**0.22%**
	GCV-95	5030TF270	4706	3,126		0	0		0%	
	GCV-96	5030TF270	3523	2,340		0	0		0%	

Por lo expuesto es menos viable el tener una distribución energética centralizada, al menos no con las condiciones contractuales que son la realidad de la empresa (I.e. contratos inciertos). La opción que se esta planteando es el uso del gas de asociado para la generación de energía, de tal manera que se pueda remplazar el consumo de diesel. Esto evidentemente es factible únicamente en las facilidades donde hay separación de fluido, pues se puede liberar la fase gaseosa del fluido, o en facilidades donde se pueda transportar gas a los puntos de consumo.

4.2 PRESENTACIÓN DE OPCIONES DE CONSUMO DE GAS EN REEMPLAZO DEL DIESEL

4.2.1 Uso de sistemas de substitución de diesel por gas en generadores a diesel

Este es un sistema que utiliza ‘Kits” de substitución de diesel y reemplaza el consumo por gas que proviene de las plantas de separación de fluido en fases. Es decir es modificar el sistema de combustible en generadores a diesel.

Se realizaron las respectivas investigaciones respecto al desempeño de este sistema y se encontró que ya había empresas en el sector que lo habían usado. Pese a que es factible la substitución, el gas que se usa proviene de una separación de fases y no de ‘gas natural’ con buenas características para su substitución, en su lugar es un ‘gas asociado’ que contiene componentes que pueden afectar el desempeño de un motor, incluyendo altos porcentajes de agua. Esto causa que el motor de los generadores se vea seriamente afectado, reduciendo su vida útil y su confiabilidad. Se recibieron opciones que proponían el uso de una planta para tratar el gas asociado y llevar este a mejores especificaciones.

“La Empresa Petrolera” realizó una prueba con este sistema de tratamiento de gas asociado y los kits de substitución de combustible, encontrándose que pese a que los kits sí cumplen con su propósito de reemplazo de combustible, las unidades de tratamiento de gas no lo hacen, viéndose afectado seriamente el desempeño mecánico de las unidades de generación a diesel.

4.2.2 Uso de generadores a gas

La empresa posee generadores a gas en otra de sus filiales que al momento están fuera de uso, se está planteando su movimiento y adecuación para el uso en las estaciones donde se tiene disponibilidad de gas combustible.

Esta opción propone una substitución completa, o al menos tan alta como la capacidad de los generadores lo permita, para el reemplazo del consumo de diesel.

Dado que las facilidades tienen ya una separación de gas, lo que se requiere es que se lo use en lugar de que se lo queme, como actualmente sucede. Estos generadores necesitan un tratamiento referente solo a la eliminación de condensados antes de la entrada a su sistema de admisión de combustible.

Tomando en cuenta que la opción de reemplazo de combustible ya ha sido probada en campo y ha mostrado problemas que afecta la vida útil de los equipos, se considera que esta alternativa de uso de de generadores a gas es la opción recomendada.

4.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA OPCIÓN RECOMENDADA

La selección de este proyecto, su definición preliminar y su posterior aprobación sigue los procedimientos establecidos internamente en la compañía, esto es:

- Planteamiento de las opciones a un comité técnico conformado por altos ejecutivos de la empresa, que incluyen: la gerencia de los grupos de desarrollo, la gerencia del grupo de proyectos, la gerencia de planificación estratégica y el presidente de la empresa a la cabeza de éste comité. Para ésta reunión la estimación de costos es una estimación gruesa, esto es, que puede variar desde el menos 50% hasta el + 100 %. Con una descripción básica del alcance y con restricciones y suposiciones. Lo que se consigue de esta reunión es la aprobación de fondos para estudios mas detallados.

- Si el proyecto es aprobado en su fase inicial, se procede a un estudio de ingeniería preliminar. Esto se realiza ya con empresas consultoras, se licita su participación. Esto tiene un contenido de alcance mas específico y un costo del proyecto de acuerdo a las políticas internas de la compañía, esto es con una exactitud que no puede exceder el +/- 10%.

- El proyecto es presentado a un comité de aprobación de presupuestos, solo después de ser aprobado por este comité se dispone de los recursos para el desarrollo del proyecto.

Para el desarrollo de los procedimientos explicados en el presente numeral y los análisis posteriores, así como para la ejecución misma del proyecto "La Empresa Petrolera" procedió con las aprobaciones iniciales, que se están dando paralelamente al presente estudio y precedidos por el mismo ingeniero de proyectos.

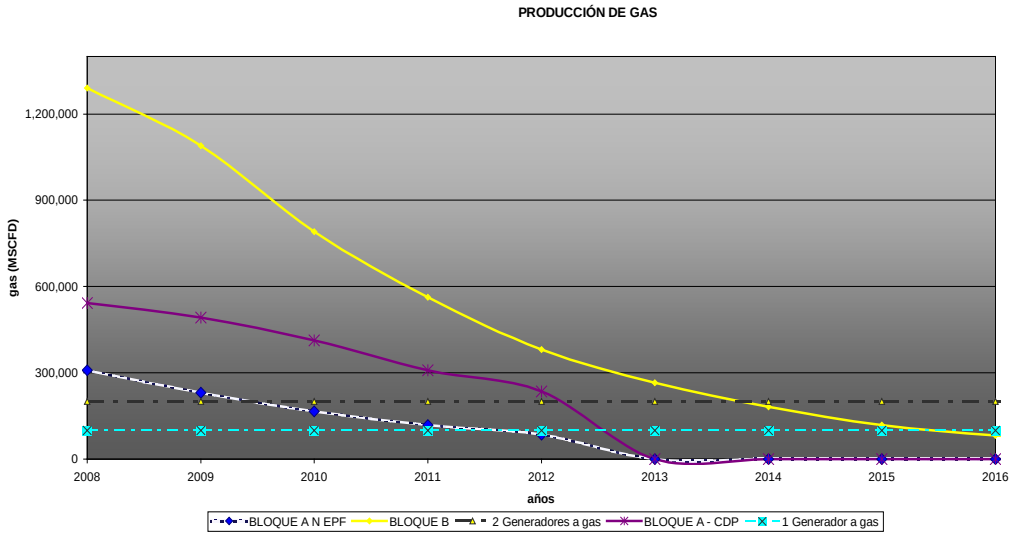
4.4 PRESENTACIÓN DEL PROYECTO AL COMITÉ TÉCNICO

En su inicio se sabe que se dispone de tres generadores a gas que pueden ser adquiridos desde otra de las filiales de 'La Empresa Petrolera", pero su ubicación final es incierta, es decir se debe buscar la ubicación de los generadores a gas para incrementar las ganancias.

Para esto el siguiente análisis es propuesto:

1.- Estimar las condiciones de demanda y disponibilidad de gas en base al consumo estimado por cada generador. La cantidad de gas esta directamente relacionada con la cantidad de petróleo mediante la relación GOR (Gas oil ratio) por sus siglas en Inglés. Esta es una relación que se expresa en pies cúbicos a condiciones estándar por barriles producidos. Ver Anexo 6 para un detalle de producción esperada.

Figura 4.1: Producción de gas esperada y demanda de gas de los generadores



2.- Analizar las restricciones técnicas de cada facilidad. Esto se refiere al hecho de que el gas asociado solo podrá utilizarse en las estaciones de separación de fluidos, y dentro de estas estaciones se tienen que valorar el costo estimado de una estación respecto a las otras a fin de poder priorizar las opciones.

Esta restricción que obliga la separación de fluidos para poder tener gas asociado libre a fin de ser usado en los generadores restringe la instalación de los mismos a tres lugares: ND EPF, N battery y CDP.

3.- Presentar las opciones de distribución de generadores que cumplan las restricciones técnicas anteriores y den la mayor rentabilidad esperada. En este punto se incluyen estimaciones de costos gruesas. Ver Anexo 7 para las opciones de distribución de generadores.

Basados en la disponibilidad de tres unidades de generación a gas obtenidas del bloque "T", y la demanda esperada de carga, cuatro alternativas se han analizado como factibles:

Opción 1: 2 unidades en N battery y 1 unidad en N D.

Opción 2: 1 Unidad en N battery y 2 unidades en D.

Opción 3: 2 Unidad en N battery y 1 unidad en CDP.

Opción 4: 1 unidad en N battery 1 unidad en N D y 1 unidad en CDP.

Para priorizar las opciones en base a la mayor rentabilidad esperada se usa el concepto de valor presente del ahorro de combustible. Es decir se trae a valor presente todos los valores de ahorro que se esperarían tener hasta la finalización del contrato o hasta que el gas presente permita el uso de generadores. El valor presente neto, es decir el involucrar el valor presente de las inversiones no se lo ha realizado en este punto, se lo realizará cuando se tengan estimaciones mas finas de los valores de inversión.

Opción 1: 7.5 MMUSD (inversión estimada 1 MMUSD)

Opción 2: 5.5 MMUSD (inversión estimada 1 MMUSD)

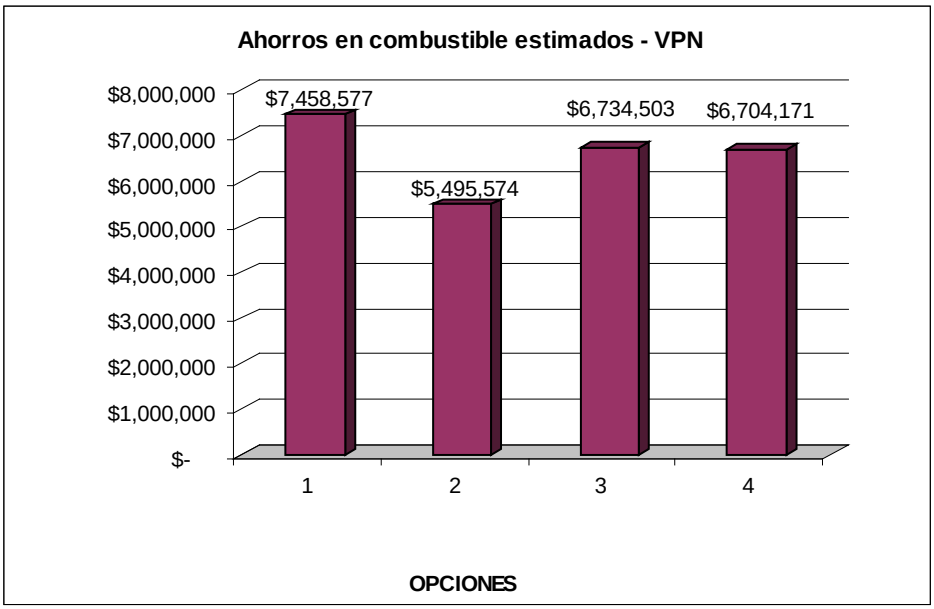
Opción 3: 6.7 MMUSD (inversión estimada 1.5 MMUSD)

Opción 4: 6.7 MMUSD (inversión estimada 3.0 MMUSD)

4.4.1 Recomendación

En base al análisis de pre-factibilidad se determinada la mejor opción de distribución de los generadores la cual es dos unidades de generación a gas para la N battery y una unidad en N D –EPF, esta es Opción # 1.

Figura 4.2 Valor presente de los ahorros de combustible



Los resultados y los acuerdos con ciertos departamentos permiten formular, lo que el PMI (I.e. Project Management Institute) llama, "Desarrollo del enunciado del alcance preliminar del proyecto" [5]. En este documento se establecen ya ciertas restricciones y supuestos para el desarrollo del proyecto, esto se puede ver en el anexo 8.

4.5 ESTUDIOS DE INGENIERÍA PRELIMINAR

Al ser el proyecto aprobado por el mencionado comité técnico, se permite la asignación de recursos para los estudios preliminares. Así:

- Una mejor definición del alcance de trabajo y restricciones técnicas en cuanto a la capacidad instalada y requerida. Así como una estimación de costos fina, en las que se incluyen costos directos del proyecto como son los costos de materiales e instalaciones en las disciplinas mecánica, eléctrica, civil, instrumentación y control; y costos indirectos como son viajes, alimentación, etc.; y porcentajes de contingencia asociados a las cuentas antes mencionadas.

[5] PMBOK, Project management book of knowledge, tercera edición.

En base al estudio de ingeniería preliminar se obtienen las siguientes entregables:

A. Una mejor definición del alcance de trabajo, que se puede obtener de:

    1. Estudio de cargas eléctricas de acuerdo al anexo 9.

    2. Plano de disposición de equipos de acuerdo al anexo 10.

B. Costo estimado del proyecto con una estimación +/ - 10%.

Tabla 4.5 Estimación final de costos del proyecto uso de gas en la generación de energía

PLAN DE CUENTAS

Disciplina	Descripción	O	SB	Costo
General				
	Campamento y alimentación	A	1	$ 17,910
	Viajes a campo	A	2	$ 18,000
	Supervisión general	A	3	
	Transporte	A	4	$ 12,000
	Seguridad	A	5	$ -
	Permisos y licencias	A	6	$ 13,500
Ingeniería				
	Ingeniería y diseño	B	1	$ 130,000
	Servicios técnicos	B	2	$ 53,900
	Viajes y hospedaje	B	3	.
Civil				
	Inspección	C	1	$ -
	Trabajos	C	2	$ 45,000
	Materiales	C	3	$ 82,000
Eléctrica				
	Inspección	D	1	$ -
	Trabajos	D	2	$ 41,000
	Materiales	D	3	$ 61,190
	Equipos mayores	D	4	$ 345,000
Instrumentación				
	Inspección	E	1	.
	Trabajos	E	2	$ 125,000
	Materiales	E	3	$ 115,000
	Equipos mayores	E	4	.
Mecánica				
	Inspección	F	1	.
	Trabajos	F	2	$ 210,000
	Materiales	F	3	$ 73,000
	Equipos mayores	F	4	.
Seguridad y medio ambiente				
	Inspección	G	1	.
	Trabajos	G	2	.
	Materiales	G	3	$ 7,500
	Adquisición de tierras	G	4	.
	Compensaciones	G	5	.
	TOTAL			$ 1,350,000

C. Cronograma de actividades del proyecto de acuerdo al anexo 11.

D. Presentación de económicos del proyecto de acuerdo al anexo 12. Para lo que se asume que las unidades a gas tendrán un costo operativo similar a las unidades a diesel a ser reemplazadas.

4.6 DESARROLLO DEL PROYECTO

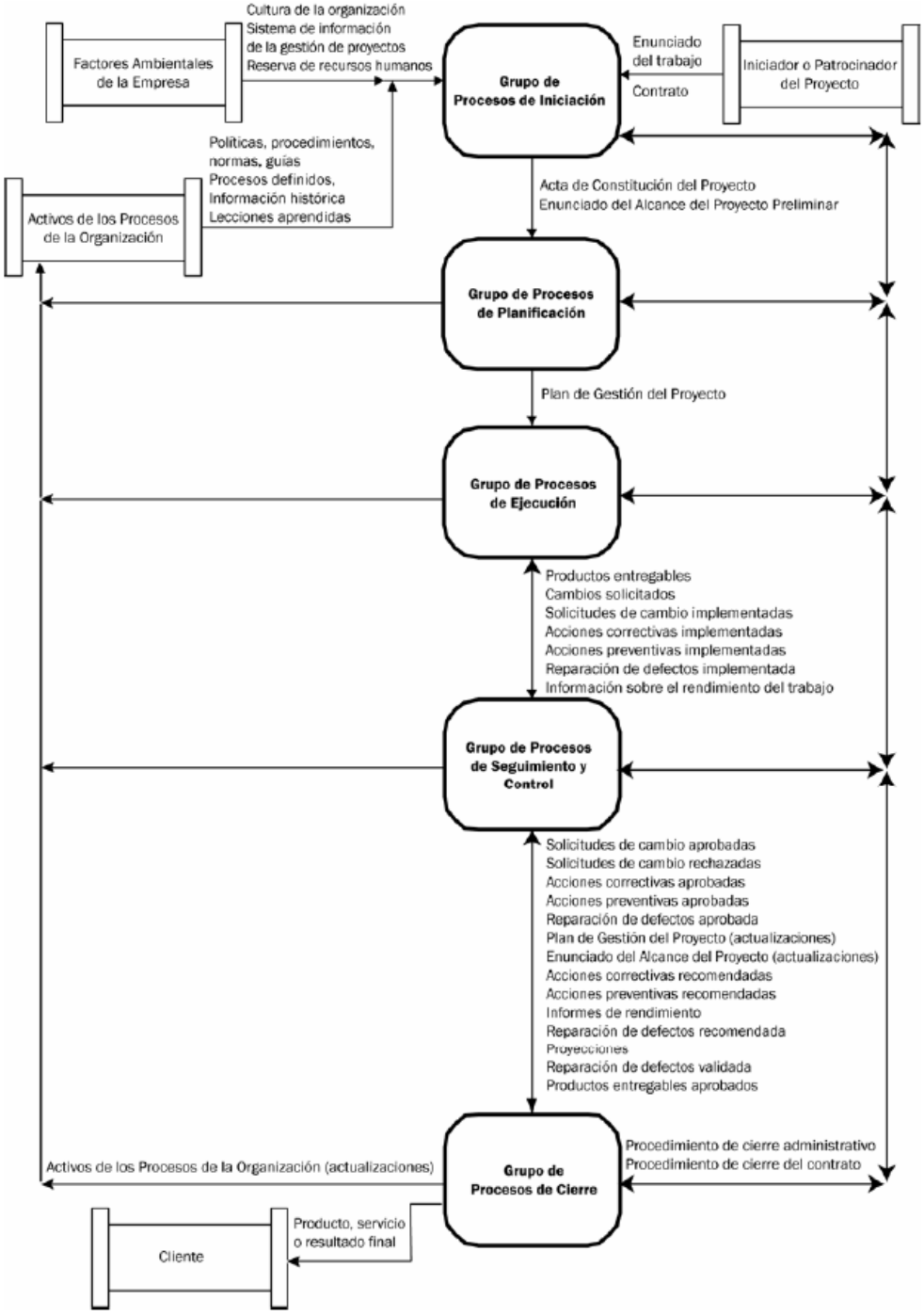
Una vez que se ha establecido el alcance del trabajo, los costos estimados y restricciones asociadas a requerimientos gerenciales; el proyecto es sometido a la aprobación de un comité. El mismo que le da una condición formal con la asignación de recursos y la otorgación de poder a quien lo presidirá.

Al contar la organización con un departamento de manejo de proyectos y los miembros de estos departamentos con entrenamientos formales, el presente proyecto será manejado en base a una metodología propuesta por el PMI (Project Management Institute). Esta metodología propone el uso de los siguientes procesos:

- Iniciación
- Planificación
- Excusión
- Monitoreo y control
- Cierre.

El flujo de procesos usados en cada fase del proyecto para su ejecución puede ser descrito en la siguiente figura.

Figura 4.3 Diagrama de flujo de procesos

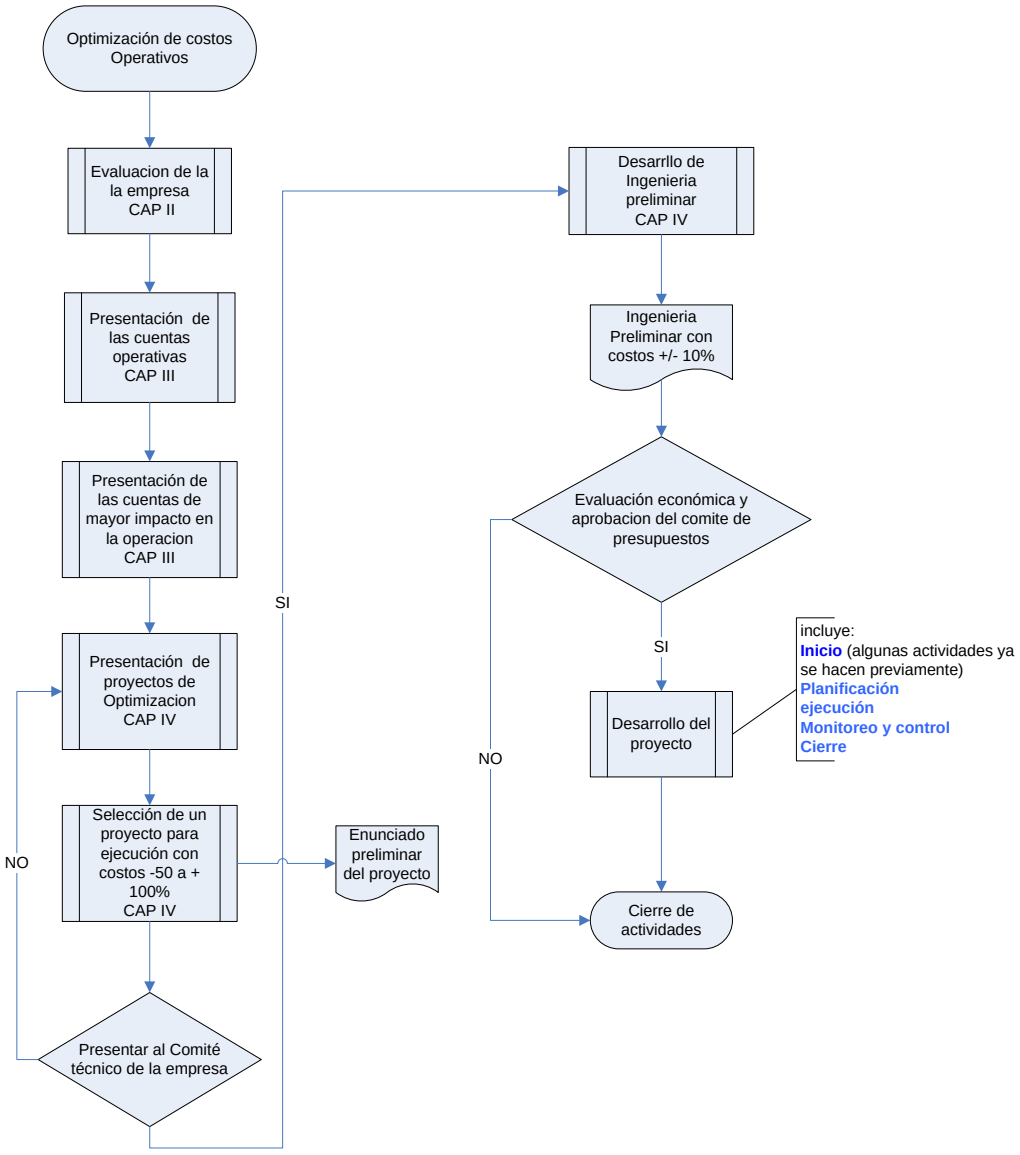


Fuente: Libro de fundamentos de la dirección de Proyectos – PMBOK. Tercera edición. Pagina 58.

CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El desarrollo de este estudio puede expresarse en función de un diagrama de procesos que no solo resume el contenido del mismo, sino que también constituye una herramienta didáctica para la comprensión de los conceptos aquí presentados.

Figura 5.1: Diagrama de procesos para la definición de proyectos de optimización de costos operativos



- La mayor ventaja de presentar este análisis como una metodología y no solamente como un proyecto puntual es que permite que un enfoque similar sea aplicado a otras operaciones con el fin de buscar la reducción de costos operativos. De hecho se está presentando un análisis económico inicial para un proyecto de optimización de cuentas operativas de otro bloque de “La Empresa Petrolera”.

- Es importante que los presupuestos y el control de los costos (I.e. entiéndase que no es solo monitoreo) dejen de ser exclusiva responsabilidad de los gerentes operacionales, lideres de área o gerentes de proyecto. Estos deben ser también parte de las responsabilidades de los supervisores de las diferentes áreas. Por ejemplo, los costos de las cuentas mecánicas deberán ser también responsabilidad de los supervisores mecánicos, y ellos deberán justificar también a la alta gerencia si los costos sobrepasan lo asignado en el presupuesto. Para llegar a esto es importante que dichos supervisores sean tomados en cuenta al momento de establecer los presupuestos anuales de sus áreas.

- Parte fundamental en el proceso de control de costos, que permite fortalecer la idea anterior, es el estudio de las competencias de cada función en la empresa. De tal forma que los funcionarios, y especialmente, los que se encuentran en posiciones que afectan al costo operativo o su control, reúnan las aptitudes personales y profesionales para asumir las actividades encomendadas con solvencia.

- Es importante que los departamentos de planificación, desarrollo de proyectos y operaciones, tengan claro entendimiento de las cuentas que afectan de manera importante a los costos operativos de tal forma que estos grupos se conviertan en un generador de ideas y proyectos pero con fundamento técnico y económico. Las ideas que sean más apropiadas pueden pasar a ser analizadas por los departamentos de desarrollo con modelos económicos mas sofisticados si el caso así lo amerita.

- El desarrollo del proyecto se está realizando bajo estándares del PMI y esto está avalado por el hecho de que el departamento de proyectos cuenta con profesionales certificados por el mencionado instituto.

- Una vez establecidas las ventajas esperadas del proyecto planteado, la revaloración de las cuentas operativas con las nuevas condiciones operativas permite ya simular los efectos del proyecto en los costos operativos. Con el objeto de evaluar los resultados bajo las mismas condiciones operativas y poner como única variable el resultado del proyecto se ha calculado nuevamente el porcentaje del impacto de la cuenta de diesel con las nuevas

condiciones. Basados en esto se concluye que el proyecto permitirá un ahorro en la cuenta de combustibles en un 16% y un ahorro en el global de gastos operativos en un 4%.

Tabla 5.1. Comparación de Ahorros Bloque B

PAG 1 de 2

(Cuenta CAP V - Ahorros Bloque)

Tabla 5.1. Comparación de Ahorros Bloque B.

PAG 2 de 2

(Cuenta CAP V - Ahorros Bloque)

ANEXOS

ANEXO 1

ECUADOR Y CHINA

Relación Histórica

El 2 de enero de 1980, se establecen formalmente las relaciones diplomáticas bilaterales. Ecuador abrió su Embajada en Beijing en 1981 y China, en Quito, en junio de 1980

Las relaciones chino - ecuatorianas se desarrollan de modo normal. Esta realidad se ha sustentado en la inexistencia de intereses contrapuestos entre los dos Estados; y en una posición común de los mismos, sobre cuestiones inherentes a la comunidad internacional.

En lo que corresponde a China, su relación con Ecuador se inscribe bajo la denominada línea Post - maoísta de las relaciones internacionales, que se caracteriza por la voluntad de establecer lazos de cooperación con el mayor número de naciones así como de instituciones internacionales.

El Ecuador ha reiterado continuamente su respaldo al principio de "un país dos sistemas" que viabilizaría la reunificación del país, al reconocimiento del Gobierno de Beijing como el representante legítimo de la República Popular China y del pueblo chino.

El 27 de octubre de 1997, mediante Protocolo, se creó en Beijing el Mecanismo de Consultas Políticas, el cual se ha reunido en cuatro oportunidades, en Quito del 12 al 15 de octubre de 1998, en Beijing del 11 al 19 de mayo del 2000, en Quito el 22 de septiembre del 2003, y en Beijing el 6 de septiembre de 2004.

Principales Acontecimientos de la Relación Bilateral

La visita presidencial realizada en agosto del año pasado a la próspera República Popular de China, ratificó y renovó el compromiso de ambos países de promover sus relaciones en todos los campos : político, económico, cultural y de cooperación, relaciones económicas y de cooperación, procurando incrementar las compras de productos ecuatorianos y fomentando las inversiones chinas que Ecuador las requiera.

Por otra parte el Ecuador reiteró su pedido de apoyo a l a República Popular de China para lograr su incorporación y participación plena en los diferentes organismos de la Cuenca del

Pacífico, esto es parte fundamental de la política exterior; a partir de 1998 se ha realizado un trabajo continuo para ser admitidos en todos los foros, hoy el país ya es parte del Consejo de Cooperación Económica del Pacifico (PECC), del Foro de Cooperación América Latina - Asia (FOCALAE), del Consejo Económico de la Cuenca del Pacífico (PBEC), y del Foro Parlamentario Asia - Pacífico (FPAP).

La importancia y alcance de los documentos que se suscribieron con ocasión de la visita a China del Presidente Lucio Gutiérrez reflejan claramente los resultados de la misma, que beneficiarán sin lugar a dudas, al robustecimiento de la relación bilateral, con hechos y acciones concretas.

Se realizaron Encuentros Empresariales en Beijing y Shanghai, en ambos eventos participaron autoridades del Consejo Chino para el Fomento del Comercio Internacional (CCPIT) y más de 120 empresarios. El Presidente Gutiérrez inauguró ambos encuentros destacando en sus intervenciones que uno de los objetivos fundamentales de su visita a China es atraer inversiones para el desarrollo del país, en su presentación destacó las ventajas de Ecuador por sus recursos petroleros, mineros, agrícolas, turísticos, su biodiversidad; señalando que Ecuador por su ubicación geográfica y las facilidades que brinda puede servir a China como una puerta de ingreso a los países sudamericanos y de todo el continente.

En el marco de la IV ronda de consultas políticas Ecuador - China, a nivel de Viceministros, se acordó profundizar los acuerdos, y otorgar el seguimiento correspondiente a los logros alcanzados en la Visita Presidencial a China, así como de los temas tratados con ocasión de la III Ronda de Consultas Políticas.

Además, e n la referida reunión se paso revista a los temas de mutuo interés tanto de la agenda bilateral como multilateral, entre ellos cooperación, comercio, intercambio cultural y académico, ingreso del Ecuador al APEC, declaratoria del Ecuador como destino turístico para los ciudadanos chinos, así como derechos humanos, candidaturas de los dos países a organismos internacionales, y la desnuclearización del Pacífico Sur.

La parte ecuatoriana resaltó la importante cooperación económico - técnica que el Ecuador recibe de China, cuyas donaciones alcanzarán en el presente año los 90 millones de yuanes (US$10'874.000).

En el ámbito cultural y académico se evidenció el deseo de ambos países de incrementar el intercambio estudiantil para el aprendizaje del español y del chino, así como el de profesores y alumnos de sus Academias Diplomáticas.

El presente dos de enero se conmemoró, el vigésimo quinto aniversario del establecimiento de relaciones diplomáticas entre los gobiernos de la República del Ecuador y la República Popular China, ocasión en la que los Presidentes de los dos países, así como sus Cancilleres intercambiaron sendas notas de complacencia, y se cumplió una amplia agenda de actividades sociales, culturales y academias para celebrar tal acontecimiento.

Convenios Bilaterales

Los dos países mantienen convenios de carácter comercial, cultural, cooperación técnica, económica, tecnológica, bancario, protección de inversiones, que constituyen una amplia base para llevar adelante programas de interés mutuo.

• 21/03/1994 Acuerdo General de Cooperación entre la Corporación China de Petróleo y Gas y la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador.

• 21/03/1994 Convenio entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular de China para el Fomento y Protección Recíprocos de Inversiones.

• 01/07/1994 Acuerdo para realizar Estudios de Factibilidad para el "Proyecto de Dotación de Agua Potable por Captaciones Subterráneas para las Cinco Parroquias del Cantón Cuenca".

• 08/05/1995 Notas Reversales entre Ecuador y China para el Proyecto "Mejoramiento del Alcantarillado para la Ciudad de Loja".

• 19/12/1995 Notas Reversales suscritas entre Ecuador y China para Ejecutar el Proyecto "Mejoramiento del Alcantarillado de la Ciudad de Loja".

• 28/02/1996 Acta de Entrega Recepción de la Donación de los Equipos de Computación que realiza el Gobierno de la República Popular China al Ministerio de Relaciones Exteriores de la República del Ecuador.

• 05/03/1996 Notas Reversales entre Ecuador y China referentes al Envío de una Misión China para el Proyecto de Incremento de Agua Potable en la Ciudad de Riobamba.

• 18/03/1997 Protocolo entre el Ministerio de Agricultura y Ganadería de la República del Ecuador y el Ministerio de Agricultura de la República Popular China sobre los Requisitos Fitosanitarios para la Exportación de Banano Comestible Ecuatoriano hacia China.

• 21/03/1997 Notas Reversales Suscritas entre Ecuador y China mediante las cuales se acuerda el mantenimiento del Consulado General del Ecuador en Hong Kong, Ciudad que pasara, después del 01-07-97 a Soberanía del Gobierno de la República de China, como Región Administración Especiales.

• 14/04/1997 Notas Reversales correspondientes a la Donación de Cinco Millones de Yuanes.

• 21/05/1997 Notas Reversales correspondientes al "Desarrollo y Apoyo a las Artesanías y Confecciones de Cuero", en la Provincia del Tungurahua.

• 23/09/1997 Acuerdo mediante Notas Reversales para Cancelar el Proyecto del Centro de Acopio y Comercialización de Frutas entre la República del Ecuador y el Gobierno de la República de China

• 29/09/1997 Acuerdo mediante las Notas Reversales sobre Terapia Acupuntural China, Acupuntura.

• 23/10/1997 Protocolo sobre el Establecimiento del Mecanismo de Consultas Políticas entre el Ministerio de Relaciones Exteriores del Ecuador y el Ministerio de Relaciones Exteriores de la República Popular China.

• 23/10/1997 Acta Final de la VII Reunión de la Comisión Mixta Económico- Comercial Ecuatoriano- China

• 23/10/1997 Acuerdo mediante Notas Reversales concernientes a la Donación de un Lote de Medicinas del Gobierno Chino al Gobierno del Ecuador.

• 19/03/1998 Acta de Entrega Recepción de la Donación que realiza el Gobierno de la República Popular China al Ministerio de Relaciones Exteriores de la República del Ecuador.

• 25/08/1998 Acuerdo mediante Notas Reversales relativo al Proyecto "Desarrollo y Apoyo a las Artesanías y Confecciones de Cuero".

• 13/10/1998 Acuerdo mediante Notas Reversales entre los Gobiernos de Ecuador y China respecto a una Donación de Cinco Millones de Yuanes.

• 07/04/1999 Acuerdo para que Ecuador envíe Tres Técnicos a la República Popular China a Cursos Internacionales, en Cultivo Integrado de Peces, Procesamiento Productos Cárnicos y Administración Agrícola Moderna mediante Notas Reversales.

• 30/08/1999 Memorándum de Entendimiento de Cooperación Agrícola entre el Ministerio de Agricultura de la República del Ecuador y el Ministerio de Agricultura de la República Popular China.

• 30/08/1999 Convenio de Cooperación Económica y Técnica entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China

• 30/08/1999 Convenio de Cooperación Económica y Técnica entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China.

• 30/08/1999 Convenio de Cooperación Científica y Tecnológica entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China.

• 30/08/1999 Acuerdo entre la República del Ecuador y la Región Administrativa Especial de Hong Kong de la República Popular China para Exención de Visas en Pasaportes Ordinarios.

• 14/10/1999 Acta de Entrega-Recepción de la Donación que realiza el Gobierno de la República Popular China al Ministerio de Relaciones Exteriores de la República del Ecuador.

• 24/04/2000 Acta de Entrega Recepción de la Donación que realiza el Gobierno de la República Popular China al Ministerio de Relaciones Exteriores de la República del Ecuador.

• 18/05/2000 Memorándum de Entendimiento sobre la Cooperación Económica de la Región del Pacifico entre el Ministerio de Relaciones Exteriores de la República del Ecuador y el Ministerio de Relaciones Exteriores de la República Popular China.

• 30/08/2000 Acuerdo de Cooperación entre el Consejo Chino para el Fomento del Comercio Internacional, la Cámara de Comercio Ecuatoriana - Popular China y el Comité Nacional del Consejo de Cooperación Económica del Pacifico (Ecuador - PECC)

• 01/09/2000 Acuerdo Bancario sobre los Procedimientos Contables entre el Banco de China y el Banco Central del Ecuador para la Implementación del Acuerdo de Cooperación Técnica entre los Gobiernos del Ecuador y de la República Popular China (Donación de Diez Millones)

• 13/10/2000 Notas Reversales referentes al envió de 5 Técnicos a China con la Finalidad de Ayudar al Ecuador a Elevar el Nivel de la Acupuntura China y Moxibustion, Protección de Cultivos, Bambú Chino y Protección Ambiental.

• 22/10/2001 Notas Reversales entre Ecuador y China en Materia de Becas Parciales para Cursos de Acupuntura China y Moxibustion, Producción y Administración de Animales de Granja y Tecnología del Hongo Comestible.

• 24/11/2000 Notas Reversales referentes a la Donación hecha por la República Popular China en favor del Ministerio de Relaciones Exteriores.

• 15/05/2001 Convenio de Cooperación Económica y Técnica entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China.

• 11/07/2001 Acta de Entrega - Recepción de la Donación de los Vehículos por el Gobierno de la República Popular China al Ministerio de Relaciones Exteriores.

• 03/08/2001 Acta de Entrega - Recepción de la Donación que realiza el Gobierno de la República Popular China al Ministerio de Relaciones Exteriores de la República del Ecuador.

• 04/09/2001 Acta de Entrega Recepción para el Proyecto Desarrollo y Apoyo a las Artesanías y Confecciones de Cuero en la Provincia de Tungurahua de Ecuador, por parte de China Popular.

• 27/09/2001 Notas Reversales sobre la Prorroga de la VI Línea de Crédito al Acuerdo de Cooperación Económica y Técnica entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China de 16 de Abril de 1996.

• 26/12/2001 Acuerdo mediante Notas Reversales entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China para el Proyecto del Alcantarillado de Tosagua.

• 07/02/2002 Acta de Entrega-Recepción de la Donación China que realiza el Gobierno de la República Popular China al Ministerio de Relaciones Exteriores de la República del Ecuador.

• 20/03/2002 Convenio de Cooperación Económica y Técnica entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China.

• 21/03/2002 Memorándum de Entendimiento entre el Banco de China como Prestamista y el Ministerio de Económica y Finanzas del Ecuador, representado por el Ministerio de Relaciones Exteriores del Ecuador como Prestatario".

• 26/03/2002 Acuerdo de Cooperación entre la Comisión China de Arbitraje Económico y Comercio Internacional y la Cámara de Comercio Ecuador - China.

• 28/11/2002 Notas Reversales Convenio entre el Gobierno del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China relacionado con una Donación del Gobierno Chino de Cinco Millones de Yuanes Renmimbi como Ayuda para la Emergencia causada por la Erupción del Volcán Reventador.

• 13/07/2003 Acta de Entrega - Recepción de la Donación que realiza el Gobierno de la República Popular China al Gobierno de la República del Ecuador.

• 08/2003 Acuerdo Marco entre la Comisión Estatal de Desarrollo y Reforma de la República Popular China y el Ministerio de Energía y Minas de la República del Ecuador para la Cooperación en el Sector Hidrocarburífero.

• 08/2003 Acuerdo de Cooperación Fitosanitario entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China.

• 08/2003 Convenio de Cooperación Económica y Técnica entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China.

• 08/2003 Convenio de Cooperación Económica y Técnica (Línea de Crédito) entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China.

• 08/2003 Convenio de Cooperación entre el Consejo Chino para el Fomento del Comercio Internacional (CCPIT) y la Cámara de Comercio Ecuatoriano - China

• 08/2003 "Programa de Intercambio Cultural 2003 - 2005" entre el Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República Popular China.

• 08/09/2003 Acta de Entrega-Recepción del Proyecto de Ampliación de Reconstrucción de Alcantarillado de la Ciudad de Loja -Asistencia Económico-Técnica de China al Ecuador.

FUENTE:
Ministerio de relaciones Exteriores
http://www.mmrree.gov.ec/mre/documentos/pol_internacional/bilateral/asia_china.htm

ANEXO 2

ANULA ECUADOR LA CONCESIÓN A LA PETROLERA ESTADOUNIDENSE OXY

El juez del caso aceptó la demanda de Petro Ecuador y declaró la caducidad del contrato que permitía la exploración y explotación de petróleo por Occidental. Aplausos de sectores indígenas

El ministro de Energía de Ecuador, Iván Rodríguez, declara en Quito la revocación unilateral de la concesión a la petrolera estadounidense Oxy en territorio de ese país Foto **Ap**

Quito, 15 de mayo. El gobierno ecuatoriano anuló el contrato que le permitía operar en su país a la petrolera estadounidense Occidental (Oxy), tras culparla de vender ilegalmente parte de sus acciones.

Iván Rodríguez, ministro de Energía y juez del caso, señaló que "cumplidos los presupuestos determinados, se resuelve aceptar la demanda y petición presentada por Petro Ecuador, y se declara la caducidad del contrato de participación para la exploración de hidrocarburos y explotación de petróleo crudo de la compañía, lo que implica la inmediata devolución al Estado de las áreas contratadas y la entrega de todos los equipos, maquinarias y otros elementos".

Por su parte, el procurador general, José Borja, principal detractor de la compañía, rechazó la defensa de la petrolera y demandó su expulsión en medio de los aplausos de sectores de

izquierda e indígenas que demandaban el respeto a la soberanía nacional, presuntamente violada por Occidental.

El gobierno resolvió anular el contrato de Oxy, tras un dispendioso proceso iniciado en 2004 contra la multinacional por vender, sin autorización oficial, 40 por ciento de sus acciones a la canadiense Encana, ahora propiedad de la china Andes Petroleum.

La decisión deja sin efecto el convenio mediante el cual Occidental explotaba 100 mil barriles diarios de crudo en la Amazonía ecuatoriana desde la década de los noventa, y afecta a la totalidad de los campos que gestiona Oxy, incluidos el bloque 15 y los campos Limoncocha y Edén-Yuturi de los que la estadounidense extrae 7 por ciento de su producción mundial de crudo y en los que ha invertido más de mil millones de dólares.

El fin del contrato de Oxy se produce en momentos en que la región sudamericana es sacudida por esfuerzos de los distintos países, como Venezuela y Bolivia, por aumentar el control de sus recursos naturales.

Arreglo amistoso, rechazado

Oxy, que se presenta como el principal inversionista en Ecuador, planteó al Estado un arreglo amistoso que incluía la entrega de 20 millones de dólares y el 50 por ciento de las ganancias excedentes por el alza de los precios del crudo.

Si bien una controvertida norma ya obliga a las petroleras extranjeras a repartir esas utilidades, Oxy argumentaba que el Estado podría perderlas si prosperaban las demandas de las compañías, y por ello ofrecía incluir en un arreglo amistoso una cláusula que garantizara el desembolso.

No obstante, este lunes el presidente de Petro Ecuador, Fernando González, rechazó el ofrecimiento, con el argumento de que es contrario a la ley.

"En mi calidad de presidente de Petro Ecuador rechazo la propuesta transaccional por ser contraria a la ley, inviable y lesiva a los intereses de mi representada", señaló González en una carta pública al ministro Rodríguez, quien actúa como juez de última instancia del caso.

Apoyado en ese procedimiento, el gobierno retiró a la estadounidense la licencia de operaciones y, de paso, calmó a los sectores indígenas y populares que exigían la salida de la multinacional.

Sin embargo, la decisión también podría sepultar sus posibilidades de cerrar un Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos, por cuanto Washington había supeditado la firma del acuerdo a un arreglo amistoso con la petrolera, según admitieron funcionarios de Quito.

El equipo negociador estadounidense mantiene suspendidas las conversaciones desde abril, pese a los llamados del gobierno de Alfredo Palacio para reanudarlas, dejando fuera las tratativas del caso Oxy y de las petroleras afectadas por la medida que las obliga a repartir sus utilidades excedentes.

FUENTE:

http://www.jornada.unam.mx

Martes 16 de mayo de 2006

ECUADOR: SE INICIA JUICIO CONTRA TEXACO

Comenzó en Ecuador el juicio contra la compañía petrolera ChevronTexaco, acusada de destruir grandes extensiones selváticas y contaminar las tierras y ríos de la zona.

La demanda ha sido presentada por miles de indígenas ecuatorianos que señalan a una empresa subsidiaria de Texaco como la responsable del envenenamiento de su medio ambiente.

Los indígenas aseguran además que la compañía petrolera arrojó residuos contaminados en pozos de agua colectivos.

Los representantes de ChevronTexaco sostienen por su parte que la petrolera cumplió con todas las leyes ecuatorianas en materia de limpieza de zonas de explotación.

El proceso estuvo paralizado por casi una década debido a las batallas legales y los recursos presentados. Todo comenzó el 13 de agosto de 1993 cuando delegados de 30 mil indígenas y campesinos de 47 comunidades de Orellana y Sucumbíos presentaron la demanda en la Corte de Nueva York.

El 13 de agosto del 2002, la justicia estadounidense resolvió que el caso se reinicie en Ecuador. Según informó la agencia Reuters, es la primera vez en la historia que un juez de Estados Unidos transfiere un juicio a otro país.

Piden imparcialidad

Para los expertos, el juicio -que comenzó este martes en Nueva Loja- podría llevar meses.

"Hoy se jugarán intereses políticos, económicos, porque el Estado intentará no quedar mal con la transnacional petrolera Texaco. Lo que nosotros pedimos es que se indemnice, se mejore la calidad de vida y que haya una justa recompensa a los pueblos afectados", dijo a medios locales Elías Yiaguaje, uno de los dirigentes de las 47 comunidades.

Representantes de la iglesia y ambientalistas pidieron transparencia a los jueces y la no intervención del Estado.

Abogados de traje, cientos de indígenas, periodistas de cadenas internacionales y ecologistas han revolucionado la localidad de Nueva Loja.

FUENTE:

http://news.bbc.co.uk

Martes, 21 de octubre de 2003

ANEXO 3

ECUADOR EXTIENDE PLAZO PARA NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS

El presidente ecuatoriano Rafael Correa dijo el sábado que su gobierno prorrogó el plazo para suscribir nuevos contratos con las compañías petroleras.

"En un año iremos a esos contratos de prestación de servicios" y no en seis meses como se había planteado inicialmente, expresó el gobernante durante su programa radial sabatino.

El gobierno busca cambiar los contratos de participación vigentes por otros en los que las petroleras queden como prestadoras de servicios.

El gobierno propuso que mientras negocia con las petroleras les cambiaría el esquema de repartición de las ganancias generadas inesperadas por los altos precios del crudo de 99% a favor del estado y 1% para las compañías, por otro en el que les cobraría un impuesto del 70% sobre ese margen. A las compañías que no acepten la modificación contractual, Correa les ha dicho que se vayan del país.

El gobierno espera la respuesta de las compañías privadas pero Correa adelantó que "la mayoría de empresas nos han dicho sí".

"Esta negociación es muy favorable para el país", afirmó el jefe de estado.

Varias petroleras interpusieron demandas de arbitraje contra Ecuador por la instauración del impuesto a las ganancias extraordinarias.

http://www.lostiempos.com/noticias

14 de junio de 2008

ANEXO 4

EL RIESGO PAÍS REPUNTA A 1,341 PUNTOS

08:30 | Según el Banco Central, el pasado 16 de septiembre el índice de riesgo país superó por primera vez, en varios meses, la barrera de los mil puntos, al situarse en 1 006 puntos, para subir 20 puntos al día siguiente y luego situarse en 1 037 puntos el día 18.

Quito, EFE

El índice de riesgo de insolvencia de la deuda soberana de Ecuador (riesgo país) comenzó la semana con un repunte que lo situó en 1 341 el pasado 6 de octubre, informó hoy el Banco Central.

El índice de riesgo de los Bonos de los Mercados Emergentes (EMBI, por su sigla en inglés), que mide la firma calificadora JP Morgan, cerró la semana pasada en 1 160 puntos y comenzó octubre en 1 078 puntos.

Según el Banco Central, el pasado 16 de septiembre el índice de riesgo país superó por primera vez, en varios meses, la barrera de los mil puntos, al situarse en 1 006 puntos, para subir 20 puntos al día siguiente y luego situarse en 1 037 puntos el día 18.

A partir del 19 de septiembre, cuando bajó a 927 puntos y hasta el pasado viernes, el índice del riego país se había mantenido por debajo de los mil puntos, pero el lunes último, un día después de que los ecuatorianos aprobaron la nueva Constitución en un referendo, volvió a repuntar, según el Banco Central.

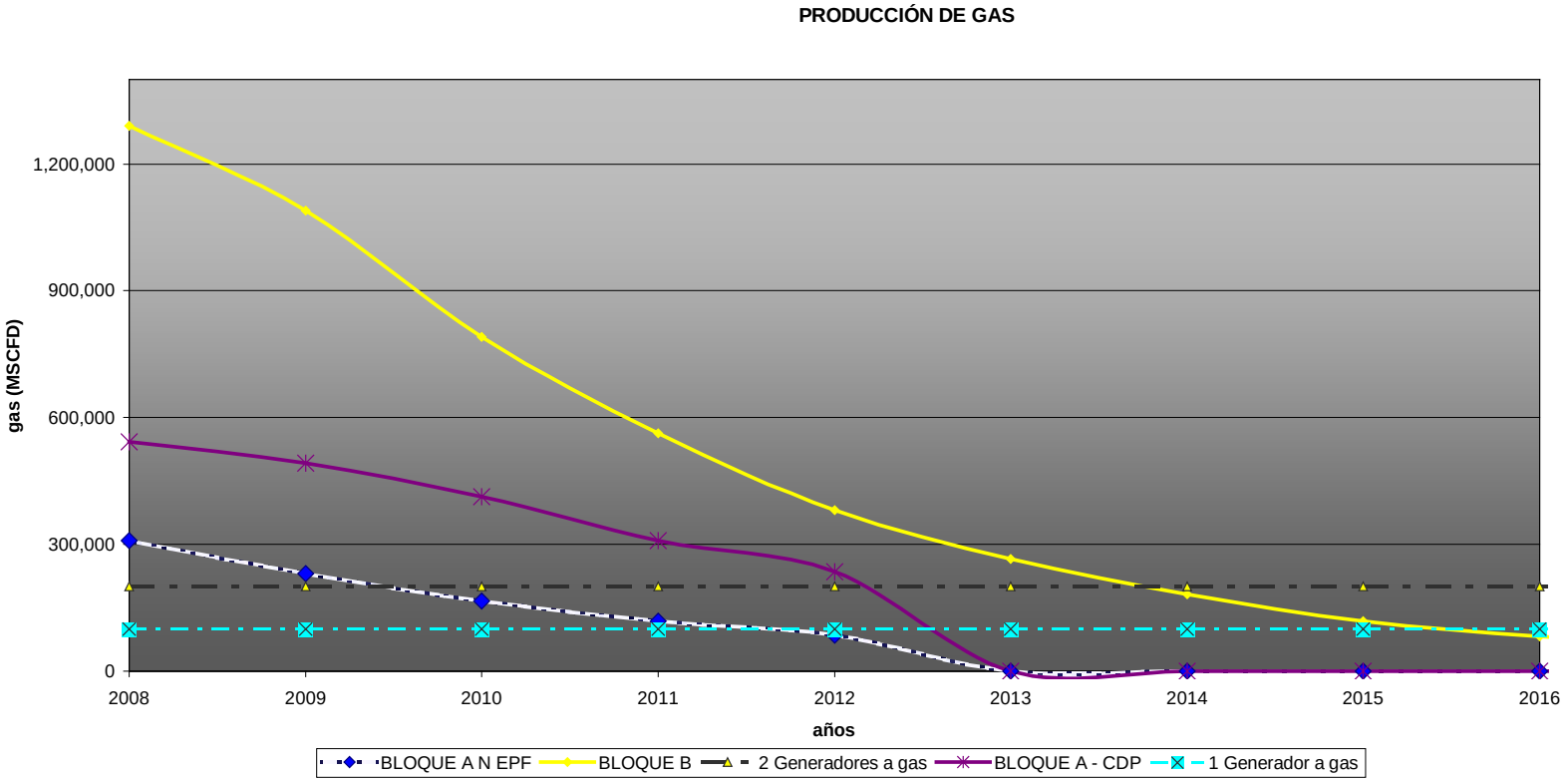
El riesgo país es un baremo que mide el grado de volatilidad de una economía determinada y permite a los agentes financieros extranjeros prever los riesgos de las inversiones.

El riesgo país se había situado en los 4 712 puntos el 5 de junio de 2000, año en el que Ecuador adoptó la dolarización.

El 15 de enero de 2007, cuando Rafael Correa asumió el Gobierno, el riesgo país era de 827 puntos.

ANEXO 5

ANEXO 6


PRODUCCIÓN DE GAS
gas (MSCFD)
1,200,000
900,000
600,000
300,000
0
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
años
BLOQUE A N EPF
BLOQUE B
2 Generadores a gas
BLOQUE A - CDP
1 Generador a gas

propiedad: **Bloque A**

ESTIMADO DE PRODUCCIÓN

Año (bbl/d)

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Reservas provadas produciendo													
132	N-02:M1	1,239	930	646	449	313	0	0	0	0	0	0	0
110	N-03:M1	667	543	443	362	296	0	0	0	0	0	0	0
104	N-06:M1	139	106	84	68	57	0	0	0	0	0	0	0
110	N-07:UINF	485	337	223	153	105	0	0	0	0	0	0	0
100	N-10:UINF	245	163	99	36	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Crudo:		**2,775**	**2,079**	**1,495**	**1,068**	**771**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
111.2	**GOR TOTAL**	**308,580**	**231,185**	**166,244**	**118,762**	**85,735**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Propiedad: **Bloque A**

ESTIMADO DE PRODUCCIÓN

Año (bbl/d)

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Reservas provadas produciendo													
121	BL-A-K-01:M1	545	511	399	256	164	0	0	0	0	0	0	0
138	BL-A-W-01:M1	825	703	600	513	439	0	0	0	0	0	0	0
150	Bl-A-W-05:M1	562	560	506	376	277	0	0	0	0	0	0	0
157	Bl-A-W-06:M1	366	355	319	265	220	0	0	0	0	0	0	0
180	Bl-A-W-07:M1	240	256	190	131	85	0	0	0	0	0	0	0
140	Bl-A-W-08:M1	325	240	174	62	0	0	0	0	0	0	0	0
190	Bl-A-W-11:M1	308	260	220	181	152	0	0	0	0	0	0	0
200	Bl-A-W-12:M1	229	203	180	156	136	0	0	0	0	0	0	0
Total Crudo:		**3,400**	**3,088**	**2,588**	**1,940**	**1,473**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
160	**GOR TOTAL**	**542,220**	**492,536**	**412,786**	**309,430**	**234,944**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Property: **Block B**

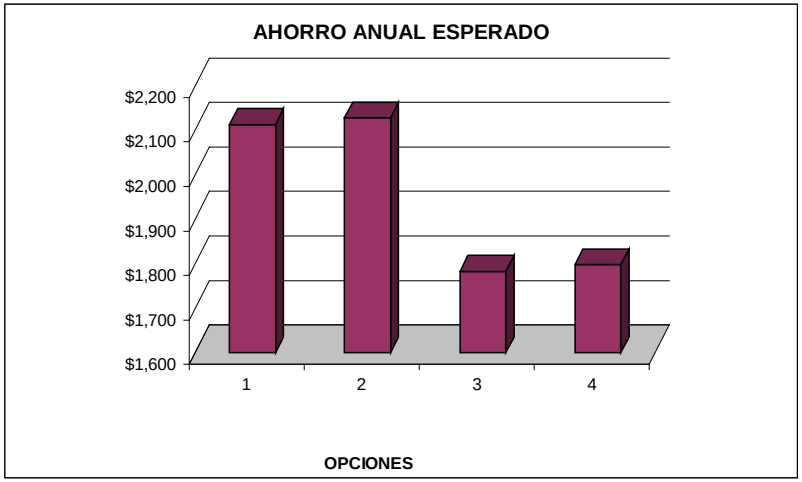
ESTIMADO DE PRODUCCIÓN

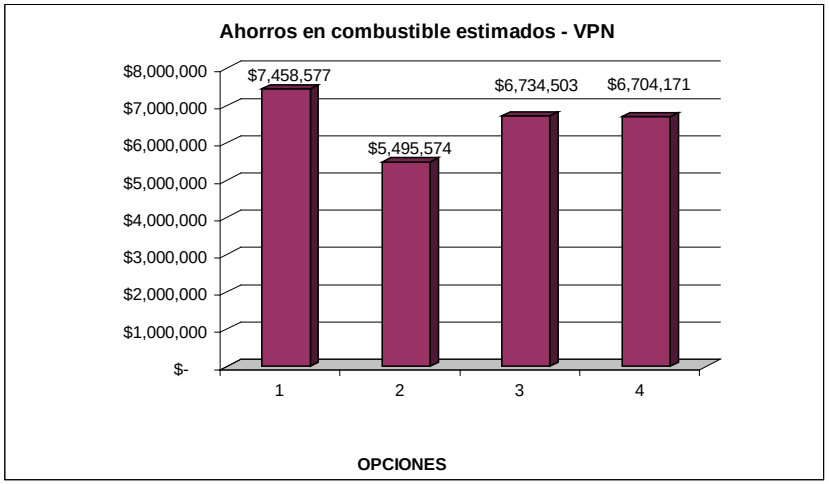
		Año (bbl/d)											
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GOR	***Reservas provadas produciendo***												
120	Bl-B-02H:UINF	36	106	35	0	0	0	0	0	0	0	0	
150	Bl-B-03H:UINF	3,150	2,521	2,024	1,625	1,307	1,046	840	674	543	434	349	280
145	Bl-B-04H:UINF	1,631	1,233	632	269	57	0	0	0	0	0	0	0
142	Bl-B-05:TINF	1,062	691	451	294	192	125	1	0	0	0	0	0
152	Bl-B-06H:UINF	546	323	191	88	0	0	0	0	0	0	0	0
200	Bl-B-07AH:UINF	469	323	223	154	72	0	0	0	0	0	0	0
122	Bl-B-10:UINF	300	209	151	105	0	0	0	0	0	0	0	0
111	Bl-B-11:UINF	263	205	187	171	134	79	0	0	0	0	0	0
100	Bl-B-12ST:UINF	545	361	272	210	167	135	111	6	0	0	0	0
140	Bl-B-14:UINF	140	230	173	136	106	84	66	9	0	0	0	0
120	Bl-B-15:UINF Loc	191	300	271	226	183	149	124	68	0	0	0	0
150	**Bl-B-8:UINF**	**225**	**160**	**118**	**82**	**53**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
150	Bl-B-17TINF Loc	750	1,200	974	705	475	298	175	95	48	0	0	0
TOTAL Crudo		**9,308**	**7,862**	**5,702**	**4,065**	**2,746**	**1,916**	**1,317**	**852**	**591**	**434**	**349**	**280**
139	**GOR TOTAL**	**1,290,260**	**1,089,794**	**790,385**	**563,472**	**380,638**	**265,587**	**182,556**	**118,100**	**81,922**	**60,159**	**48,377**	**38,812**

ANEXO 7

UBICACIÓN	CAPACIDAD ACTUAL INSTALADA (kwh)	CONSUMO ACTUAL (KW)	PRODUCCIÓN DE DIESEL ACTUAL (Galones /día)	* CONSUMO ESTIMADO FUTURO (KW)	CARGA PROMEDIO FUTURO ESPERADA (KW) **	CONSUMO PROMEDIO FUTURO ESPERADO (galones / día) **
		Max actual		Max futuro		
Bloque B -N Battery	1690	450	580	1400	1100	1680
Bloque A - ND EPF	2400	530	900	530	480	900
Bloque A -CDP	400	100	220	100	100	220

RESUMEN DE OPCIONES





Ahorros por año están basados en el ahorro que proviene de la operación de las unidades Waukesha.
Ahorro global asume un costo constante de combustible.

% ahorro = (caga disponible Waukesha KW/ consumo promedio futuro KW) * factor que reduce el consumo de gas.

Este factor hace mas conservativo el análisis.

OPCIÓN 1: 2 @N A & 1 @ N D

Ubicación	Capacidad Disponible WAUKESHA (KW)	Ahorro de combustible		Ahorros KUSD $/AÑO (3.92 por galón)	Comentarios	AHORRO GLOBAL (i.e PV @ i=0)	Ahorro global (i.e PV @ i=11)
		%	Volumen				
N A	960	61%	1026	$ 1,468,469	Operativa: 2 waukeshas + 1 caterpilar. Stand by: 1 caterpilar. Liberado: 1 caterpilar 3412	$ 13,950,456	$ 7,458,577
N D	480	50%	450	$ 643,860	Operativa: 1 waukeshas + 1 caterpilar. Stand by: 1 caterpilar. Liberada: 1 caterpilar 3508	$ 2,253,510	
		TOTAL		$ 2,112,329		$ 16,203,966	

Notas importantes

Cuando hay cargas picos (i.e. sobre 480 KWH, Se requiere arrancar el generador). Entonces, se opera un caterpilar y Waukesha @ 30 % cada uno. Se estima solo 50% de ahorro.

OPCIÓN 2: 1 @N A & 2 @ N D

Ubicación	Capacidad Disponible WAUKESHA (KW)	Ahorro de combustible		Ahorros KUSD $/AÑO (3.92 por galón)	Comentarios	AHORRO GLOBAL (i.e PV @ i=0)	Ahorro global (i.e PV @ i=11)
		%	Volumen				
N A	480	35%	586	$ 839,125	Operativa: 1 waukeshas + 2 caterpilar. Stand by: 1 caterpilar. Liberada: 1 caterpilar 3412	$ 5,873,876	$ 5,495,574
N D	960	100%	900	$ 1,287,720	Operativa: 2 waukeshas. Stand by: 1 caterpilar. Liberada: 2 caterpilar 3508	$ 3,541,230	
		TOTAL		$ 2,126,845		$ 9,415,106	

OPCIÓN 3: 2 @ N A & 1 @ CDP

Ubicación	Capacidad Disponible WAUKESHA (KW)	Ahorro de combustible		Ahorros KUSD $/AÑO (3.92 por galón)	Comentarios	AHORRO GLOBAL (i.e PV @ i=0)	Ahorro global (i.e PV @ i=11)
		%	Volumen				
N A	960	61%	1026	$ 1,468,469	Operativa: 2 waukeshas + 1 caterpilar. Stand by: 1 caterpilar. Liberada: 1 caterpilar 3412	$ 13,950,456	$ 6,734,503
CDP	480	100%	220	$ 314,776	Operativa: 1 waukeshas. Stand by: 1 caterpilar. Liberada: 1 caterpilar 3306	$ 1,259,104	
		TOTAL		$ 1,783,245		$ 15,209,560	

Notas importantes Máxima carga de CDP menos de 25% de una unidad waukesha.

OPCIÓN 4: 1 @ N A, 1 @ CDP & 1 @ N D

Ubicación	Capacidad Disponible WAUKESHA (KW)	Ahorro de combustible		Ahorros KUSD $/AÑO (3.92 por galón)	Comentarios	AHORRO GLOBAL (i.e PV @ i=0)	Ahorro global (i.e PV @ i=11)
		%	Volumen				
N A	480	35%	586	$ 839,125	Operativa: 1 waukeshas + 2 caterpilar. Stand by: 1 caterpilar. Liberada: 1 caterpilar 3412	$ 5,873,876	$ 6,704,171
N D *	480	50%	450	$ 643,860	Operativa: 2 waukeshas. Stand by: 1 caterpilar. Liberada: 2 caterpilar 3508	$ 2,253,510	
CDP	480	100%	220	$ 314,776	Operativa: 1 waukeshas. Stand by: 1 caterpilar. Liberada: 1 caterpilar 3306	$ 1,259,104	
		TOTAL		$ 1,797,761		$ 9,386,490	

Esta opción implica la instalación en tres lugares distintos, por tanto mayores costos operativos.

ANEXO 8

PLAN DE USO DE GAS EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

1. OBJETIVOS

• Incrementar el uso del gas producido en los Campos H, H Sur y N, mediante la utilización de generadores a gas u otro sistema de generación eléctrica cuyo combustible en forma total o parcial sea el gas producido de los yacimientos de dichos campos.

• Reducir de consumo de diesel en los Bloques A y B, sin disminuir la producción actual.

2. ANTECEDENTES

La instalación de Waukeshas en las plantas de tratamiento servirá para la utilización del gas producido y que actualmente solo se ocupa parte del volumen en los tubos de fuego instalados en los Separadores Trifásicos y Tratadores Térmicos de dichas estaciones. La instalación de las Waukeshas además es una oportunidad de reducción del consumo de diesel en las locaciones sin la necesidad de disminuir la carga necesaria par la operación normal de las plantas de Proceso.

3. ALTERNATIVAS Y RECOMENDACIONES

ALTERNATIVA 1 – GENERADORES A GAS WAUKESHAS

Basados en la disponibilidad de tres Waukeshas en el bloque “T”, tres alternativas se han analizado como factibles, una vez que se obtengan los debidos permisos gubernamentales para su traspaso:

Opción 1: 2 unidades en N battery y 1 unidad en N D.
Opción 2: 1 Unidad en N battery y 2 unidades en D.
Opción 3: 2 Unidad en N battery y 1 unidad en CDP.
Opción 4: 1 unidad en N battery 1 unidad en N D y 1 unidad en CDP.

Para estas opciones se ha considerado un cálculo estimado de VP utilizando el ahorro de consumo de diesel tomando en cuenta: requerimiento de generación en cada facilidad, disponibilidad de gas y la extensión del contrato del bloque. El VP para cada opción ha sido calculado de la siguiente manera:

Opción 1: 7.5 MMUSD (inversión estimada 1 MMUSD)

Opción 2: 5.5 MMUSD (inversión estimada 1 MMUSD)

Opción 3: 6.7 MMUSD (inversión estimada 1.5 MMUSD)

Opción 4: 6.7 MMUSD (inversión estimada 3.0 MMUSD)

Basados en el análisis inicial la Opción # 1 es la recomendada y acordada entre los grupos internos involucrados de la compañía.

4. ALCANCE DEL TRABAJO

A. GENERAL

B. INGENIERÍA

Realizar ingeniería de detalle para:

- Instalación de DOS UNIDADES WAUKESHA en N Battery, Bloque B.
- Instalación de UNA UNIDAD WAUKESHA en N D

C. COMPRAS

Realizar las actividades de procura para:

- Adquisición civil, mecánica, I&C y de materiales eléctricos para DOS UNIDADES WAUKESHA en N Battery y UNA UNIDAD WAUKESHA en N D.
- El equipo principal de las Waukeshas será transferido desde el bloque “T” juntos con sus paneles de control una vez que se tengan las respectivas autorizaciones.

D. CONSTRUCCIONES

i. CIVIL

- Reubicación de las una unidad Caterpillar e instalación de dos Waukeshas adicionales en N Battery.
- Instalación de una unidad Waukesha en N D.

ii. ELÉCTRICO, I&C

- Modificación de los paneles Thompson de las Waukeshas de modo que puedan ser sincronizados con el sistema actual de N Battery y N D respectivamente.
- Instalación de cables eléctricos e inter-conexiones.
- Instalación de cables de comunicación e inter-conexiones.
- Programación de los sistemas del PLC.

iii. MECÁNICO

- Instalación de tubería desde “Fuel gas Scrubber” hacia las unidades Waukesha.
- Interconexión a los sistemas de drenaje.

E. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS E INFORMACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto se construirá de acuerdo con todas las especificaciones y procedimientos de ‘la empresa petrolera’ y de igual manera con los procedimientos y especificaciones de las entidades gubernamentales.

Esto incluye lo siguiente, pero no está limitado:

- ASME B31.3 : Planta Químico y Tubería para refinamiento de petróleo.
- ASME B31.4 : Sistema de tubería de transportación para hidrocarbonos y otros líquidos.
- API 12J : Especificaciones para Separadores de Crudo y Gas.
- API RP 14 C : Se recomienda prácticas de análisis, diseño de instalación, y pruebas de Seguridad básica en superficie de los sistemas de producción en las plataformas Offshore.
- ASME B&PV.C : Código en la caldera y vasija de presión, Secciones: II, Especificaciones de Material, VIII, Vasija de presión Div. 1; Sección IX
- API RP-520 Part I : Medición, selección e instalación de instrumentos para alivio de presión en refinería Parte I, medición y selección.
- API RP-520 Part II : Medición, selección e instalación de instrumentos para el alivio de presión en refinería Parte II, Instalación.
- API RP-521 : Guía para alivio de presión y sistemas de despresurización.

- API RP-552 : Sistemas de Transmisión, Parte II, Sección 2, Sistemas de Provisión de aire.
- API 2000 : Tanques de ventilación atmosférica y mantenimiento de baja presión.
- ISA : Sociedad de Instrumentos de América
- NFPA : Asociación Nacional de Protección de Incendios.
- NEMA : Asociación Nacional de Productores de Energía.

F. ESTRATEGIA DE INGENIERÍA

La ingeniería preliminar de la instalación de 2 unidades Waukesha en N Battery se elaboró con la empresa "Ingeniería Petrolera'. Una vez concluida esta ingeniería preliminar se puede proceder a la compra de materiales y licitaciones para las instalaciones con los planos para construcción.

Es muy importante el recibir los comentarios a los planos y reportes durante los primeros pasos de la ingeniería, para esto, es necesario el compromiso y apoyo de operaciones y construcciones.

G. ESTRATEGIA DE COMPRAS

Una vez recibidas y comentadas las listas de materiales, se realizará una revisión de inventario en las bodegas de la empresa. Los materiales que no se encuentren en stock en la bodega se comprarán a través del departamento de compras. Se sugiere utilizar transporte aéreo para los materiales comprados en el extranjero para cumplir con los tiempos exigidos por la empresa.

H. ESTRATEGIA DE CONSTRUCCIONES

Todos los trabajos relacionados con este proyecto se realizarán basados en procesos de licitación sujetos a los procedimientos de la compañía.

Se planea separar las licitaciones en trabajaos civiles, trabajos electro-mecánicos y actividades de programación.

Además, dada la complejidad en la instalación y comisión de Waukesha, se planea utilizar un técnico o representante de Waukesha, para realizar la comisión y asistencia en el arranque.

I. ESTRATEGIAS PARA CAMBIOS EN EL ALCANCE

Los comentarios y cambios a los planos y documentación se los debe realizar a más tardar una semana después del arranque de la ingeniería de detallada, dado que la información ha sido entregada durante el proceso preliminar de ingeniería.

El procedimiento para cualquier cambio propuesto durante la construcción o al final de la etapa de ingeniería será:

- La persona que propone el cambio, deberá presentarlo por escrito al ingeniero del proyecto, justificando los aspectos técnicos por los cuales desea el cambio.
- El cambio será evaluado por el ingeniero del proyecto y se revisará el impacto económico y de presupuesto que pueda causar.
- Una vez revisados los aspectos anteriores, el cambio se someterá a la aprobación de las siguientes personas:

Director de Facilidades y Construcciones
Gerente de Facilidades
Director de Operaciones
Gerente de Desarrollo de los Bloques de “La empresa petrolera”.

J. JUSTIFICACIÓN

La justificación de éste trabajo se basa en la cantidad de Diesel que la compañía ahorrará después del desarrollo del mismo, además del uso de combustible de reemplazo, gas producido, para cumplir con los requerimientos de energía para la generación eléctrica que abastece a los equipos en superficie.

K. CRONOGRAMA

El tiempo aproximado para la culminación del proyecto es de 156 días, incluidas las actividades realizadas, a partir de la fecha de aprobación del proyecto.

L. RIESGOS E IMPREVISTOS POTENCIALES

Las categorías de riesgos e imprevistos potenciales se dividen en las siguientes: Aprobaciones, Socio-Política, y Materiales.

i. Socio-Política

Debido a la mínima actividad realizada en la empresa, cualquier proyecto que se realice causa gran expectativa en las comunidades. Es por esto, que es un riesgo que las personas de la comunidad puedan realizar paros que afecten el proyecto.

ii. Materiales

El estrecho Mercado actual afecta el concepto de pronta entrega. En este punto cualquier material podría ser entregado en plazos largos.
Para evitar este riesgo, los departamentos de compras y facilidades han empezado a cotizar y revisar en el inventario de bodega la disponibilidad de los mismos. Una vez que se reciba la lista completa, después de la ingeniería de detallada completa, se planea enviar las Órdenes de Compra internacionales, para el envío de los materiales vía aérea.

ANEXO 9

PROYECTO USO DE GAS EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

ESTUDIO DE FLUJO DE ENERGÍA Y DE CORTO CIRCUITOS DEL SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PROYECTO DE USO DE GAS EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

1. ESTRUCTURA DEL ESTUDIO

1.1 Alcance del Estudio

Desarrollar un estudio de Flujo de Energía y de Corto Circuitos del Sistema de Energía Eléctrica en el Proyecto N-A, en la generación y el sistema energético.

El propósito del Estudio de Corto Circuitos es calcular las corrientes de corto circuitos presentes en el sistema para determinar los índices de Corto Circuitos que pueden tener los equipos nuevos que serán instalados en el sistema. El propósito del Flujo de Energía es determinar el rendimiento de los sistemas de voltaje y flujos de corriente durante estados estables y durante el arranque del motor.

1.2 Introducción

Este informe contiene las corrientes de Corto Circuitos y las funciones de los dispositivos calculadas para el sistema de acuerdo con los Estándares ANSI C37.010, C37.011 y C37.13, así como los sistemas de voltaje y corrientes durante estados estables y durante el arranque del motor.

Las simulaciones fueron realizadas utilizando el software de simulación denominado “Easy Power” para Sistemas Eléctricos.

El análisis Flujo de Carga incluye la simulación de la operación del sistema de acuerdo con la información de planta para una situación extremadamente catastrófica, manteniendo los voltajes del sistema de acuerdo con las recomendaciones incluidas en el estándar IEEE-141.

El análisis de corto circuitos incluye los cálculos de las corrientes de pérdida de cada circuito del sistema, para las fallas del trifásico, unifilar y tierra, entre fases y tierra y doble línea y tierra para dos tiempos, medio ciclo y cinco ciclos, todas las corrientes presentadas sobre el diagrama de la unifilar están en kiloamperios RMS.

Este informe está distribuido en 5 capítulos y 3 anexos, de la manera que se describe abajo:

El Capítulo 1 presenta la estructura de este informe.

El Capítulo 2 demuestra el uso de los aspectos generales sobre el desarrollo de este estudio.

El Capítulo 3 indica los resultados del flujo de energía incluyendo el arranque del motor más grande del sistema.

El Capítulo 4 presenta los resultados de corto circuitos en una situación extremadamente catastrófica analizada directamente sobre el diagrama unilineal y demuestra una tabla con las Funciones contra Corto Circuitos de cada dispositivo de protección en el nuevo sistema para poder determinar el índice mínimo requerido.

El Capítulo 5 demuestra las recomendaciones sugeridas para la operación del sistema.

Los Anexos indican los resultados directos de los diferentes cálculos sobre el diagrama unilineal, así como la Hoja de Carga de cada Centro de Control de Motores.

2. ASPECTOS GENERALES

Este capítulo presenta los aspectos generales considerados durante el desarrollo del estudio, tal como:

- La información utilizada para los Análisis
- La Metodología
- La descripción del caso analizado

2.1 La Información utilizada para el Análisis

- Se ha obtenido la base de datos para el análisis de la información provista por ingenierías previas y por operaciones.

2.2 Metodología

De acuerdo con la información provista por “La empresa petrolera”, el Sistema de Energía Eléctrica de N-A fue simulado por medio de un módulo FE (Flujo de Energía) y un módulo CC (Corto Circuito) del software Easy Power basándose en las recomendaciones aplicables de los estándares ANSI y IEEE.

Adicionalmente, para poder desarrollar el estudio, fue necesario hacer las siguientes suposiciones:

- Los dispositivos existentes en la instalación tienen las características de construcción y/o funcionamiento definidas por los estándares y recomendaciones de los estándares ANSI, NEMA y IEC.

3. ANÁLISIS DEL FLUJO DE ENERGÍA

El Análisis del Flujo de Energía se hizo para demostrar el comportamiento del sistema durante estados estables y en condiciones normales y también para poder identificar posibles problemas y ofrecer recomendaciones con el objetivo de mejorar la operación del sistema. El análisis toma en consideración los límites de las regulaciones de una aceptación de ±5% de acuerdo con los estándares internacionales ANSI/IEEE C84.1, IEEE Std. 141 y de las prácticas de la industria, e identifica aquellos elementos del sistema que operan por encima del 90% de su capacidad nominal, para poder evitar un recalentamiento que puede deteriorar el aislante y reducir su vida útil.

- El Análisis de Flujo de Energía conceptúa un caso de carga básica, tomando en consideración la incorporación de dos nuevas bombas de inyección de agua de 500HP y 600HP, respectivamente, al sistema MCC-2 nuevo, donde una de las dos opera en espera activa. También se instalará tres nuevas bombas con una capacidad de 65HP cada una. También se tomó en consideración la instalación de dos generadores de gas nuevos de 500 kW cada uno, trasladados de otro sitio.

- El factor de demanda de las cargas presentes fue calculado basándose en los datos del consumo de energía eléctrica actual de la operación. Se aplicó un factor de demanda de 0.8 para la nueva bomba de inyección de agua.

Para el nuevo caso y de acuerdo con la información de “La empresa petrolera”, la generación del sistema es de 1198 kW en donde los generadores de 500 kW contribuyen con 364 kW cada uno que representa el 72.38% de su capacidad nominal. Uno de los generadores existentes de 545 kW opera en espera activa, y el otro contribuye 408.33 kW que representa el 74.86% de su capacidad nominal. Vea el Dibujo #2.

Tres generadores pueden funcionar paralelamente aunque la bomba de inyección de agua nueva no esté en operación, porque cada generador no tiene una carga de menos del 30% de su capacidad nominal para prevenir la fuga de diesel que se presenta en el motor de combustión cuando la carga es más baja (menos del 30%).

La carga del sistema está alrededor de 1192 kW que significa que se necesita tener por lo menos tres generadores en paralelo y uno en espera activa, cuando el sistema funciona con carga completa.

Resumen del Informe del Sistema con una bomba de inyección nueva

TOTAL	**MW**	**MVAR**	**MVA**	**PF**
Generación en el Sistema	1.1968	0.597	1.339	0.895
Carga del Sistema	1.192	0.592	1.331	0.896
Carga de Desviación del Sistema	-0.000	-0.000		
Pérdidas en el Sistema	0.006	0.005		
Revisión de la Estabilidad	-0.000	-0.000		

De acuerdo con los resultados presentados, se puede ver que los voltajes de todas las barras de distribución en el sistema están dentro de los intervalos recomendados por el IEEE-141 de $0.95 < C\ pu < 1.05$ y por lo tanto el comportamiento del sistema desde el punto de vista de un estado estático es satisfactorio.

3.1 Análisis del Arranque del Motor de la Bomba de Compresión de Agua (600 HP)

Se analiza la futura expectativa de poner una bomba de agua de 600 hp y los efectos del arranque del motor son analizados de acuerdo con los estándares ANSI C84.1 y ANSI/NEMA MG1 que permiten una caída máxima de voltaje de 10% sobre la potencia nominal del voltaje del motor durante el momento de arranque del motor, estas caídas de voltaje pueden tener registros de entre 0.5 segundos y un minuto. En el sistema N-A existen motores con valores nominales de 460 V. Esto significa que el voltaje mínimo permitido del sistema es de 0.9*460/480 = 0.863 pu de la base del sistema.

Se pueden apreciar voltajes dentro del sistema durante el arranque del Motor de la Bomba de Compresión de Agua tomando en consideración el arranque con corriente reducida limitada a 1.5. Se ha analizado un caso catastrófico, simulando el arranque del motor mientras se corren otras cargas.

De acuerdo con los resultados, se puede ver que el voltaje del MCC-2 donde se localiza el motor más grande, es de 0.91 pu, este voltaje está dentro de los límites recomendados en los Estándares del NEMA MG-1, y por lo tanto el sistema puede resistir sin problemas el arranque directo en línea de motores de 600 HP o menores.

4. ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITOS

El sistema de energía de N-A fue modelado utilizando el módulo de corto circuitos (CC) del software de Easy Power. Se calcularon niveles de medio ciclos utilizando reactancias de generación sub-transitoria (X”d) y las contribuciones del motor fueron calculadas para determinar las funciones contra corto circuitos de cada circuito y cortacircuitos LV.

Las impedancias de los generadores utilizados en el estudio fueron estimadas basándose en los datos típicos de equipos de tamaños similares de una manera conservadora.

Las impedancias de los cables 480 V se basaron en los estándares de los cables 3/C AWG de la biblioteca de software de Easy Power.

Este estudio fue preparado para un caso catastrófico, que toma en consideración los cuatro generadores funcionando paralelamente y todos los motores necesarios para la operación normal.

Las corrientes de medio ciclo toman en consideración las contribuciones de los motores con excepción de los motores conectados a través de VFDs que se asume que son de impulsos no regenerativos y por lo tanto no contribuyen con flujos de corriente a la falla.

4.1 Análisis de Fallas Trifásicas

Pueden verse corrientes de las fases para los medios ciclos y cinco ciclos resultantes de una Falla Trifásica.

Los equipos nominales vs. las funciones de las corrientes de fallas para todos los equipos de interrupción dentro del Sistema de Generación Eléctrica de N-A para cada tipo de falla son presentadas en la siguiente tabla:

Equipos				Nominales			Funciones				Comentarios
ID	Fab	Estilo	Estándar de Prueba	½ Ciclo kA	kA Int	Ciclos Int	½ Ciclo kA	% ½ Ciclo	kA Int	% kA	
52-G3			ANSI-SYM	65.000			28.453	-56.2%			
52-G1			ANSI-SYM	65.000			28.952	-55.5%			
52-G2			ANSI-SYM	65.000			28.952	-55.5%			
52-M1			ANSI-SYM	65.000			33.850	47.9%			
52-M2			ANSI-SYM	65.000			31.633	-51.3%			
52-G4			ANSI-SYM	65.000			28.453	-56.2%			
SW				65.000			36.058	-44.5%			

GR-101											

(*) Todos los Nominales y Funciones están en kA RMS.

Las columnas bajo del título Nominales tienen los nominales de los equipos instalados en el sistema de generación de N-A y los mínimos que deben tener los nuevos equipos al ser instalados. Las columnas bajo el título Funciones representan las corrientes máximas de corto circuitos que fluyen a través de los dispositivos detallados en caso de una falla Trifásica.

De acuerdo con lo descrito arriba, la corriente nominal para 65 kA para el SWGR existente y para el MCC existente es adecuada para el generador nuevo que será instalado.

4.2 ANÁLISIS DE FALLAS ENTRE UNIFILAR Y TIERRA

La falla de tierra en el sistema de N-A a niveles de 0.48 kV está limitada por medio de un sistema de impedancia alta (5ª) instalada por medio de un transformador zig-zag y por lo tanto no tiene sentido compararlo con los nominales de Corto Circuitos del equipo con la corriente de falla de tierra disponible.

Equipos				Nominales			Funciones				Comentarios
ID	Fab	Estilo	Estándar de Prueba	½ Ciclo kA	kA Int	Ciclos Int	½ Ciclo kA	% ½ Ciclo	kA Int	% kA	
52-G3			ANSI-SYM	65.000			0.004	100.0 %			
52-G1			ANSI-SYM	65.000			0.004	100.0 %			
52-G2			ANSI-SYM	65.000			0.004	100.0 %			
52-M1			ANSI-SYM	65.000			0.005	100.0 %			
52-M2			ANSI-SYM	65.000			0.005	100.0 %			

52-G4			ANSI-SYM	65.000			0.004	100.0 %			
SWGR-101				65.000			0.005	-100.0 %			

(*) Todos los Nominales y Funciones están en kA RMS.

Las columnas bajo del título Nominales tienen los nominales de los equipos instalados en el sistema de generación de N-A y los mínimos que deben tener los nuevos equipos al ser instalados. Las columnas bajo el título Funciones representan las corrientes máximas de corto circuitos que fluyen a través de los dispositivos detallados en caso de una falla unifilar y tierra.

De acuerdo con lo descrito arriba, la corriente nominal para 65 kA para el SWGR existente y para el MCC existente es adecuada para el generador nuevo que será instalado.

4.3 ANÁLISIS DE FALLAS ENTRE DOS FASES Y TIERRA

Los nominales de los equipos vs. las Funciones de la corriente de Fallas para todos los equipos de interrupción dentro del sistema de generación N-A para este tipo de falla están representados en la siguiente tabla:

Equipos				Nominales			Funciones				Comentarios
ID	Fabricante	Estilo	Estándar de Prueba	½ Ciclo kA	kA Int	Ciclos Int	½ Ciclo kA	% ½ Ciclo	kA Int	% kA	
52-G3			ANSI-SYM	65.000			24.641	-62.1%			
52-G1			ANSI-SYM	65.000			25.074	-61.4%			
52-G2			ANSI-SYM	65.000			25.074	-61.4%			
52-M1			ANSI-SYM	65.000			29.315	-54.9%			
52-M2			ANSI-SYM	65.000			27.396	-57.9%			
52-G4			ANSI-SYM	65.000			24.641	-62.1%			
SWG				65.000			31.228	-52.0%			

R-101											

(*) Todos los Nominales y Funciones están en kA RMS.

Las columnas bajo del título Nominales tienen los nominales de los equipos instalados en el sistema de generación de N-A y los mínimos que deben tener los nuevos equipos al ser instalados. Las columnas bajo el título Funciones representan las corrientes máximas de corto circuitos que fluyen a través de los dispositivos detallados en caso de una falla Entre Fases y Tierra.

De acuerdo con lo descrito arriba, la corriente nominal para 65 kA para el SWGR existente y para el MCC existente es adecuada para el generador nuevo que será instalado.

4.4 ANÁLISIS DE FALLAS ENTRE FASES

Los nominales de los equipos vs. las Funciones de la corriente de Fallas para todos los equipos de interrupción dentro del sistema de generación N-A para este tipo de falla están representados en la siguiente tabla:

Equipos				Nominales			Funciones				Comentarios
ID	Fabricante	Estilo	Estándar de Prueba	½ Ciclo kA	kA Int	Ciclos Int	½ Ciclo kA	% ½ Ciclo	kA Int	% kA	
52-G3			ANSI-SYM	65.000			24.641	-62.1%			
52-G1			ANSI-SYM	65.000			25.074	-61.4%			
52-G2			ANSI-SYM	65.000			25.074	-61.4%			
52-M1			ANSI-SYM	65.000			29.315	-54.9%			
52-M2			ANSI-SYM	65.000			27.396	-57.9%			
52-G4			ANSI-SYM	65.000			24.641	-62.1%			
SWGR-101				65.000			31.228	-52.0%			

(*) Todos los Nominales y Funciones están en kA RMS.

Las columnas bajo del título Nominales tienen los nominales de los equipos instalados en el sistema de generación de N-A y los mínimos que deben tener los nuevos equipos al ser instalados. Las columnas bajo el título Funciones representan las corrientes máximas de

corto circuitos que fluyen a través de los dispositivos detallados en caso de una falla Entre Fases.

De acuerdo con lo descrito arriba, la corriente nominal para 65 kA para el SWGR existente y para el MCC existente es adecuada para el generador nuevo que será instalado.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A. Los resultados de los análisis de flujo de energía demuestran que la operatividad de los diferentes componentes del sistema eléctrico es aceptable, debido a sus parámetros operativos en cuanto a que las regulaciones, eficiencia y niveles de carga no discrepan con las recomendaciones de las prácticas de la industria establecidas dentro de los estándares internacionales IEEE, ANSI, etc.

B. Las Bombas de Inyección de Agua Nuevas deberán ser arrancadas por medio del Manejador de Frecuencia Variable (MFV) que limita los niveles de corriente iniciales a niveles de 1.5 x In o menos, con el propósito de mantener el sistema de voltaje dentro de los niveles permitidos.

C. Todo motor de 480 V MCCs o menores a 100 HP pueden ser arrancados directamente en línea con el sistema sin causar caídas de voltaje excesivas en el sistema.

D. El nominal de corto circuitos de 0.48 kV SWGR de 65 kA RMS Sym es adecuado para la expansión de generación eléctrica propuesta.

E. Al ser instaladas, las nuevas secciones de SWGR deberán tener una capacidad contra corto circuitos de por lo menos 65 kA para poder igualarse a las instalaciones existentes.

6. ANEXOS

ANEXO A LEYENDAS DE LOS DIBUJOS

En los dibujos se encuentran algunos datos nominales del sistema de generación, Sub-estaciones a 480 V, motores principales a cargas de los MCCs, etc. Para una identificación fácil, los equipos del sistema fueron clasificados por códigos de colores de la siguiente manera:

Nivel 480 V

Los equipos desactivados son identificados por medio de líneas de puntos y con el color gris, y los elementos que cambian su condición de caso a caso desde el cajetín base, son identificados con el color verde, el nuevo elemento en un caso es identificado con el color morado.

Con relación a la información de los dibujos, los datos presentados para cada equipo son los siguientes:

- Barra de distribución: Nombre (*MEMBRETE*)

- Generadores: Nombre, energía nominal, X", X',X_0

- Cables: Número de conductores por fase, configuración interna del cable, tamaño, material conductor, largo en pies y tipo de conducto.

- Transformadores: Nombre, energía nominal, porcentaje de voltaje, Porcentaje de Impedancia de Corto Circuitos

- Motores: Nombres, fuerza mecánica nominal, tipo de motor, X"

- Cargas con objetivos generales (símbolo de flechas): Nombre, carga instalada

- MCCs: Nombre, energía requerida

También, y dependiendo del tipo de simulación, los dibujos presentan la siguiente información adicional:

A.1 Flujo de Energía

Códigos de Colores:

Barras de distribución con problemas de voltaje: barras de distribución vacías de color rojo
Líneas y elementos con problemas de sobrecargas: en color rojo

Datos de Flujo de Cargas:

- Barras de Distribución: Magnitud de Voltaje (kV) y ángulo de fase de latencia con respecto a la barra de distribución Swing.

- Generadores: Flujo de Energía en kVA y pf.

- Cables:Flujo de energía en kW y kvar.

- Transformadores: Valor Real de la toma corriente, porcentaje de sobre carga y relación de la demanda de energía vs. el valor al ser aplicado, flujo de carga en kW y kvar.

- Motores: Demanda de carga en kVA y pf

- Cargas con objetivos generales (símbolo de flechas): Demandas de Carga en kVA y pf

- MCCs: Demanda de Cargas en kVA y pf

A.2 CORTO CIRCUITOS

Códigos de Colores:

- Barras de distribución donde ocurre la falla: barras de distribución con líneas interiores y color azul.

- Fallas de Corto Circuitos:

- Barras de Distribución: Corriente simétrica de cortos circuitos en kA, el primer valor (y el más alto) es la corriente de Medio Ciclo y el segundo es la corriente de Cinco Ciclos.

- Para los demás elementos del sistema se demuestra la contribución de cada uno a las corrientes de corto circuitos en kA a las barras de distribución a cada lado del elemento. El primer valor es la corriente de Medio Ciclo y el segundo es la corriente de Cinco Ciclos.

ANEXO B. CARGA DEL MCC

El anexo indica la carga del MCC utilizado para calcular el consumo de carga 480 V.

C.1 CARGA DEL MCC 001

	Nombre del Equipo	Estado	Tipo de	Factor de Carga	Motor Demanda	Motor	Motor kV	Motor HP	Motor PF	Estática Eff	X/R
	Estática Kw	kVAR									
UPSI	UPS INVERTER	Encendido	Carga	0.3						5.4	2.6
ACOND	AIR ACONDICIONADO	Encendido	Carga	0.3						1.8	0.9
RLP-2	REMOTE SECURITY LIGHTING PANEL	Encendido	Carga	0.1						33.75	16.35
RLP-1	REMOTE SECURITY LIGHTING PANEL	Encendido		0.3						13.5	6.54
P-560 HP	FLARE KNOCKOUT DRUM PUMP	Encendido	Motor	0.3	0.46	7.5	0.783	0.84	2,18		
GA-3003C	OIL BOOSTER PUMP	Encendido	Motor	0.3	0.46	15	0.814	0.855	2,60		
V-810	FREE WATER KNOCKOUT	Encendido	Carga	0.1						9.25	1.1

TR-240	HEATER TREATER FIRE TUBE CONTROLLER	Apagado	Carga	0						4.5	2.18
PMP	PORTABLE METER PROVER	Encendido	Carga	0						10.8	5.23
M-900 HP	FLARE BLOWER	Encendido	Carga	0.3						13	9
P-520	RECYCLE PUMP	Encendido	Motor	0.1	0.46	10	0.805	0.855	2,35		
P-550	HIDROCARBON DRAIN TANK SUMP PUMP	Encendido	Motor	0.1	0.46	3	0.777	0.785	1,62		
P-500[a]	WATER INJECTION BOOSTER PUMP	Encendido	Motor	0.6	0.46	100	0.871	0.91	8,56		
P-500B	WATER INJECTION BOOSTER PUMP	Encendido	Motor	0.6	0.46	100	0.871	0.91	8,56		
P-500C	WATER INJECTION BOOSTER PUMP	Apagado	Motor	0	0.46	100	0.871	0.91	8,56		
TR-820	TREATER GRID TRANSFORMER	Encendido	Carga	0.3						90	43.6
LP-A LP-BLP-C	45 KVA TRANSFORMER	Encendido	Carga	0.2						40.5	19.62
TR-240	TREATER GRID TRANSFORMER	Encendido	Carga	0.3						22.5	10.9

P-530 A	OIL TRANSFER PUMP VFD	Encendido	Carga	0.7						315	152.6
P-530 B	OIL TRANSFER PUMP VFD	Encendido	Carga	0.7						315	152.6
P-530 C	OIL TRANSFER PUMP VFD	Apagado	Carga	0						315	152.6
P-500D	WATER INJECTION BOOSTER PUMP	On	Motor	0.6	0.46	100	0.871	0.91	8,56		
P-500E	WATER INJECTION BOOSTER PUMP	Off	Motor	0	0.46	100	0.871	0.91	8,56		
P-500F	WATER INJECTION BOOSTER PUMP	Off	Motor	0	0.46	100	0.871	0.91	8,56		
K-600A	ROTARY BLOWER VFD	On	Load	0.5						36	17.44
K-600B	ROTARY BLOWER VFD	Off	Load	0						36	17.44
P-555	DRAIN TANK SUMP PUMP	On	Motor	0.3	0.46	5	0.799	0.825	1,93		
P-590[a]	VRU KNOCK-OUT DRUM SUMP PUMP	On	Motor	0.1	0.46 7.	5	0.783	0.84	2,18		
P-590B	VRU KNOCK-OUT DRUM SUMP PUMP	Off	Motor	0	0.46 7.	5	0.783	0.84	2,18		

ANEXO B. CARGA DEL MCC

El anexo indica la carga del MCC utilizado para calcular el consumo de carga 480 V.

C.1 CARGA DEL MCC -002

MCC 002

	Nombre del Equipo	Estado	Tipo de Carga	Factor de Demanda	Motor kV	Motor HP	Motor PF	Motor Eff	Motor X/R	Estática Kw	Estática kVAR
P-JV-02	INJECTION BOOSTER PUMP 1 VFD	Off	Load	0,8	4					372.96	180,63
P-JV-03	INJECTION BOOSTER PUMP 2	On	Motor	0,8	0.46	600	0.82	0,92	20,77		
PA-3034A	DIESEL INJECTION PUMP	On	Motor	0,8	0,46	1	0,8	0,737	0,96		
IBP 1	FUTURE INJECTION BOOSTER PUMP	On	Motor	0,8	0.46	65	0.837	0.91	6,45		
IBP 2	FUTURE INJECTION BOOSTER PUMP	On	Motor	0.8	0.46	65	0.837	0.91	6,45		
IBP 3	FUTURE INJECTION BOOSTER PUMP	Off	Motor	0.8	0.46	65	0.837	0.91	6,45		

ANEXO 10

ANEXO 11

ANEXO 12