

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO

Colegio de Graduados

**MODELO DE GESTION PARA DEMOCRATIZAR EL CAPITAL DE
UNA EMPRESA, APLICADO A UN CAMPO MARGINAL PETROLERO**

POR

JUAN CARLOS ANDRADE REYES

Tesis presentada como requisito para la obtención de

**MASTER ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS ESPECIALIZACION
FINANZAS**

2007

Dedicatoria

A mi amada esposa Ximena y mis amados hijos Carlos Andrés y Juan José, que siempre me dan fuerzas para conseguir mis metas con su amor.

Agradecimiento

A mi padre y madre por darme una educación en valores y respeto a los demás, a mis hermanas y hermano por siempre estar allí cuando los necesito.

INDICE GENERAL

Capítulo 1 - Introducción

1.1. Introducción	06
1.2. Planteamiento del problema.....	09
1.3. Objetivos.....	10
1.4. Hipótesis.....	10
1.5. Relevancia del tema.....	11
1.6. Marco de referencia.....	11

Capítulo 2 - Metodología

2.1. Tipo de investigación.....	12
2.2. Recopilación de información.....	12
2.3. Tipo de planificación.....	12

Capítulo 3 – Referencial Teórico

3.1. Sistema de planificación.....	13
3.2. Diagnóstico del sistema del sector petrolero.....	13

Capítulo 4 – Propuesta específica

4.1. Proyecto.....	19
4.1.1. El alcance del proyecto.....	19
4.1.2. Las estrategias de entrada.....	19
4.1.3. Conceptos de diferenciación.....	20

Capítulo 5 – Análisis en investigación de mercado

5.1. Consumidores.....	21
5.2. El tamaño del mercado y su tendencia.....	24
5.3. La competencia y los límites competitivos.....	26
5.4. El mercado estimado compartido y ventas.....	27
5.5. La evaluación del mercado en desarrollo.....	28

Capítulo 6 – La economía del negocio

6.1. Márgenes de renta bruta y de operaciones.....	29
6.2. Potencial de rentabilidad y duración.....	30
6.3. Costos fijos y variables.....	30

6.4.	Los meses los cuales no hay ganancias ni pérdidas.....	31
6.5.	Los meses para alcanzar los flujos de caja positivos.....	32
Capítulo 7 – El plan de marketing		
7.1.	Estrategia de marketing global.....	33
7.2.	Precios.....	33
7.3.	Tácticas de ventas.....	34
7.4.	Políticas de servicio y garantía.....	34
7.5.	Propaganda y promoción.....	35
7.6.	Distribución.....	35
Capítulo 8 – Planes de diseño y desarrollo		
8.1.	Estado de desarrollo y tareas.....	37
8.2.	Dificultades y riesgos.....	37
8.3.	Mejoramiento de productos y nuevos productos.....	38
8.4.	Costos.....	38
8.5.	Ejemplares de su propiedad.....	39
Capítulo 9 – Plan de fabricación y operación		
9.1.	El ciclo operativo.....	40
9.2.	Ubicación geográfica.....	41
9.3.	Instalaciones y mejoras.....	42
9.4.	Planes y estrategias.....	42
9.5.	Disposiciones legales y regulaciones.....	43
Capítulo 10 – El equipo de administración		
10.1.	Organización.....	44
10.2.	Personal clave de administración.....	44
10.3.	Compensación administrativa y posesión.....	45
10.4.	Empleo, acuerdos, opción de stocks, y planes de bonificación.....	45
10.5.	Junta Directiva.....	45
10.6.	Otros accionistas, derechos y restricciones.....	46
10.7.	Asesoramiento profesional y servicios.....	46
Capítulo 11		
11.1.	Cronograma.....	47

11.2. Riesgos críticos, problemas y suposiciones.....	47
11.3. Plan financiero.....	48
Capítulo 12 – Ofertas propuestas por la compañía	
12.1. Financiamiento deseado.....	59
12.2. Oferta.....	59
12.3. Capitalización.....	59
12.4. Uso de fondos.....	59
12.5. Reinversión.....	60
Capítulo 13 – Conclusiones y recomendaciones en armonía con la solución del problema, los objetivos planteados y uso de herramientas.....	
61	
ANEXOS	
Anexo 1: Margen operacional 68%.....	63
Anexo 2: Margen operacional 64%.....	63
Anexo 3: Margen operacional 57%.....	64
Anexo 4: Rentabilidad – tasa interna – valor presente neto / caso WTI \$70/Bbl.....	64
Anexo 5: Rentabilidad – tasa interna – valor presente neto / caso WTI \$60/Bbl.....	66
Anexo 6: Rentabilidad – tasa interna – valor presente neto / caso WTI \$50/Bbl.....	67
Anexo 7: Pérdidas 3 primeros meses WTI \$50/Bbl.....	68
Anexo 8: Flujo de caja positivo WTI \$70/Bbl.....	68
Anexo 9: Flujo de caja positivo WTI \$60/Bbl.....	69
Anexo 10: Flujo de caja positivo WTI \$50/Bbl.....	69
Anexo 11: Detalle de nómina.....	69
Anexo 12: Contrato de opciones de compra de acciones para gerentes.....	70
Anexo 13: Contrato de promesa de compra venta de acciones.....	70
Anexo 14: Ingresos durante los 20 años del proyecto.....	82
Anexo 15: Reporte de control de gestión mensual.....	83
Gráficos	
Gráfico 1: Evolución de los precios WTI.....	94
Gráfico 2: Mapa estratégico.....	94
Bibliografía.....	95

1.1. Introducción

La industria petrolera en el mundo, cada vez es más importante, según la revista Fortune 500 2007, esta industria fue la más rentable en Estados Unidos en el 2006. Adicionalmente, es importante darse cuenta lo que la energía significa en la vida de las personas, ya que en todas nuestras actividades están relacionadas a ella: electricidad, vehículos, los productos petroquímicos, etc.

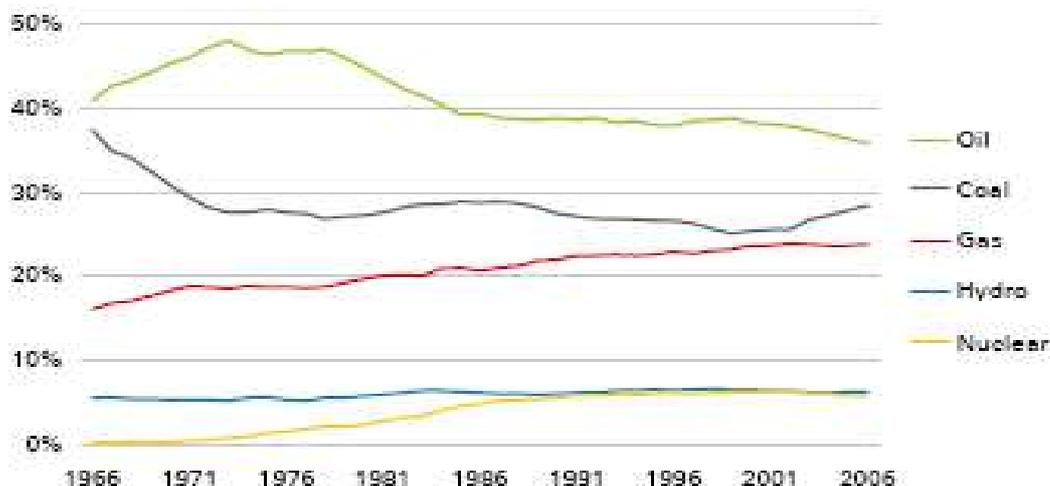
Así es que, definitivamente el hombre / la mujer no puede prescindir de ella. A continuación en la figura 1, tomada del reporte anual de energía publicada anualmente en la página WEB de BP, podemos darnos cuenta, cuales son las fuentes de nuestro consumo de energía desde 1966 hasta el 2006.

Figura 1.

World Fuel Shares



Share of global primary energy consumption



BP Statistical Review of World Energy 2007

© BP 2007

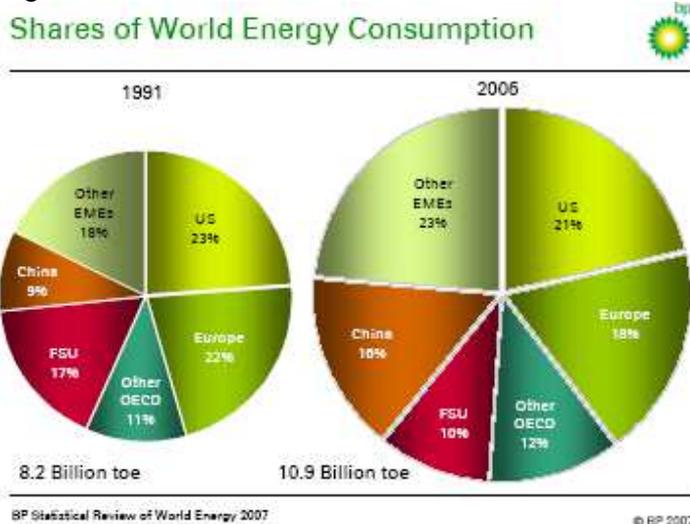
Como se puede apreciar en el cuadro, al 2006, el consumo de petróleo sigue liderando el consumo global de energía, aun cuando ha disminuido en las tres últimas décadas. Luego lo sigue el consumo de carbón, gas, plantas hidroeléctricas y nucleares. La tendencia del petróleo es a la baja y el carbón y gas al alza. Esto se

da, debido a la conciencia mundial que existe por el consumo de fuentes de energía mas limpias, como lo es el gas, el cual ha incrementado significativamente.

Es por ello, lo importante de esta industria, que durante el último siglo ha llevado inclusive a guerras por apoderarse de las reservas de petróleo, ahora mismo vemos el problema que existe en Iraq, con las implicaciones sociales que esto significa.

En la figura 2. Podemos ver como ha variado el consumo por grandes grupos de consumidores de 1991 al 2006.

Figura 2.



Como se puede observar dentro del pastel, China es el país con un incremento del 7% y los otros países emergentes con un incremento del 5%. Estados Unidos de América ha reducido su participación en 2%, Europa en 4% y los antigua Unión Soviética en 7%.

Para Ecuador la industria petrolera según datos del año 2005 publicados en la revista Vistazo 938 del 14 de septiembre del 2006, se indica que la industria petrolera aporta con el 35% al PIB, luego la industria que ocupa el segundo puesto le sigue con 9% y es la automotriz. Estamos hablando de una industria que en año 2005 movió 10.982 millones de dólares.

Dentro del presupuesto estatal del 2007, la actividad petrolera lo financia con el 25% directamente, sin contar con lo que esta actividad genera en impuesto a la

renta. Pero la renta petrolera total estimada para el 2007 es de \$7.490 millones de dólares americanos, de los cuales \$2.108 millones de dólares se van a financiar el presupuesto del Gobierno Central; el petróleo financia también los diferentes fondos petroleros que se detallan a continuación:

Ingresos Brutos a los Fondos Petroleros			
USD Millones			
	MEF	BCE	Comentario
Precio Crudo USD/Bl.	\$ 49.40	\$ 41.40	
CEREPS	868	739	27% de Feiseh y exportaciones de crudo de hasta 23 grados API
FEISEH	1,693	1,415	Ingresos de Bloque 15
FEP*	292	137	Variación del precio presupuestado con el estimado de venta.
REFORMA LEY DE HIDROCARBUROS	601	406	Participación del estado del 50% de incremento de precios en referencia a los de contrato.
TOTAL	3,454	2,697	

Tabla 1.1. Ingresos brutos a los fondos petroleros

Fuente: Justificación de ingresos Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

La industria petrolera en Ecuador juega un papel muy importante, en especial lo referente a la exploración y explotación de petróleo. Cabe mencionar que desde la firma de los campos marginales en 1999 no se ha hecho nada y la producción de los campos maduros de Petroproducción cada día es menor. La producción de Petroproducción sigue disminuyendo por la falta de inversiones que no ha permitido optimizar la producción de los campos de esta.

Definitivamente, el país no ha podido tener una verdadera empresa petrolera, ni tampoco sembrar el petróleo. Se necesita que dentro del pastel de petróleo existan mas involucrados y así crear riqueza desde esta industria para la clase media. De ahí la importancia de los campos marginales dentro de la propuesta de generar un nuevo modelo de gestión que permita democratizar el capital de una

empresa, que consiga capital de manera privada o pública a través del Mercado de Valores en las bolsas de valores de Quito y Guayaquil.

1.2. Planteamiento del problema

La explotación de petróleo en Ecuador, es una industria que maneja cuantiosos montos de inversiones, que es sumamente rentable y al mismo tiempo es riesgosa. De ahí que la compañía estatal, Petroecuador, y las compañías extranjeras han sido las inversionistas de esta industria.

En la actualidad es importante notar que Petroecuador no está asignando el dinero suficiente para que Petroproducción, su filial dedicada a la exploración y explotación de petróleo, pueda mantener e inclusive aumentar su producción. La producción es menor a la presupuestada, en Julio de 2007 están produciendo 166.323 barriles diarios y esperan alcanzar el promedio de 174.993 que es el promedio ofrecido. Simplemente la situación de los campos que maneja Petroecuador es compleja y tiene que mejorarse. Al mismo tiempo para el Estado ecuatoriano es muy difícil asignar recursos para invertirlos en la industria petrolera, siempre será más importante la salud y la educación. El monto acumulado en el Fondo de Inversión en los Sectores Energéticos e Hidrocarburos (FEISEH) es de USD 477 millones de dólares, que pueden ser utilizados para generar energía hidroeléctrica o activar campos petroleros maduros.

De cualquier manera, la intención original de la Ley, era invertir en centrales hidroeléctricas para bajar el costo de electricidad, que actualmente se genera con las centrales térmicas, que consumen diesel, que a su vez es importado.

El nuevo plan del Ministro de Petróleo y Minas es que Petroecuador se concentre en la operación de sus campos maduros, que se concluya la licitación de los 9 campos marginales iniciada en el gobierno del Dr. Alfredo Palacios, sacar una nueva licitación de los bloques de la costa ecuatoriana y posiblemente esperar un poco para también licitar el ITT, al mismo tiempo que construir la nueva refinería con

la estatal Petroleos de Venezuela S.A. (PDVSA) en Manabí. Definitivamente si llegase a cumplir todos estos proyectos en su gestión, existirá un incremento importante en el crecimiento del país.

De cualquier manera, existe un nicho en este mercado petrolero, que podría dinamizar aún más la industria petrolera, este nicho son los campos marginales. No deberían darse más campos a compañías que ya operan en el país y esta puede ser una gran oportunidad para que se desarrolle el mercado de capitales a través de conseguir dinero para financiar un campo marginal, que debe ser asignado por las autoridades competentes.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

El objetivo general del proyecto es generar un modelo de gestión para establecer riqueza propia ecuatoriana a través de la operación del desarrollo de un campo marginal en el Oriente Ecuatoriano.

1.3.2. Objetivos Específicos

Analizar la posibilidad de obtener un campo marginal para operarlo.

Conseguir, a través de la venta de acciones por 30 millones de dólares de manera privada o pública a través de las bolsas de valores de Quito y Guayaquil, para invertir y aumentar la producción de un campo marginal.

Crear una empresa petrolera ecuatoriana que cotice en Bolsa, que no sea privada y que los ecuatorianos de clase media, pueda tener una alta rentabilidad con este proyecto.

Implementar un nuevo modelo de gestión gerencial, con reuniones trimestrales con los accionistas.

1.4. Hipótesis

Demostrar que se pueden consolidar proyectos, en este caso petroleros, con la ayuda del Gobierno, el Congreso y las Bolsas de Valores de Quito y Guayaquil y permitir que la gente pueda valorar la importancia de un mercado de capitales sólido, que es la manera más eficiente de generar riqueza.

1.5. Relevancia del tema

El tema es de singular importancia en la actualidad, primero porque estamos hablando de un negocio rentable y que va a generar riqueza en el país. Segundo porque el campo que se quiere operar no es un nuevo campo, sino uno que en su momento ya fue operado por Petroecuador y que actualmente a ellos ya no les interesa, pero que genera riqueza. Tercero, el impacto al medio ambiente es mucho menor, ya que no hay que desarrollar el campo, este ya fue desarrollado en su momento por Petroecuador, lo que se va a realizar es un mantenimiento adecuado, con nuevas inversiones que permitan que estas mismas instalaciones, con perforación de pozos adicionales dentro de sus inmediaciones, permitan aumentar la producción. Con esto, se beneficia tanto el Estado, como la empresa y sus inversionistas.

1.6. Marco de referencia

1.6.1. Marco teórico

El marco teórico a utilizarse en las ciencias del marketing, finanzas, planificación y el conocimiento de sector, por la experiencia de más de 16 años en el sector. Adicional a ello, se utilizará el siguiente marco legal:

- Constitución de la República.
- Ley de Hidrocarburos.
- Bases de Contratación para la Exploración y Explotación de Campos Marginales.
- Contratos de Campos Marginales.
- Código Laboral.
- Ley de Régimen Tributario Interno y sus reglamentos.
- Ley de Mercado de Valores

1.6.2. Marco conceptual

La empírica dada por mi experiencia de más de 16 años en la industria, más publicaciones de prensa, revistas especializadas, Internet, etc.

CAPITULO 2

Metodología

2.1. Tipo de Investigación

El tipo de investigación a realizarse es teórico, ya que vamos a estudiar el problema con el propósito de ampliar y profundizar el conocimiento de su naturaleza, con apoyo en teorías y siguiendo procedimientos hipotéticos deductivos en fuentes bibliográficas y documentales.

2.2. Recopilación de Información

La información será recopilada en Petroecuador, Banco Central del Ecuador, Dirección Nacional de Hidrocarburos, libros publicados por varios autores, el conocimiento de la industria basado en 16 años de experiencia del autor de esta tesis.

2.3. Tipo de planificación

Iremos de lo global general a lo específico del tema, tomando en cuenta la realidad actual de la industria, para llegar a plantear una posible solución al modelo de gestión de petróleo para un campo marginal.

CAPITULO 3

Referencial Teórico

3.1. Sistema de Planificación.

Vamos a comenzar analizando la situación actual de la industria petrolera nacional, revisar los tipos de contratos existentes actualmente, puntualizar lo referente a campos marginales, analizar las leyes aplicables a este tipo de contratos y determinar la factibilidad de que un proyecto como el que se está planteando sea viable y genere riqueza para el Estado y para los inversionistas ecuatorianos.

3.2. Diagnóstico del Sistema del Sector Petrolero

3.2.1. Estructura Organizativa Básica de la Industria de Producción Petrolera.

La industria de producción de Petróleo esta liderada por el Ministerio de Petróleo y Minas (MPM), quien es el encargado de ejecutar las políticas diseñadas por la Presidencia de la República.

El MPM a través de Petroecuador, la compañía estatal, ha firmado diferentes tipos de contratos con compañías internacionales para la exploración y explotación de hidrocarburos, adicionalmente la compañía Petroecuador produce por ella misma en el Ecuador. A continuación se presenta una tabla con la producción del mes de marzo del 2007 por compañía y tipo de contrato.

Produccion de Petroleo Por Tipo de Contrato

Compañías	Marzo 2007 BPPD
Petroecuador	253,177
Petroproduccion	169,955
Bloque 15 y otros	83,222
Prestacion de Servicios	55,566
Agip	38,470
ENAP	17,096
Participacion	190,350
Andes Petroleum	61,105
Repsol YPF	58,198
City Oriente	3,617
Canada Grande	108
Perenco	31,048
Petrobras	36,275
Servicios Especificos	6,281
Repsol YPF	4,650
Pacifpetrol	1,631
Campos Marginales	20,298
Tecpecuador	6,275
Petrolamerec	8,190
Petrobell	5,833
Producción Total Diaria Por Barriles	525,673

Tabla 3.1. Producción de Petróleo por Tipo de Contrato

Para la elaboración del cuadro se tomo la información de cifras Marzo del 2007 de Petroecuador, publicado en su WEB, www.petroecuador.com.ec.

La producción de las compañías privadas internacionales representa el 52% sobre el total de los 525.673 barriles de petróleo producido diariamente (BPPD). Pero es bueno aclarar que del 52% producido por las empresas internacionales, el Estado participa en una parte que puede ir desde el 20.42% en los contratos de participación al 65.46% en los campos marginales¹.

¹ Tomado de cuadro en pagina 66 del libro Petróleo, amazonia y capital natural, F. Reyes y C Ajamil, Editorial de la Casa de la Cultura Ecuatoriana, 2005

Los tipos de contrato, que las compañías que actualmente producen en el Ecuador son: prestación de servicios, participación, servicios específicos y campos marginales.

Es importante diferenciar cada uno de estos tipos de contrataciones, pues dependiendo del tipo de contrato, las condiciones económicas son diferentes. Los primeros, los contratos de prestación de servicios son aquellos en que el Estado reconoce a la compañía petrolera internacional todos los costos y gastos, más las inversiones realizadas por esta. De la ganancia luego del reembolso de esos egresos, el Estado le reconoce un honorario a la empresa petrolera. Estos contratos los tienen firmados las compañías ENI-AGIP de origen Italiano y SIPEC de Chile.

Los contratos de participación fueron antes contratos de servicios pero debido a que Petroecuador no se pagaba los costos, gastos e inversiones a las compañías internacionales, entre estas y el Estado acordaron modificarlos por participación en la producción de cada uno de los bloques; de esta manera, las compañías se aseguran de recuperar sus costos, gastos e inversiones, obviamente debido a los altos montos existen valores adeudado por Petroecuador a estas compañías por la situación del precio del petróleo de esa época. De todas formas, la participación de las compañías resultó bastante alta y es así que en promedio en el año 2004 la participación del Estado fue de 24.66%.

Los contratos por servicios específicos los tienen dos compañías petroleras, la primera para la operación de Campo Tivacuno muy cercano al Bloque 16 lo tiene el Consorcio liderado por Repsol. El otro campo es el que Petroproducción lo dio a ESPOL y esta buscó un operador internacional, que en la actualidad es Pacifpetrol, en este contrato se negocia las condiciones de participación en la producción ya que al ser campos con producciones muy bajas al Estado le resultaba más costoso producir por si mismo.

Finalmente, en el año 1999, se firmaron los contratos de campos marginales, en los cuales el Estado tiene una participación por sobre el 50% de la producción, estos campos también tienen producciones menores.

Se define como campo marginal, todo aquel que produce hasta el 1% de la producción total del país. Si tomamos la producción de marzo del 2007 de 525.673 BPPD, serán los campos en manos de Petroecuador los que producen hasta 5.256 BPPD

A continuación podemos observar el mapa con los campos de producción de Petroecuador:

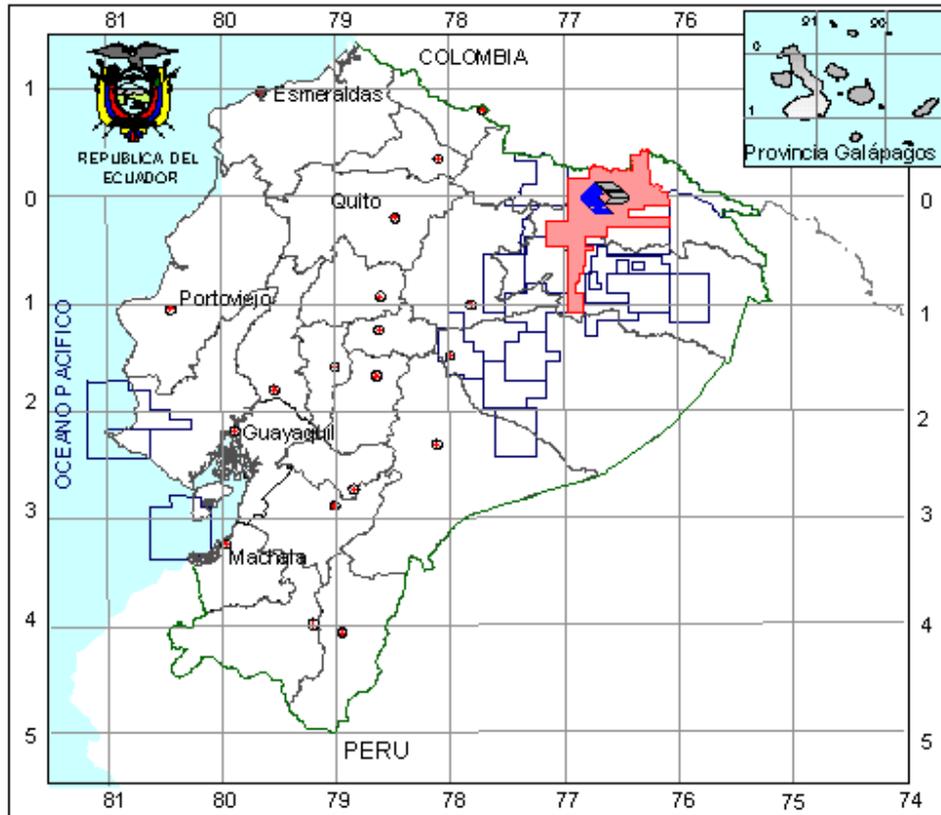


Figura 3: Campos de Petroecuador

Fuente: Atlas Petrolero Petroecuador 2005

Este es el mapa con los campos operados por las compañías privadas extranjeras:

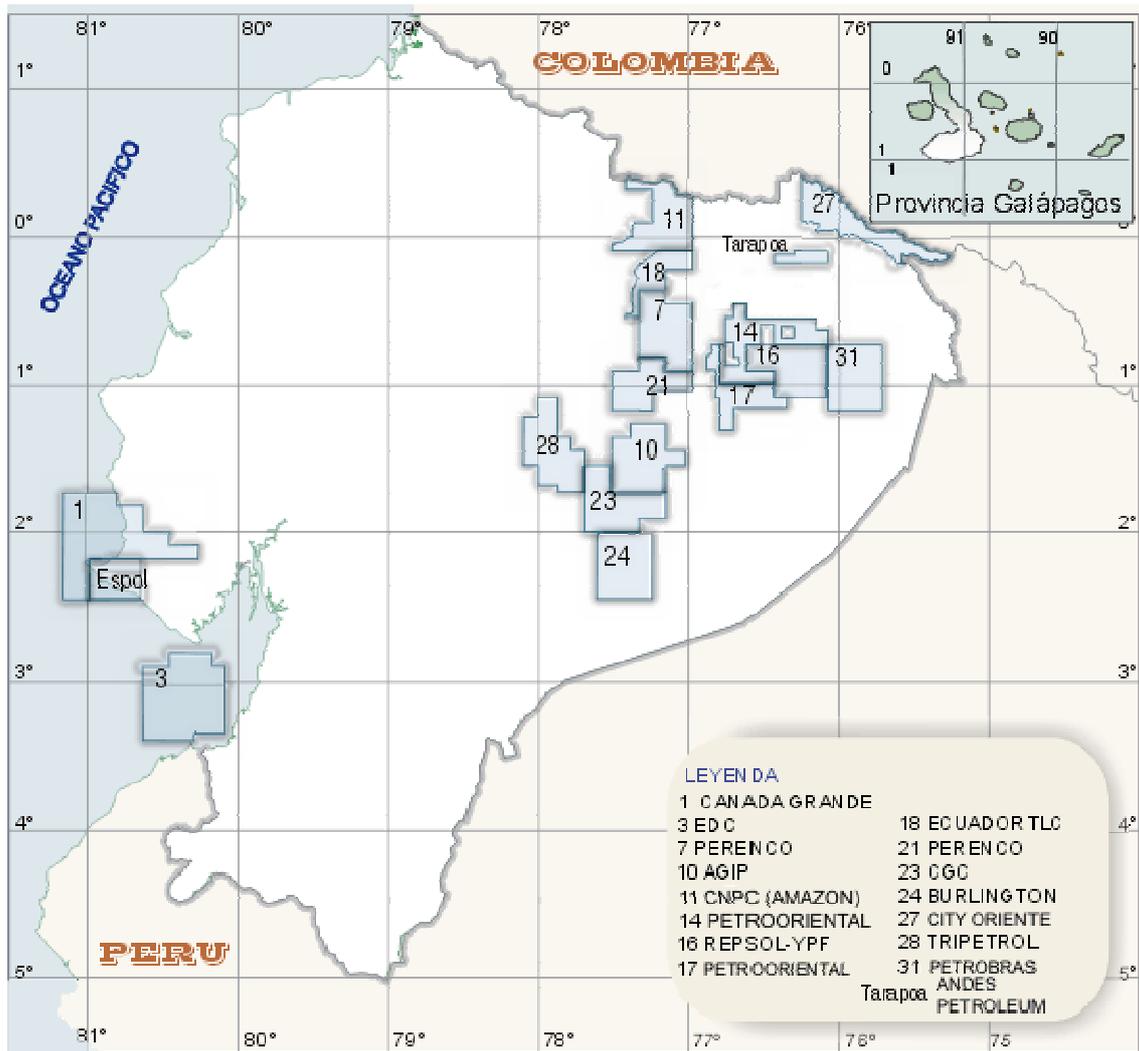


Figura 4: Campos Operados por Compañías Privadas

Fuente: Atlas Petrolero Petroecuador 2005

3.2.2. Estructura del mercado de producción petrolero.

3.2.2.1. El Proyecto como una actividad multisectorial

El proyecto que se analiza se refiere a campos marginales, esto es, el sector petrolero, sin embargo al ser la propuesta un modelo de gestión para conseguir dinero de manera privada o en el mercado de capitales, necesariamente se está incluyendo al sector financiero y a todos los ecuatorianos que puedan comprar una

acción de este gran proyecto. También al ser una industria y un proyectos de explotación de los recursos naturales, definitivamente va a existir impacto ambiental y por tal razón este sector también tiene que estar involucrado.

3.2.2.2. La intervención del Estado que afecta al Área del Proyecto.

La intervención del Estado es importante en el área de impacto de este proyecto, estamos hablando del desarrollo de un campo marginal y como tal la actividad de los campos marginales está regulada por la Ley de Hidrocarburos (Decreto 2967), las bases de contratación para la exploración y explotación de - Campos Marginales (Acuerdo 043, actualiza Decreto 1327-A), Decreto 1327-A y Contabilidad de Costos para la Exploración y Explotación de Campos Marginales (Decreto 1322). De igual manera, la Constitución de la República, consagra la propiedad de los hidrocarburos en el Estado, también la Ley de Hidrocaburos en su artículo primero dice: “Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado”.

3.2.2.3. Las Relaciones Internacionales.

Son importantes ya que esta es una industria global y la producción de este campo va a estar destinada a la exportación e inclusive la parte de la búsqueda de inversionistas se la puede realizar en el extranjero, para que ellos inviertan privadamente o a través de las bolsas de valores en este proyecto.

CAPITULO 4

Propuesta Específica

4.1. Proyecto

El proyecto es desarrollar un modelo de gestión que permita conseguir dinero de manera privada o a través de las bolsas de valores de Quito y Guayaquil y con ello permitir el desarrollo de un campo marginal de explotación petrolera. Sin embargo, este proyecto debe considerarse como un plan piloto y como tal, el gobierno debe dar todo su apoyo para poder ejecutarse.

4.1.1. El alcance del proyecto

Establecer como se puede hacer para que el proyecto mencionado pueda llegar a convertirse en una realidad, en la cual se genere riqueza y que los ecuatorianos y extranjeros puedan participar de esta inversión en el mercado de capitales.

4.1.2. Las estrategias de entrada

Como se quiere desarrollar como un plan Piloto, necesitamos que el gobierno asigne a esta operación un campo marginal de entre los indicados a continuación:

En Producción

- Frontera-Tapi-Tetete (45,9 millones de reservas de petróleo)
- Pucuna (44,3 millones de reservas de petróleo)

Seis cerrados:

- Armadillo (9,3 millones de reservas de petróleo)
- Chanangue (2,5 millones de reservas de petróleo)
- Ocano/Peña Blanca (7,1 millones de reservas de petróleo)
- Pacay (5,2 millones de reservas de petróleo)
- Puma (14,1 millones de reservas de petróleo) y

- Singue. (2,5 millones de reservas de petróleo)

Noveno parcialmente en producción:

- Eno-Ron

Todos estos campos podrían incrementar la producción de petróleo en 30.000 BPPD. El proyecto solo necesita uno de los campos mencionados que se le asigne.

Las estrategias para que al Estado le sea interesante este proyecto, es la posibilidad de hacer accionistas de esta empresa a todos los ecuatorianos mayores de 18 años, lo que hace que realmente los ecuatorianos sean dueños de una empresa petrolera, esto podrá darse con un 10% de las acciones de la compañía.

En el caso de tener éxito es este proyecto se podría seguir creciendo en la misma línea con otros campos marginales

4.1.3. Conceptos de Diferenciación

Lo que se quiere hacer es que exista inversión petrolera local en el Ecuador y que esta sea canalizada de manera privada o a través del mercado de valores. En la Industria petrolera no existe diferenciación de producto, todas las compañías producen petróleo, sin embargo si existe diferenciación en los tipos de contratos existentes como ya se mencionó anteriormente. Al ser el proyecto sobre un campo marginal, éste está regulado por leyes y reglamentos ya establecidos, la diferenciación de este proyecto es dar la oportunidad a los ecuatorianos a ser dueños de una empresa petrolera ecuatoriana, transparente y con opciones de crecimiento en función de una gestión innovadora con reuniones trimestrales con los accionistas y un buen gobierno corporativo.

CAPITULO 5

Análisis en Investigación de Mercados.

5.1. Consumidores

Al hacer el análisis del consumidor de petróleo, vemos que está muy relacionado con el desarrollo de los países y sus economías, debido a que el consumo de petróleo aumenta o disminuye de acuerdo al incremento o disminución del consumo de energía; es por ello, que en la actualidad ha aumentado su consumo por el gran desarrollo que está teniendo la economía de China e India.

El petróleo es un bien no renovable, el petróleo se refiere al crudo como al gas natural. Estas son mezclas de hidrocarburos las cuales son moléculas, en varias formas y tamaños, de átomos de hidrogeno y carbono encontradas en los pequeños espacios porosos conectados en las formaciones de las rocas subterráneas. Estos reservorios petroleros están generalmente a miles de pies bajo la superficie. El crudo y el gas natural se cree que son remanentes de plantas o animales, generalmente de vida submarina, que vivieron hace millones de años.

Las reservas de petróleo, que no son otra cosa que la cantidad de petróleo, que con las técnicas existentes en la actualidad, se pueden extraer y que según estadísticas del Instituto Francés de Energía, actualmente ya se han consumido la mitad de todas ellas; sin embargo, los países siguen creciendo, siguen demandado energía y aún no se ha descubierto otro tipo de energía que con costos similares sea igual de eficiente que el petróleo.

En los últimos años se ha dado gran importancia a las energías alternativas, como es el bio diesel, alcohol, solar y eólica, pero lastimosamente estas no se producen en las cantidades necesarias para abarcar las necesidades del mundo, mas aún, en el caso de bio diesel existen cuestionamientos de si se deben usar para generar energía o para alimentar a la población.

También es importante mencionar, que el petróleo a mas de ser utilizado para generar energía, se utiliza en la industria petroquímica. Es por ello, que si bien la idea es establecer una compañía de explotación petrolera en este momento en Ecuador, este bien se vende en los mercados mundiales sin ningún problema. A continuación se presenta las estadísticas de la demanda mundial en los últimos años.

Consumo de Petróleo **En miles de barriles diarios**

	2002	2003	2004	2005	2006
Norte America	23,665	24,050	24,898	25,023	24,783
Sur y Centro America	4,892	4,725	4,826	5,006	5,152
Europa y Euro Asia	19,726	19,905	20,132	20,314	20,482
Medio Oriente	5,047	5,238	5,492	5,712	5,923
Africa	2,510	2,567	2,645	2,731	2,790
Asia Pacífico	21,898	22,674	23,905	24,294	24,589
TOTAL MUNDO	77,738	79,159	81,898	83,080	83,719
Aumento %		1.83%	3.46%	1.44%	0.77%

Tabla 5.1: Consumo de Petróleo por Regiones.

Fuente: Tabla preparada por el autor de la tesis en función del statistical review full report 2007 publicada en la pagina WEB bp.com

Como podemos observar, el consumo mundial ha aumentado durante los últimos cinco años. Si bien el incremento no es muy significativo en el global (0.77% en el último año), podemos observar como Norteamérica ha reducido el consumo de petróleo en el 2006, con referencia a la tendencia de aumento en los 4 años anteriores.

Las otras regiones muestran incrementos en los 5 años. El incremento más importante se da en el año 2004 con 3.46%. En resumen, el consumo de petróleo sigue creciendo y con ello la industria tiene una gran presión, ya que las reservas se están terminando.

A continuación se presenta el cuadro de las reservas existentes en el mundo o para entenderlo más claro, el saldo o balance de barriles de petróleo que existe en la tierra al 31 de diciembre del 2006.

Reservas de Petróleo Probadas	
En miles de millones de barriles diarios	
	2006
Norte America	223.4
Sur y Centro America	103.5
Europa y Euro Asia	144.4
Medio Oriente	742.7
Africa	117.2
Asia Pacífico	40.5
TOTAL MUNDO	1,371.7

Tabla 5.2: Reservas Mundiales de Petróleo.

Fuente: Tabla preparada por el autor de la tesis en función del statistical review full report 2007 publicada en la pagina WEB bp.com

Como podemos observar en el cuadro, con estas reservas, se tiene para un consumo de 45 años con el nivel actual de consumo, lo cual no es cierto ya que el consumo, como lo vimos en el cuadro de anterior a este, ha ido incrementando año tras año; por lo tanto, si no se encuentran más reservas, el petróleo podría terminarse antes.

Para el caso ecuatoriano el consumo de los últimos 5 años ha sido el siguiente:

Consumo de Petróleo en Ecuador					
En miles de barriles diarios					
	2002	2003	2004	2005	2006
Ecuador	131	137	141	168	180
Aumento %		4.58%	2.92%	19.15%	7.14%

Tabla 5.3: Consumo de Petróleo en Ecuador 2002-2006

Fuente: Tabla preparada por el autor de la tesis en función del statistical review full report 2007 publicada en la pagina WEB bp.com

El consumo de petróleo en el Ecuador en los últimos años ha tenido un incremento mucho mayor al promedio mundial, esto se debe al consumo mayor que se da por las generadoras de electricidad térmicas y el consumo de combustibles mayores en el sector automotriz y aéreo.

Mientras tanto las reservas probadas de petróleo existentes al 31 de diciembre del 2006 son de 4.7 miles de millones de barriles, lo que equivalente a 24 años de producción con los niveles actuales.

Existe consumidores suficientes internacionales para comprar petróleo, luego vamos a ver la variación significativa de los precios, debido a que el petróleo se está terminando y la demanda de energía y petroquímica sigue aumentando.

5.2. El tamaño del mercado y su tendencia.

Del petróleo nosotros obtenemos una numerosa cantidad de productos muy usados como:

- Combustibles para el transporte.- como la gasolina, diesel, combustibles para aviones, gas natural comprimido y propano.
- Combustible para calentamiento.- como el propano, gas licuado, crudo para calentar, y gas natural quemado para calentar edificios.
- Fuentes de electricidad.- como el gas natural, y los residuos de petróleo quemado para generar el 14% de la electricidad de los Estados Unidos de América, y
- Petroquímicos.- de los cuales plásticos como también vestimentas, materiales de la construcción y otra cantidad de productos elaborados.

Por ello que el tamaño del mercado del petróleo es muy grande y global, ya que todo el mundo lo consume. Como se pudo observar en las tablas de consumo de petróleo, diariamente se consume casi 84 millones de barriles y en los últimos 5 años el consumo mundial no ha dejado de crecer, inclusive en nuestro país el

consumo se ha incrementado 9.2 veces frente al consumo promedio mundial; sin embargo las reservas se están agotando y esto lleva los precios al alza.

A continuación se presenta la tabla de producción de petróleo a nivel mundial.

Producción de Petróleo					
En miles de barriles diarios					
	2002	2003	2004	2005	2006
Norte America	14,069	14,193	14,137	13,695	13,700
Sur y Centro America	6,619	6,314	6,680	6,897	6,881
Europa y Euro Asia	16,281	16,965	17,570	17,533	17,563
Medio Oriente	21,642	23,395	24,764	25,352	25,589
Africa	8,001	8,398	9,263	9,846	9,990
Asia Pacífico	7,884	7,791	7,829	7,926	7,941
TOTAL MUNDO	74,496	77,056	80,244	81,250	81,663
Aumento %		3.44%	4.14%	1.25%	0.51%

Tabla 5.4: Producción Mundial de Petróleo.

Fuente: Tabla preparada por el autor de la tesis en función del statistical review full report 2007 publicada en la pagina WEB bp.com

La producción mundial de petróleo ha crecido en los últimos 5 años debido al incremento del consumo, su tendencia en el corto y mediano plazo se mantiene, aunque se están estudiando otras alternativas de energía que aún son marginales, pero que en el futuro pueden ser importantes.

Es importante aclarar que la diferencia en más, del consumo de petróleo que la producción está dado por la producción de esas energías alternativas como el etanol y bio diesel.

En el Ecuador la producción ha sido la siguiente:

Producción de Petróleo en Ecuador					
En miles de barriles diarios					
	2002	2003	2004	2005	2006
Ecuador	401	427	535	541	545
Aumento %		6.48%	25.29%	1.12%	0.74%

Tabla 5.5.: Producción de Petróleo en Ecuador

Fuente: Tabla preparada por el autor de la tesis en función del statistical review full report 2007 publicada en la pagina WEB bp.com

Siendo el incremento en los 5 años mayor al promedio mundial, se nota que en los dos últimos años la tendencia del incremento ha disminuido, esto se debe a la nueva ley aprobada en el Congreso. En la Ley 2006-42 reformativa a la Ley de Hidrocarburos, las compañías que mantienen contratos de participación con Petroecuador, tienen que compartir el 50% de los ingresos extras por el incremento del precio del petróleo con referencia al precio negociado al momento de la firma del contrato más un índice de inflación. También la disminución del incremento de la producción se debe a la caducidad del Contrato con la compañía norteamericana Occidental que estaba produciendo 100.000 barriles diarios y ahora bordea los 86.000 barriles diarios. Finalmente, por la incertidumbre política que ha tenido el gobierno actual en sus primeros seis meses de gobierno, la producción petrolera de la compañía estatal ha bajado.

5.3. La competencia y los límites competitivos.

En referencia a la competencia, a diferencia de otras industrias, la producción de petróleo mayormente la realizan actualmente compañías estatales, de las cuales las más importantes son SAUDI ARAMCO, PDVSA, NOC Libia, China Nacional Petroleum Company, SINOPEC, Petroecuador, entre otras y de las privadas EXXON, BP, SHELL, CONOCO-PHILLIPS, ENI, TOTAL, entre otras.

Para el caso de este proyecto, ninguna de las anteriores está interesada en campos marginales por la poca producción y la rentabilidad menor a los proyectos que estas están acostumbradas a manejar. La competencia son compañías Latinoamericanas pequeñas privadas.

Es importante notar que la competencia se da al momento de la asignación del contrato por parte del Estado. Una vez que el campo marginal es concesionado, durante 20 años no existe ninguna competencia.

5.4. El mercado estimado compartido y ventas.

A continuación podemos revisar el tamaño del mercado de producción de petróleo, a marzo de 2007 en Ecuador.

Mercado Estimado de Ventas de Crudo en Ecuador			
Producción Total Diaria Por Barriles (Marzo 2007)	525,673	525,673	525,673
Días de Producción en el Año	365	365	365
Precio Estimado de Venta del Crudo Ecuatoriano \$/Bbl	\$ 40	\$ 50	\$ 60
TAMAÑO DEL MERCADO EN DOLARES ANUALES	\$ 7,674,827,684	\$ 9,593,534,605	\$ 11,512,241,526

Tabla 5.6: Mercado Estimado de Crudo en Ecuador

Fuente: Preparado por el autor de esta tesis en función a la producción nacional de marzo.

En esta tabla se presentan tres posibles escenarios de ingresos por venta de petróleo, con tres distintos precios para la mezcla de precio de crudo Oriente y crudo Napo, que son los crudos que produce Ecuador. El tamaño del mercado puede ir de 7.6 miles de millones de dólares a 11.5.

Sin embargo, en la industria de extracción de petróleo, a diferencia de otras industrias, no existe una limitación de crecimiento del mercado, ya que siendo la producción del Ecuador, en total, marginal para lo que significa la producción mundial (545 mil barriles diarios de casi 82 millones de barriles diarios a nivel mundial) es el 0,67% según datos al 2006.

Esto quiere decir que se podría producir sin ningún problema, de hecho los actuales problemas que tiene Ecuador son que no puede incrementar la producción.

5.5. La Evaluación del Mercado en Desarrollo.

Ecuador tiene que desarrollar la actividad de exploración y explotación de petróleo para aumentar su producción y ocupar la capacidad de transporte que ya tiene con los dos oleoductos existentes.

El sistema de oleoducto transecuatoriano (SOTE), con una capacidad de transporte de 400.000 barriles diarios de una calidad entre 24 y 27 grados API, y el oleoducto de crudos pesados (OCP), con una capacidad de transporte de 450.000 barriles diarios de 17 grados API. Es decir un total de 850.000 barriles diarios, de los cuales en la actualidad solo se producen 525.000

El incremento de producción de petróleo para llenar los dos oleoductos o por lo menos para utilizar su capacidad instalada de mejor manera, tiene que salir de nuevos campos marginales, como los nuevos campos 20 y 29, el proyecto Ishpingo, Tambococha y Tiputini.

CAPITULO 6

La Economía del Negocio.

6.1. Márgenes de Renta Bruta y de Operación

Las inversiones a realizarse están en los siguientes rubros:

- 1.- Prospección geofísica.
 - 1.1. Procesamiento e interpretación de sísmica 3D y 2D
 - 1.2. Registro, procesamiento e interpretación de sísmica 2D
- 2.- Estudio y evaluaciones: Geológicas, Geofísicas y Geoquímicas
- 3.- Perforación de pozos de desarrollo de 4 pozos.
- 4.- Reacondicionamiento de pozos: de 3 pozos.
- 5.- Instalaciones de superficie: de acuerdo a la situación actual del campo.
- 6.- Sistema de levantamiento artificial: Bombeo electro sumergible.
- 7.- Estaciones de recolección, tratamiento y reinyección de agua.
- 8.- Recuperación mejorada.
- 9.- Medio ambiente
- 10.- Capacitación

Entre estos rubros la inversión inicial es de \$30MM de dólares americanos. Con estas inversiones, se ha realizado tres casos con precios referenciales de West Texas Intermediate (WTI) de \$70/Bbl, \$60/Bbl y \$50/Bbl y los resultados de margen operacional bruto son de: 68%, 64% y 57% respectivamente.

Ver anexo 1, 2 y 3 con cálculos

6.2. Potencial de rentabilidad y duración.

La potencial rentabilidad del proyecto con los tres casos va de 25%, 34% y 43% respectivamente. Sus flujos de caja a valor presente al 20% son de: 4MM, 14MM y 23MM respectivamente. Ver anexo 4, 5 y 6

El tiempo de vida de la concesión es de 20 años.

6.3. Costos fijos y variables.

Los costos fijos del proyecto son:

Costos de transporte

Costos de seguridad industrial.

Costos de mantenimiento de carretera

Costos de personal

Costos de alimentación en el campo.

Costos de enlaces de comunicaciones

Costos de seguros de todo riesgo petrolero.

Costos para mantener el medio ambiente.

Costos de relaciones comunitarias con comunidades aborígenes

Costos de mantenimiento del campamento.

Entre lo más importantes, mientras que los costos variables son:

Renta de equipo.

Tratamiento con químicos

Renta de bombas electro sumergibles.

Renta de bombas de inyección de agua.

Costos de la torre de workover.

Laboratorios, caracterizaciones, evaluaciones.

Combustible y repuestos.

Mantenimiento de equipos de superficie.

Reembolso de la curva base.

Costos de mantenimiento y reposición.- Los rubros altos de mantenimiento están en los workovers, mantenimiento de generadores, tratamiento de químicos para operación de fluidos.

Necesidad de materia prima y otros.- La materia prima está dada por los materiales necesarios tanto para la perforación de pozos, como para los workovers y mantenimiento de los generadores.

6.4. Los meses los cuales no hay ganancias ni pérdidas.

Los campos marginales, si bien no son tan rentables como los campos vírgenes, tienen una buena rentabilidad como se puede notar en los puntos anteriores, porque son campos que se intervienen e inmediatamente están produciendo, no se tiene que esperar los cinco años de una campaña exploratoria y luego realizar el desarrollo del campo.

El trabajo de desarrollo ya fue realizado antes y lo que hay que hacer es inyectar capital y gerenciamiento para poder aumentar la producción de inmediato.

De esta manera, lo que se tiene planificado hacer es primero el mantenimiento de tres pozos que ya están perforados, hacer su revisión, limpieza,

cambio de bomba y ponerlos a producir de inmediato, luego se inicia la campaña de perforación de 4 pozos más.

Con ese trabajo se proyecta tener de 3 meses de pérdida contable, como se muestra en el anexo 7.

6.5. Los meses para alcanzar un flujo de caja positivo.

La operación da flujo positivo desde el tercer mes del primer año, pero al descontarle la inversión inicial de los 30 millones de dólares, el flujo no se hace positivo sino hasta el 2do, 3er o 4to año, según el caso. Ver anexos 8,9 y 10.

En el capítulo 12 se explica la obtención de los 30 millones de dólares.

CAPITULO 7

El Plan de Marketing

7.1. Estrategia de Marketing Global.

El marketing global aplicado a esta industria es simple, la idea es hacer que la gente entienda como se maneja la industria petrolera y que con esta idea, no solo que va a poder conocer de cerca la industria, sino también participar de sus beneficios y su alta rentabilidad.

7.2. Precios.

El precio del petróleo depende de las leyes de la oferta y demanda mundiales de este producto, abajo se presenta la historia de los precios del West Texas Intermediate (WTI), este precio es el referencial que se usa para vender los dos tipos de crudos ecuatorianos, el Oriente con un API de 24 grados y el Napo de 17 grados, el WTI esta por los 30 grados API. El API mide la calidad del crudo, mientras más alta mejor. En la siguiente tabla se muestra los precios del WTI para los últimos 5 años y su porcentaje de incremento:

Precio WTI Historicos		
En dólares por barril	\$/Bbl	Incremento %
2002	26.16	
2003	31.07	19%
2004	41.49	34%
2005	56.59	36%
2006	66.02	17%

Tabla 7.1: Precios Históricos WTI

Fuente: Tabla preparada por el autor de la tesis en función del statistical review full report 2007 publicada en la pagina WEB bp.com

El WTI es el precio referencial del crudo ecuatoriano, que tiene dos tipos el Oriente con un castigo actual de alrededor \$7 por barril y el Napo de \$13 por barril. El campo marginal puede tener mayor o menor calidad de crudo que el crudo Oriente, por lo cual puede tener un premio o castigo mayor o menor que este.

Como se observa en la tabla 7.1, durante los últimos cinco años, el precio de petróleo se ha incrementado significativamente, debido al desarrollo de dos economías emergentes como lo son China e India, a los continuos conflictos en Medio Oriente, que se han profundizado con el tema de Irak.

En el análisis del proyecto se toman tres casos de precios el pesimista, el normal y el optimista y son de \$50/bbl, \$60/bbl y \$70/bbl. Consideramos que todos los casos son validos. En el Gráfico 1, luego de los anexos, se puede ver la historia de los precios del WTI desde 1976 a 2006.

En función a ello y con los diferenciales que existe entre el petróleo marcador WTI y del proyecto, se han considerado los diferenciales de \$7,50/bbl, \$9,37/bbl y \$12/bbl, dando como resultado los precios netos de \$42,30/bbl, \$50,63/bbl y \$58 respectivamente.

7.3. Tácticas de ventas.

Una vez que la concesión del campo sea asignada, se debe comenzar la etapa de la venta de las acciones en el mercado de valores o fuera de él. La idea es tener un mecanismo de ventas que permita colocar las acciones persona por persona, casa por casa. De no poder colocar todas las acciones de esta manera se optará por hacer una oferta pública en las bolsas de valores de Quito y Guayaquil.

7.4. Políticas de Servicio y Garantía.

La compra de la acción estará garantizada con la participación en la compañía como accionista y la posibilidad de ser miembro de Junta de Accionistas que representa a los accionistas y ayuda a tomar las decisiones en la organización

Adicional a ello, dentro de los estatutos de la compañía, se va a incluir que no solo se tenga una reunión anual con los accionistas, como lo estipula la Ley de Compañías actualmente, sino que esta sea una vez cada trimestre para demostrar la transparencia de parte de la gerencia en el manejo de las operaciones.

En si el producto que se vende es petróleo. Una vez que este ha sido entregado en el oleoducto a Petroecuador ya está certificada su calidad. La gerencia se asegura de entregar el producto en las mejores condiciones. Uno de los objetivos de la gerencia es implementar la ISO 9001:2000 de calidad para cumplir aún mejor con los estándares exigidos.

7.5. Propaganda y Promoción.

En el caso particular de este proyecto lo que queremos publicitar y promocionar es la venta de las acciones y que se lo debe realizar en un tiempo no mayor a 6 meses. La estrategia inicial es hacer la propaganda y promoción puerta a puerta y a través de Internet para conseguir ventas de inmediato.

7.6. Distribución.

La distribución del producto se la realiza una vez que el petróleo es extraído de los pozos y pasa por el proceso de separación en las instalaciones, luego este se entrega al sistema de oleoductos secundarios de Petroecuador.

En este sistema Petroecuador hace la recepción y fiscalización para proceder a emitir la boleta de lo bombeado y recibido por ellos, de ahí se conecta al Sistema de Oleoductos Transecuatoriano (SOTE) y entregan el producto en Esmeraldas en donde el comprador del crudo directamente lo embarca y paga en 48 horas. Las entregas de crudo en Esmeraldas son las acordadas trimestralmente con Comercio Internacional de Petroecuador en función al estimado de producción.

Para el caso de la distribución de la venta de las acciones, se contratará una casa de valores para que haga la venta pública de la acciones, sin embargo para

atraer a pequeños y medianos inversionistas a mas de ofrecerles una excelente rentabilidad, la oferta de las acciones no será pública sino de puerta a puerta.

CAPITULO 8

Planes de diseño y desarrollo

8.1. Estado de desarrollo y tareas.

El desarrollo de este proyecto se inicia con este estudio, luego se buscará vender la idea al gobierno nacional, o definitivamente participar en una licitación de campos marginales bajo las reglas actuales para determinar la forma más conveniente de entrar en el negocio.

Luego está la tarea de conseguir el dinero para realizar las inversiones, conseguir al personal clave que van a tener las gerencias que harán que el negocio tenga éxito y finalmente comenzar la operación.

Dentro de la operación, una parte importante de ésta son los proveedores, de los cuales los más importantes son las compañías que realizan la sísmica, las torres de perforación y workovers y las compañías de servicios petroleros; también las compañías que venden generadores y su combustible, estos siempre están disponibles, simplemente que dependiendo de las condiciones del mercado sus precios pueden subir.

Normalmente las condiciones de pago que se manejan son 60 días.

8.2. Dificultades y Riesgos.

La industria petrolera es la más grande en el Ecuador y por ello también la que está todo el tiempo en la mira, tanto por los diferentes sectores del gobierno, como por los entes económicos y ambientales, esto siempre significará un riesgo para la operación, en especial en el país donde las leyes no se cumplen y están a la interpretación de la persona de turno.

Tampoco se puede decir que no han existido abusos o negociación que con o sin intencionalidad han hecho pensar que las compañías petroleras internacionales han tomado ventaja de las actuales situaciones de precios elevados de petróleo. De cualquier manera, vemos que en el sector gubernamental no existe ni el conocimiento, ni el liderazgo para tratar estos temas con transparencia y objetividad.

8.3. Mejoramiento de productos y nuevos productos.

El proyecto concibe en su primer año obtener dos certificaciones importantes, la una referente a la calidad del producto, para ello, se va a trabajar en la certificación de la norma ISO 9001:2000 y luego de recibir esta certificación se comenzará a trabajar en la ISO 14001 referente al medio ambiente, norma muy importante para el tipo de actividad que tiene como objetivo el proyecto. Más adelante también se tiene planificado tener la certificación ISO 18000 para seguridad industrial. Con estas tres certificaciones, el proyecto será un ejemplo de operación de petróleo en el Ecuador.

8.4. Costos.

El proyecto a más de tener costos fijos y variables como se mencionó en el capítulo 6, tiene los gastos administrativos y los gastos de depreciación, todos estos forman parte de los costos de producción del proyecto.

Los costos de operación se detallaron en el Capítulo 6 y en ellos se incluyen los sueldos del personal, los gastos administrativos se refieren a gastos de servicios básicos como: luz, agua, teléfonos, faxes, electricidad entre otros, renta de oficinas en Quito, mantenimiento de oficinas, pago de impuesto sobre activos, auditoría externa, seguridad, capacitación y visita de accionistas al campo.

Los gastos de depreciación se refieren al reconocimiento del desgaste de las inversiones, que se calcula en unidades de producción, esto es por barriles

producidos. De manera global, es el valor total de la inversión realizada hasta el 31 de diciembre del año anterior dividida para las reservas probadas y desarrolladas a esa fecha, esto nos da un valor por barril que se lo multiplica mensualmente por los barriles producidos en el campo. El resto de activos como computadores, muebles y enseres, etc.; se deprecian de acuerdo a las reglas establecidas por las normas ecuatorianas de contabilidad y el servicio de rentas internas (SRI). El mecanismo de depreciación establecidas para las inversiones petroleras, está establecido en el reglamento de contabilidad para campos marginales y aceptado por el SRI.

En primera instancia no está considerado en el proyecto costos financieros, ya que la idea es conseguir los \$30 millones de dólares a través de la venta de acciones. De no alcanzarse a conseguir este dinero a través de la venta de acciones, se estudiará la posibilidad de emitir obligaciones o titularizar los ingresos futuros y por lo tanto deberá incluirse un valor por financiamiento.

8.5. Ejemplares de su propiedad.

Todos los descubrimientos de tecnologías que realicen los ingenieros en el campo serán patentados y reconocidos como descubrimientos de la compañía, entiéndase ésto como mejoras en los mecanismos de recuperación del petróleo, mejores maneras de procesar y separar el petróleo del gas y agua, mejores técnicas de inyectar el agua en los reservorios para aumentar la presión de estos, etc.

CAPITULO 9

Plan de fabricación y operación

9.1. El ciclo operativo.

El proceso productivo se divide en dos tipos de pozos de los cuales se produce petróleo, primero los pozos que ya fueron perforados y que simplemente por la falta de mantenimiento (cambio de tubería de producción o bomba electro sumergible no está produciendo actualmente), en nuestro proyecto estamos hablando de 3 pozos en esta situación, los cuales, con los cambios correspondientes, estamos esperando una producción promedio de 250 barriles diarios de cada uno.

El segundo caso, se refiere a pozos que aún no están perforados y que antes de perforarlos hay que hacer el mantenimiento de los tres pozos ya perforados, luego hacer una interpretación de la sísmica existente, determinar si es necesario correr más líneas sísmicas, luego de ello determinar las mejores ubicaciones para perforar los 4 pozos, que en promedio pueden tomar 45 días. La logística para poder perforar los 4 pozos toma 6 meses, por las compras de tubería, brocas, contratación de servicios y en especial la contratación del taladro de perforación.

Luego de esto, ya se puede comenzar a hablar del proceso productivo en si. Una vez que se extrae el petróleo desde el subsuelo a través de la tubería de producción, éste es transportado por tuberías u oleoductos pequeños a las instalaciones, en donde es procesado para separar el agua de formación, del gas y el petróleo. El agua de formación es reinyectada a la formación, el gas con un proceso de secado se puede utilizar para generar energía necesaria para las instalaciones y el petróleo a través de tubería es entregado a la red de oleoductos secundarios de Petroecuador. En este punto se fiscalizan las entregas de crudo. Petroecuador luego se conecta con el SOTE para que ingrese al sistema de oleoductos de Petroecuador. Finalmente, Petroecuador entrega crudo Oriente en

Balao-Esmeraldas de acuerdo a las programaciones realizadas entre la compañía y Comercio Internacional de Petroecuador.

En esta industria la tecnología de punta la tienen las grandes compañías de servicios petroleros como lo son: Schlumberger, Halliburton y Baker, ellas dan los servicios de perforación, rentan bombas electro sumergibles entre otros servicios importantes en esta etapa.

9.2. Ubicación geográfica.

Por el momento existen varias alternativas en lo que a campos marginales a ser licitados, pero todos ellos quedan en la región oriental de Ecuador. De ahí se puede ver en el mapa las posibles opciones en fucsia, no necesariamente son todas.

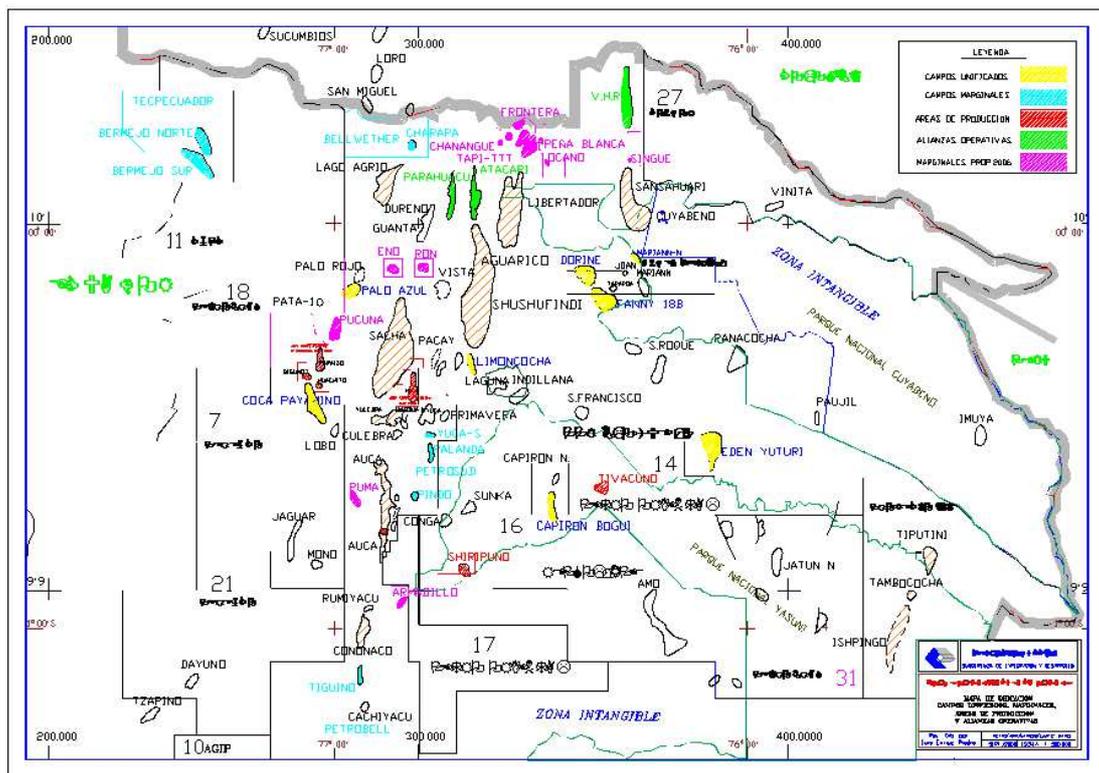


Gráfico 3: Campos marginales a licitarse

Fuente: Petroecuador

9.3. Instalaciones y mejoras.

Dentro de las instalaciones el proyecto va a necesitar una oficina administrativa en Quito para 9 personas y una de operaciones en el Campo, solo la Gerencia General y la Gerencia Financiera Administrativa estarán en Quito, la Gerencia de Operaciones estará en el Campo Marginal asignado, al cual habrá que adecuarlo para que los técnicos trabajadores desarrollen sus funciones de la mejor manera, en el campo son 10 personas en cada turno. Por lo tanto el campamento tiene que estar diseñado para albergar a 10 personas, más unos cinco visitantes constantes.

Al ser los campos marginales los que estuvieron o están en producción, éstos ya tienen instalaciones de producción, lo que se necesita a estas facilidades es evaluarlas y en algunos casos cambiar sus equipos para una operación segura.

9.4. Planes y estrategias.

El plan es obtener la concesión, inmediatamente después sacar a la venta las acciones de la compañía, de manera que en seis meses se pueda iniciar operaciones. Al inicio de las operaciones, se va a realizar una adecuada evaluación de cómo se reciben las instalaciones por parte de Petroecuador e inmediatamente se debe proceder a determinar las inversiones exactas en la habilitación y mejora de los campamentos.

También se realizará a detalle la evaluación de las instalaciones de separación del crudo, de inyección de agua y de tratamiento del gas, para también a un nivel específico saber el tipo de equipos que van a ser utilizados en el futuro.

Finalmente se realizará la ingeniería de producción y con los ingenieros de reservorios se determinarán las necesidades exactas de los tres pozos existentes; en lo que se refiere con la tubería de producción necesaria, el tipo de bomba electro sumergible o de bombeo hidráulico que se necesita.

Al mismo tiempo se realizará la evaluación de la sísmica, si existiese alguna del campo.

9.5. Disposiciones legales y regulaciones.

Se debe constituir una sociedad anónima con el objeto de operar campos petroleros, luego tenemos que calificar la compañía en las bolsas de valores de Quito y Guayaquil para poder vender las acciones. En el anexo 13 se puede observar un ejemplo de los contratos de venta de acciones de esta organización puerta a puerta, al mismo tiempo que vamos a realizar una oferta pública en las bolsas de valores.

La Ley de mercado de valores estipula que para poder realizarse una oferta pública debe cumplirse, para el caso de sociedades anónimas, estos son los requisitos:

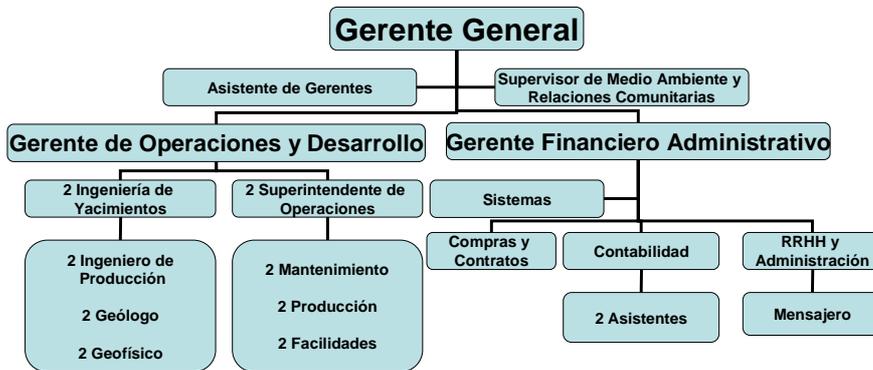
- Las sociedades anónimas que emiten acciones están exentas de calificación de riesgo.
- La compañía y los valores a negociarse tienen que estar inscritos en el registro del mercado de valores.
- Haber puesto en circulación un prospecto que debe ser aprobado por la Superintendencia de Compañías.

CAPITULO 10

El Equipo de administración

10.1 Organización

La industria de exploración y explotación petrolera es extensiva en capital y también necesita mucha mano de obra; sin embargo, mucho personal que se contrata es a través de servicios o materiales, de ahí que el proyecto estima tener la siguiente estructura organizacional:



Numero de Empleados: 29 personas

Quito: 10 personas

Campo: 19 personas

10.2 Personal clave de administración.

El personal clave de la organización está en las tres gerencias que tienen a cargo la responsabilidad de dirigir la organización. Las mismas son: gerencia general, gerencia operativa y gerencia financiera administrativa.

10.3 Compensación administrativa y posesión

El costo anual de la nómina de 29 empleados con todos sus beneficios de ley es de \$1MM al año, según se detalla en el Anexo 11

10.4 Empleo, acuerdos, opción de stocks, y planes de bonificación.

Los empleados a mas de tener todos sus sueldos y los beneficios de ley, tendrán acceso a seguro médico privado para ellos y sus familias y tarjeta Supermaxi ilimitada. También participarán de las utilidades de cada uno de los ejercicios contables, como lo estipula la Ley.

Los tres gerentes tendrán opciones de compra de acción ligados al precio de la acción que podrán ser ejecutados cada año. Al inicio de la operación y su contratación recibirán la opción de comprar hasta un cierto número de acciones al precio de \$100 por acción con vencimiento en los 5 años restantes. Las opciones se ejecutarán a su vencimiento o cuando la compañía decida prescindir del ejecutivo. Si la salida del ejecutivo es voluntaria, no tiene derecho a ejecutar las opciones con plazo futuro. En el anexo 12, podemos ver un formato de la carta de opciones de compra de acciones.

10.5 Junta Directiva.

La Junta Directiva está compuesta por siete accionistas que representan al 100% de los accionistas y son elegidos en elecciones anuales, en las cuales cada acción, equivale a un voto. Si un accionista tiene más de una acción su voto será proporcional al valor de acciones en su poder.

Las obligaciones de la Junta Directiva son: designar al gerente general cada dos años, aprobar programas y presupuestos anuales, aprobar variaciones superiores al 10% sobre el programa de trabajo aprobado, designar los auditores externos, reunirse en sesiones de directorio mensualmente para recibir la

información económica y de operaciones de la organización por parte de la gerencia y realizar recomendaciones mensuales sobre las operaciones de la compañía.

10.6 Otros accionistas, derechos y restricciones.

Existirán en el mercado 400.000 acciones. 300.000 ordinarias con derecho a voto y 100.000 del accionista fundador de la empresa. De inicio la única condición existente por parte del fundador de la empresa, es que el permanecerá como Gerente General por lo menos los dos primeros años, luego de los cuales la Junta de Accionistas puede ratificarlo por dos años más o escoger a otro profesional.

10.7 Asesoramiento profesional y servicios.

Para el procesamiento de la emisión de las acciones y venta tanto privado, como público se contratará la asesoría de una compañía especializada en el campo.

Una vez obtenidos los fondos en todo el ciclo productivo, existen compañías especializadas que nos darán el asesoramiento profesional necesaria para ejecutar cada una de las diferentes etapas del proyecto.

CAPITULO 11

11.1. Cronograma

El programa de trabajo contempla 24 meses, en los cuales hay que trabajar en 8 puntos críticos como se menciona en el cuadro siguiente:

Cronograma	MESES											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 Elaboración del estudio.	X											
2 Crear la compañía		X	X	X								
3 Contratar compañía especializada para lograr acercamiento con entidades del gobierno					X	X						
4 Firmar el contrato de concesión por 20 años.							X	X	X	X	X	X
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
5 Conseguir el dinero para realizar las inversiones necesarias.	X	X	X	X	X	X						
6 Iniciar la contratación del personal.							X	X				
7 Iniciar las operaciones.							X	X	X			
8 Iniciar la realización de las inversiones										X	X	X

11.2. Riesgos críticos, problemas y suposiciones.

Entre los riesgos críticos del proyecto está la asignación del campo marginal, sea este vía directa o por licitación. Sin obtener la asignación del campo no hay proyecto y no se puede continuar con el proceso de conseguir el dinero para realizar las respectivas inversiones.

Luego los otros riesgos son importantes pero menores, como lo es el poder conseguir la cantidad de dinero de manera privada, ésto es, vender las acciones de puerta por puerta y tener que ir a las bolsas de valores a realizar una oferta pública e inclusive la opción de titularización de los ingresos futuros o emisión de obligaciones, hasta solicitud de crédito a un banco. Este riesgo es menor al primero, por existir varias alternativas para conseguir el dinero y por ser rentable.

En la parte operativa no existen mayores problemas, ya que la industria petrolera en el Ecuador tiene más de 30 años y durante este tiempo se ha

conseguido una gran experiencia por parte de personal debidamente capacitado y empresas que ya conocen el medio porque van operando en estas condiciones por décadas.

11.3. Plan Financiero.

11.3.1. Presupuestos

11.3.1.1 Pro forma de ingresos.

La compañía tendrá ingresos durante 20 años y para estos el proyecto tiene tres casos con diferentes precios de WTI a \$70/Bbl, \$60/Bbl y \$50/Bbl. Con estos tres escenarios los ingresos en los 20 años para los tres escenarios son como se indican a continuación:

	USD
Ingresos \$50/Bbl	\$ 210,739,844
Ingresos \$60/Bbl	\$ 251,028,344
Ingresos \$70/Bbl	\$ 287,597,905

Para ver el detalle año por año ver el anexo 14.

11.3.1.2 Pro forma de egresos

Los egresos están divididos, costos fijos y costos variables, que para el presupuesto del primer año son:

Campo Marginal - Presupuesto Costos de Operación		
	Cuenta	TOTAL
1	Costos de Transporte	303,564
2	Equipo de Seguridad Industrial	36,000
3	Mantenimiento de Carreteras	324,880
4	Renta de Equipo	1,148,250
5	Quimicos / Servicio	267,000
6	Bombas Electro Sumergibles y Equipo de Superficie	1,968,000
7	Bombas de Inyección de Agua	492,000
8	Torre de Workover	1,000,000
9	Laboratorios / Caracterización / Calibraciones	350,340
10	Combustible	2,280,513
11	Mantenimiento	768,000
12	Costos de Personal	1,126,448
13	Seguridad Fisica	563,100
14	Cathering	373,350
15	Comunicaciones	192,000
16	Seguros	480,000
17	HSE	272,900
18	Relaciones Comunitarias	244,600
19	Oficina Campo	84,500
	REEMBOLSO DE CURVA BASE	-753,480
	PRESUPUESTO COSTOS DE OPERACIÓN	11,521,965

Los gastos administrativos se encuentran en la tabla siguiente:

Campo Marginal - Presupuesto de gastos administrativos

Cuenta	TOTAL
Capacitación	45,000
Viajes de visita al campo de accionistas	187,200
Suscripciones a revistas especializadas	4,680
Mantenimiento de mobiliario	24,000
Impuesto a activos	100,000
Suministros de oficina	7,560
Renta de oficinas	85,700
Relaciones gubernamentales	156,084
Teléfono y fax	12,000
Suministros de cafetería	1,200
Auditoria externa	30,000
Gastos de oficina	12,000
Gastos vehículos	4,500
Seguridad	96,000
Licencias de software	58,440
Total gastos administrativos y generales	824,364

Por propósito de presupuesto todo el personal, incluido el administrativo consta en operaciones

11.3.1.3 Pro forma de balance.

Balance General al inicio de operaciones				
Caja/Bancos	\$	1,000,000	Cuentas por Pagar	0
Cuentas por Cobrar	\$	-		
Inventarios	\$	500,000		
Activo Fijo	\$	28,500,000	Patrimonio	\$ 30,000,000
Procesamiento Sismica	\$	100,000	Capital Social	\$ 30,000,000
Registro de Sismica	\$	1,000,000		
Modelo Matematico	\$	500,000		
Perforación de Pozos	\$	20,000,000		
Reacondicionamiento de Pozos	\$	1,500,000		
Instalaciones	\$	5,000,000		
Muebles y Enseres	\$	100,000		
Equipos de Computo y Telecomur	\$	300,000		
Total Activos	\$	30,000,000	Total Pasivos y Patrimonio	\$ 30,000,000

11.3.2. Pro forma de análisis de flujo de caja.

Descripción	Indicadores	1	2	3	4	5
Producción						
Curva Base	12%	364	310	273	240	211
Workover Pozo 1	12%	237	197	173	153	134
Workover Pozo 2	12%	218	199	175	154	136
Workover Pozo 3	12%	199	201	177	155	137
Perforación Pozo 1	12%	577	649	572	503	443
Perforación Pozo 2	12%	515	656	578	508	447
Perforación Pozo 3	12%	453	663	583	513	452
Perforación Pozo 4	12%	390	670	589	519	456
TOTAL PRODUCCION		2,953	3,545	3,119	2,745	2,416
Total Producción Para Compañía		1,295	1,617	1,423	1,253	1,102
Precio Promedio Campo		\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50
Ingresos	210,739,844	20,080,931	25,090,538	22,079,673	19,430,113	17,098,499
Costos de Operación		8,558,966	9,101,597	8,079,653	7,173,318	6,369,421
Fijos	-10%	3,902,676	3,512,408	3,161,168	2,845,051	2,560,546
Variables	4.32	4,656,290	5,589,188	4,918,486	4,328,267	3,808,875
Utilidad generada por operaciones		11,521,965	15,988,941	14,000,020	12,256,794	10,729,078
Margen Bruto Operacional		57%	64%	63%	63%	63%
Gastos de Administración	-1%	824,364	816,120	807,959	799,880	791,881
Depreciaciones	3	3,233,535	3,881,381	3,415,615	3,005,741	2,645,052
Utilidad antes de impuestos	81,591,592	7,464,066	11,291,440	9,776,446	8,451,174	7,292,145
Impuestos	36.25%	2,705,724	4,093,147	3,543,962	3,063,550	2,643,403
Utilidad Final		4,758,342	7,198,293	6,232,484	5,387,623	4,648,742
Inversiones	-30,000,000					
+ Depreciaciones		3,233,535	3,881,381	3,415,615	3,005,741	2,645,052
Flujos de Caja Netos	-30,000,000	7,991,877	11,079,674	9,648,099	8,393,364	7,293,795

Descripción	6	7	8	9	10
Producción					
Curva Base	186	163	144	127	111
Workover Pozo 1	118	104	92	81	71
Workover Pozo 2	119	105	92	81	72
Workover Pozo 3	120	106	93	82	72
Perforación Pozo 1	389	343	302	265	234
Perforación Pozo 2	394	346	305	268	236
Perforación Pozo 3	397	350	308	271	238
Perforación Pozo 4	402	353	311	274	241
TOTAL PRODUCCION	2,126	1,871	1,646	1,449	1,275
Total Producción Para Compañía	970	854	751	661	582
Precio Promedio Campo	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50
Ingresos	15,046,679	13,241,078	11,652,148	10,253,891	9,023,424
Costos de Operación	5,656,301	5,023,635	4,462,280	3,964,139	3,522,042
Fijos	2,304,491	2,074,042	1,866,638	1,679,974	1,511,977
Variables	3,351,810	2,949,593	2,595,642	2,284,165	2,010,065
Utilidad generada por operaciones	9,390,378	8,217,443	7,189,869	6,289,752	5,501,382
Margen Bruto Operacional	62%	62%	62%	61%	61%
Gastos de Administración	783,962	776,122	768,361	760,678	753,071
Depreciaciones	2,327,646	2,048,329	1,802,529	1,586,226	1,395,879
Utilidad antes de Impuestos	6,278,770	5,392,992	4,618,978	3,942,849	3,352,433
Impuestos	2,276,054	1,954,959	1,674,380	1,429,283	1,215,257
Utilidad Final	4,002,716	3,438,032	2,944,599	2,513,566	2,137,176
Inversiones					
+ Depreciaciones	2,327,646	2,048,329	1,802,529	1,586,226	1,395,879
Flujos de Caja Netos	6,330,362	5,486,361	4,747,128	4,099,792	3,533,054

Descripción	11	12	13	14	15
Producción					
Curva Base	98	86	76	67	59
Workover Pozo 1	62	55	48	43	37
Workover Pozo 2	63	55	49	43	38
Workover Pozo 3	63	56	49	43	38
Perforación Pozo 1	206	181	159	140	123
Perforación Pozo 2	208	183	161	142	125
Perforación Pozo 3	210	185	162	143	126
Perforación Pozo 4	212	187	164	144	127
TOTAL PRODUCCION	1,122	987	869	764	673
Total Producción Para Compañía	512	450	396	349	307
Precio Promedio Campo	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50
Ingresos	7,940,613	6,987,739	6,149,211	5,411,305	4,761,949
Costos de Operación	3,129,636	2,781,295	2,472,034	2,197,435	1,953,583
Fijos	1,360,779	1,224,701	1,102,231	992,008	892,807
Variables	1,768,857	1,556,594	1,369,803	1,205,427	1,060,776
Utilidad generada por operaciones	4,810,977	4,206,444	3,677,177	3,213,871	2,808,366
Margen Bruto Operacional	61%	60%	60%	59%	59%
Gastos de Administración	745,540	738,085	730,704	723,397	716,163
Depreciaciones	1,228,373	1,080,968	951,252	837,102	736,650
Utilidad antes de Impuestos	2,837,063	2,387,391	1,995,221	1,653,372	1,355,554
Impuestos	1,028,436	865,429	723,267	599,347	491,388
Utilidad Final	1,808,628	1,521,962	1,271,953	1,054,025	864,165
Inversiones					
+ Depreciaciones	1,228,373	1,080,968	951,252	837,102	736,650
Flujos de Caja Netos	3,037,001	2,602,930	2,223,205	1,891,127	1,600,815

Descripción	16	17	18	19	20
Producción					
Curva Base	52	46	40	35	31
Workover Pozo 1	33	29	25	22	20
Workover Pozo 2	33	29	26	23	20
Workover Pozo 3	34	29	26	23	20
Perforación Pozo 1	108	95	84	74	65
Perforación Pozo 2	110	96	85	75	66
Perforación Pozo 3	111	97	86	75	66
Perforación Pozo 4	112	98	87	76	67
TOTAL PRODUCCION	592	521	458	403	355
Total Producción Para Compañía	270	238	209	184	162
Precio Promedio Campo	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50
Ingresos	4,190,515	3,687,653	3,245,135	2,855,719	2,513,032
Costos de Operación	1,737,009	1,544,638	1,373,745	1,221,913	1,086,999
Fijos	803,526	723,174	650,856	585,771	527,194
Variables	933,482	821,465	722,889	636,142	559,805
Utilidad generada por operaciones	2,453,506	2,143,015	1,871,390	1,633,806	1,426,034
Margen Bruto Operacional	59%	58%	58%	57%	57%
Gastos de Administración	709,001	701,911	694,892	687,943	681,064
Depreciaciones	648,252	570,461	502,006	441,765	388,754
Utilidad antes de Impuestos	1,096,253	870,642	674,491	504,097	356,216
Impuestos	397,392	315,608	244,503	182,735	129,128
Utilidad Final	698,861	555,034	429,988	321,362	227,088
Inversiones					
+ Depreciaciones	648,252	570,461	502,006	441,765	388,754
Flujos de Caja Netos	1,347,113	1,125,496	931,994	763,127	615,841

11.3.3. Análisis de sensibilidades.

Para los flujos de caja del proyecto se realizaron cuadro sensibilidades de precios, ya que se considera las variables más importantes y los resultados para las cuatro sensibilidades son los siguientes, incluyendo uno con \$45 por barril que hace que el VAN sea casi cero:

Sensibilidades Campo Marginal en USD

Precios		Flujos de Caja				
WTI	0	1	2	3	4	5
70	\$ -30,000,000	\$ 12,660,693	\$ 16,913,224	\$ 14,781,623	\$ 12,910,866	\$ 11,269,196
60	\$ -30,000,000	\$ 10,439,240	\$ 14,137,583	\$ 12,339,060	\$ 10,761,409	\$ 9,377,674
50	\$ -30,000,000	\$ 7,991,877	\$ 11,079,674	\$ 9,648,099	\$ 8,393,364	\$ 7,293,795
45	\$ -30,000,000	\$ 6,937,628	\$ 9,762,421	\$ 8,488,916	\$ 7,373,283	\$ 6,396,124

Precios				
WTI	Subtotal 5 Años	Total Proyecto	VPN @ 20%	TIR
70	\$ 38,535,602	\$ 103,739,170	\$ 23,435,337	43%
60	\$ 27,054,967	\$ 80,426,074	\$ 14,375,837	34%
50	\$ 14,406,809	\$ 54,742,156	\$ 4,395,031	25%
45	\$ 8,958,372	\$ 43,678,314	\$ 95,607	20%

Del cuadro se concluye que el proyecto es rentable, en el peor de los casos da un valor actual neto, descontado al 20% de \$0.09MM de dólares americanos y una tasa interna de retorno de 20%, con un payback de un poco más de cuatro años. En el mejor de los casos el valor presente neto es \$23MM de dólares americanos, una TIR de 43% y un payback de un poco más de dos años.

También podemos notar que por cada variación de \$10 por barril en el precio del WTI, la tasa interna de retorno tiene una variación de 10% y \$10MM de dólares americanos aproximadamente.

De lo anterior concluimos que el precio mínimo debe ser de \$45 WTI por barril de petróleo.

Adicionalmente se ha considerado la posibilidad de tener un préstamo por \$20MM de dólares y se obtiene los siguientes flujos y rentabilidad para los accionistas:

Sensibilidades Campo Marginal en USD con Préstamo de \$20MM

Precios WTI	Flujos de Caja					
	0	1	2	3	4	5
70	\$ -30,000,000	\$ 27,095,779	\$ 11,159,448	\$ 8,815,283	\$ 6,705,282	\$ 11,269,196
60	\$ -30,000,000	\$ 24,874,326	\$ 8,383,808	\$ 6,372,720	\$ 4,555,826	\$ 9,377,674
50	\$ -30,000,000	\$ 22,426,962	\$ 5,325,898	\$ 3,681,759	\$ 2,187,781	\$ 7,293,795
45	\$ -30,000,000	\$ 21,372,713	\$ 4,008,645	\$ 2,522,577	\$ 1,167,700	\$ 6,396,124

Precios				
WTI	Subtotal 5 Años	Total Proyecto	VPN @ 20%	TIR
70	\$ 35,044,989	\$ 100,248,556	\$ 25,023,493	51%
60	\$ 23,564,354	\$ 76,935,461	\$ 15,963,993	40%
50	\$ 10,916,196	\$ 51,251,543	\$ 5,983,187	28%
45	\$ 5,467,759	\$ 40,187,701	\$ 1,683,763	22%

Como se puede observar los flujos de caja disminuyen, sin embargo, al ser la inversión inicial ahora de \$10MM y no \$30MM, la rentabilidad para el accionista aumenta gracias al beneficio tributario generado por los gastos financieros, dados por los intereses.

En conclusión con estas ocho sensibilidades el proyecto sigue siendo rentable.

11.3.4. Análisis de riesgo – Monte Carlo

Para evaluar el riesgo usamos el modelo de Monte Carlo, las variables utilizadas para este análisis fueron el precio y la producción. Variables estas claves dentro de la industria. Los precios utilizados y sus probabilidades de ocurrencia se muestran en la siguiente tabla:

Precio WTI	Precio Campo	Distribución de Probabilidades	Probabilidad Acumulada	Asignación No. Representativos
\$ 50.00	\$ 42.50	0.40	0.40	00 - 39
\$ 40.00	\$ 33.00	0.20	0.60	40 - 59
\$ 60.00	\$ 50.63	0.40	1.00	60 - 99

De la misma manera para la producción tenemos la siguiente tabla:

Producción	Distribución de Probabilidades	Probabilidad Acumulada	Asignación No. Representativos
1,165	0.50	0.50	00 - 49
1,049	0.25	0.75	50 - 74
1,282	0.25	1.00	75 - 99

Con estas dos variables, se aplicó el modelo de Monte Carlos aplicado a 100 combinaciones de posibilidades de ocurrencia, para determinar los ingresos en el primer año, revisar con el modelo de \$50 por barril que estamos usando y ver el riesgo de esa estimación.

Rango de Ingresos		# de Observaciones	Probabilidad	Probabilidad Acumulada
\$ 12,629,182	\$ 13,734,236	28	28%	28%
\$ 13,734,236	\$ 14,839,289	10	10%	38%
\$ 14,839,289	\$ 15,944,343	16	16%	54%
\$ 15,944,343	\$ 17,049,396	7	7%	61%
\$ 17,049,396	\$ 18,154,450	2	2%	63%
\$ 18,154,450	\$ 19,259,503	14	14%	77%
\$ 19,259,503	\$ 20,364,557	6	6%	83%
\$ 20,364,557	\$ 21,469,610	8	8%	91%
\$ 21,469,610	\$ 22,574,664	0	0%	91%
\$ 22,574,664	\$ 23,679,717	9	9%	100%
Resultado de la Aplicación del Modelo			\$ 18,546,348	

Los resultados muestran que la probabilidad de que los ingresos se encuentre entre \$12.6MM y \$13.7MM es del 28%, mientras que entre \$12.6MM y \$20.4MM esta el 84%. El resultado de la media es de \$18.5MM, si este lo incluimos en el modelo económico y repetimos el resultado de la variación con nuestro caso base de \$50 por barril, obtenemos que el valor presente neto al 20% de tasa de descuento es de \$0.4MM, la tasa interna de retorno de 20%. Con lo cual el proyecto sigue siendo rentable, aún cuando hemos realizado un caso bastante pesimista con la opción de que la producción sea 10% menor y el precio baje hasta \$40 por barril.

11.3.5. Control de costos.

Para el control de costos vamos a implementar el Balanced score card y en el Gráfico 2 podemos ver el mapa estratégico para esta operación. En función a ello, se tiene definidos los indicadores de gestión que se presentan en el formato del reporte de control de gestión, anexo 15.

Como en el proyecto se estipula desde el inicio, como parte del buen gobierno corporativo, la gerencia presentara mensualmente a la Junta Directiva en la Reunión de Comité los resultados de las operaciones hasta el mes anterior y como van los resultados financieros, cualquier tema de importancia, para de esta manera también recibir retroalimentación de parte de los Miembros de la Junta de Directores. Luego Trimestralmente adicional a esta reunión se tendrá la reunión ampliada con los accionistas.

11.3.6. Los puntos más sobresalientes.

La rentabilidad del proyecto, medida en función a un valor presente neto descontado a un valor promedio ponderado del capital del 20% da \$4 millones de dólares y una tasa interna neta del 25%. Esto en el peor de los casos con un WTI de \$50/Bbl. Actualmente los precios del petróleo están sobre los \$70/Bbl.

El flujo de caja y el resultado es positivo desde el primer año, con los cuales recibirán sus dividendos en mayo del segundo año en adelante.

CAPITULO 12

Ofertas propuestas por la compañía

12.1 Financiamiento deseado.

Se necesitan financiar \$30 millones de dólares americanos para comenzar a producir el campo marginal. La propuesta de la compañía es la venta de 300.000 acciones de manera privada en tres meses, si no se pudiese conseguir vender el 100% de las acciones de manera privada, se iniciará el proceso de oferta pública. De no conseguir con esta opción vender el total de las acciones emitidas, se procederá a realizar una titularización de los ingresos futuros e inclusive analizar la opción de emitir obligaciones y finalmente contratar una deuda con un banco, considerada esta última opción como la más costosa.

12.2 Oferta.

Como se mencionó anteriormente se ofertarán 300.000 acciones ordinarias a \$100 dólares cada una, con derecho a voto.

12.3 Capitalización.

La capitalización inicial de la empresa será de 30 millones de dólares representados por las 300.000 acciones a \$100 dólares cada una.

12.4 Uso de Fondos.

Los fondos se usarán en las inversiones del primer año de operaciones, más en capital de trabajo, conforme se establece en los respectivos escenarios.

12.5 Reinversión.

La reinversión de las utilidades liquidas será decisión de la Junta Directiva, en base a las recomendaciones de reinversión existentes para los años futuros según el futuro potencial del campo. Sin embargo, toda reinversión de utilidades en el año siguiente reduce el pago de la tasa de impuesto a la renta del 25% al 15%.

CAPITULO 13

Conclusiones y recomendaciones en armonía con la solución del problema, los objetivos planteados y uso de herramientas.

Definitivamente nuestro país necesita de emprendedores y la creación de mayor cantidad de empresas, de abrir las industrias rentables a personas para que puedan generarse fuentes de empleo y a la vez riqueza y solo así podremos tener un Ecuador mejor para todos.

En lo que se ha revisado en los 12 primeros capítulos, se concluye que esto es posible hacerlo en el proyecto que se presento, de operar un campo marginal, con una inversión inicial de USD 30 millones.

Es posible con este proyecto crear riqueza para todos, ya que da beneficios para todos los stakeholders, entendiéndose como tal, al gobierno, prefectura y alcaldía, accionistas, empleados, clientes y proveedores un buen negocio el cual genera riqueza para todos de ahí que solo para el Estado, la Prefectura y las Alcaldía significa un valor que se detalla a continuación:

	WTI \$70/Bbl	WTI \$60/Bbl	WTI \$50/Bbl
Estado	\$ 345,134,066	\$ 301,248,484	\$ 252,899,962
Prefectura y Alcaldias	\$ 8,417,638	\$ 6,474,880	\$ 4,334,553
Accionistas	\$ 103,739,170	\$ 80,426,074	\$ 54,742,156

Los ingresos del Estado son las curva base, más el 50% de su participación en la producción incremental multiplicado por el precio de venta, en los flujos de caja del proyecto solo se consideran como ingresos de la compañía los ingresos por el 50% en la producción incremental de la empresa. Los ingresos de la Prefectura y Alcaldías son las donaciones del 25% del impuesto a la renta anual, que la empresa puede donar a quién interese. El valor de los accionistas es el flujo neto que queda para los accionistas luego de todos los pagos.

A más de esto, el proyecto genera 29 plazas de trabajo directo y miles de trabajos indirectos.

El proyecto cumple su finalidad de ser un modelo de gestión que genera riqueza propia ecuatoriana a través de la operación de un campo marginal. Al mismo tiempo, se dinamiza la inversión privada o del público a través de las bolsas de valores, se crea una empresa petrolera ecuatoriana que cotice en bolsa sus acciones y se da un ejemplo de gobierno corporativo con reuniones trimestrales con los accionistas.

Para los accionistas, los beneficios están dado por la alta rentabilidad de su inversión, el período corto de la recuperación del capital, los montos pequeños en que van a estar divididas las acciones, lo que les da mayor posibilidad de comprar por lo menos una acción a sectores de la economía que normalmente no han estado familiarizados con el mercado de valores, mínimo riesgo y la posibilidad de participar en las reuniones trimestrales que demuestran el buen gobierno corporativo que la compañía va a crear.

Para el emprendedor los beneficios son: generar riqueza, dirigir una empresa, tener éxito empresarial, ser pioneros en este campo de emprendimientos en el país que sirva para que en el futuro se creen más empresas de este tipo.

También es importante recalcar que en el proyecto se ha realizado sensibilidades de precios con \$40, \$50, \$60 y \$70 de precio para el WTI, considerando que en la actualidad el precio bordea los \$70 por barril y la tendencia es al alza, lo cual indica que el precio tomado de \$50 dólares por barril es conservador. Inclusive en el análisis de riesgo se tomó la posibilidad de ocurrencia de un precio de \$40 por barril con un 20% de probabilidad y aun así el proyecto sigue siendo rentable.

Se ha sido consistente en el uso de una tasa de descuento bastante generosa, para mostrar aun más lo conservadores que son los cálculos económicos, si bien para la industria petrolera en el Ecuador está en un 15%, se ha tomado 20% con 5 puntos adicionales para asegurar al inversionista que se incluyen en esta tasa todos los riesgos, incluyendo los políticos.

ANEXOS

Anexo 1: Margen Operacional 68%

Campo Marginal - Presupuesto

Descripcion	1	2	3	4	5
Producción					
Curva Base	364	310	273	240	211
Workover Pozo 1	237	197	173	153	134
Workover Pozo 2	218	199	175	154	136
Workover Pozo 3	199	201	177	155	137
Perforación Pozo 1	577	649	572	503	443
Perforación Pozo 2	515	656	578	508	447
Perforación Pozo 3	453	663	583	513	452
Perforación Pozo 4	390	670	589	519	456
TOTAL PRODUCCION	2,953	3,545	3,119	2,745	2,416
Total Producción Para Compañía	1,295	1,617	1,423	1,253	1,102
Precio Promedio Campo	\$ 58.00	\$ 58.00	\$ 58.00	\$ 58.00	\$ 58.00
Ingresos	27,404,565	34,241,205	30,132,260	26,516,389	23,334,422
Costos de Operación	8,558,966	9,101,597	8,079,653	7,173,318	6,369,421
Fijos	3,902,676	3,512,408	3,161,168	2,845,051	2,560,546
Variables	4,656,290	5,589,188	4,918,486	4,328,267	3,808,875
Utilidad generada por operaciones	18,845,599	25,139,608	22,052,607	19,343,071	16,965,001
Margen Bruto Operacional	69%	73%	73%	73%	73%

Anexo 2: Margen Operacional 64%

Campo Marginal - Presupuesto Caso WTI \$60/Bbl

Descripcion	1	2	3	4	5
Producción					
Curva Base	364	310	273	240	211
Workover Pozo 1	237	197	173	153	134
Workover Pozo 2	218	199	175	154	136
Workover Pozo 3	199	201	177	155	137
Perforación Pozo 1	577	649	572	503	443
Perforación Pozo 2	515	656	578	508	447
Perforación Pozo 3	453	663	583	513	452
Perforación Pozo 4	390	670	589	519	456
TOTAL PRODUCCION	2,953	3,545	3,119	2,745	2,416
Total Producción Para Compañía	1,295	1,617	1,423	1,253	1,102
Precio Promedio Campo	\$ 50.63	\$ 50.63	\$ 50.63	\$ 50.63	\$ 50.63
Ingresos	23,919,933	29,887,259	26,300,787	23,144,693	20,367,330
Costos de Operación	8,558,966	9,101,597	8,079,653	7,173,318	6,369,421
Fijos	3,902,676	3,512,408	3,161,168	2,845,051	2,560,546
Variables	4,656,290	5,589,188	4,918,486	4,328,267	3,808,875
Utilidad generada por operaciones	15,360,966	20,785,662	18,221,134	15,971,375	13,997,909
Margen Bruto Operacional	64%	70%	69%	69%	69%

Anexo 3: Margen Operacional 57%

Campo Marginal - Presupuesto Caso WTI \$50/Bbl

Descripcion	1	2	3	4	5
Producción					
Curva Base	364	310	273	240	211
Workover Pozo 1	237	197	173	153	134
Workover Pozo 2	218	199	175	154	136
Workover Pozo 3	199	201	177	155	137
Perforación Pozo 1	577	649	572	503	443
Perforación Pozo 2	515	656	578	508	447
Perforación Pozo 3	453	663	583	513	452
Perforación Pozo 4	390	670	589	519	456
TOTAL PRODUCCION	2,953	3,545	3,119	2,745	2,416
Total Producción Para Compañía	1,295	1,617	1,423	1,253	1,102
Precio Promedio Campo	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50	\$ 42.50
Ingresos	20,080,931	25,090,538	22,079,673	19,430,113	17,098,499
Costos de Operación					
Fijos	8,558,966	9,101,597	8,079,653	7,173,318	6,369,421
Variables	3,902,676	3,512,408	3,161,168	2,845,051	2,560,546
	4,656,290	5,589,188	4,918,486	4,328,267	3,808,875
Utilidad generada por operaciones	11,521,965	15,988,941	14,000,020	12,256,794	10,729,078
Margen Bruto Operacional	57%	64%	63%	63%	63%

Anexo 4: Rentabilidad – Tasa Interna de Retorno – Valor Presente Neto / Caso WTI \$70/Bbl.

Es importante aclarar que al final de los 20 años no hay valores de rescate, porque los activos pasan a manos de Petroecuador. En todos los escenarios esta sumado los valores de depreciación y amortización que no son desembolsos de caja pero si escudos fiscales.

Flujos de Caja - Campo Marginal - Caso WTI \$70/Bbl

	-	1	2	3	4	5
Ingresos		27,404,565	34,241,205	30,132,260	26,516,389	23,334,422
Costos operativos		-8,558,966	-9,101,597	-8,079,653	-7,173,318	-6,369,421
Gastos administrativos y generales		-824,364	-816,120	-807,959	-799,880	-791,881
Impuestos		-5,360,541	-7,410,264	-6,463,024	-5,632,326	-4,903,925
Inversiones	-30,000,000					
Flujos anuales de caja	-30,000,000	12,660,693	16,913,224	14,781,623	12,910,866	11,269,196
	6	7	8	9	10	
Ingresos	20,534,292	18,070,177	15,901,755	13,993,545	12,314,319	
Costos operativos	-5,656,301	-5,023,635	-4,462,280	-3,964,139	-3,522,042	
Gastos administrativos y generales	-783,962	-776,122	-768,361	-760,678	-753,071	
Impuestos	-4,265,314	-3,705,508	-3,214,862	-2,784,907	-2,408,207	
Inversiones						
Flujos anuales de caja	9,828,715	8,564,911	7,456,252	6,483,821	5,631,000	
	11	12	13	14	15	
Ingresos	10,836,601	9,536,209	8,391,864	7,384,840	6,498,659	
Costos operativos	-3,129,636	-2,781,295	-2,472,034	-2,197,435	-1,953,583	
Gastos administrativos y generales	-745,540	-738,085	-730,704	-723,397	-716,163	
Impuestos	-2,078,231	-1,789,249	-1,536,229	-1,314,754	-1,120,946	
Inversiones						
Flujos anuales de caja	4,883,194	4,227,579	3,652,897	3,149,255	2,707,968	
	16	17	18	19	20	
Ingresos	5,718,820	5,032,562	4,428,654	3,897,216	3,429,550	
Costos operativos	-1,737,009	-1,544,638	-1,373,745	-1,221,913	-1,086,999	
Gastos administrativos y generales	-709,001	-701,911	-694,892	-687,943	-681,064	
Impuestos	-951,402	-803,137	-673,529	-560,278	-461,366	
Inversiones						
Flujos anuales de caja	2,321,408	1,982,875	1,686,488	1,427,082	1,200,121	
Valor Presente Neto al 20%	23,435,337					
Tasa Interna de Retorno	43%					

Anexo 5: Rentabilidad – Tasa Interna de Retorno – Valor Presente Neto / Caso WTI \$60/Bbl.

Flujos de Caja - Campo Marginal - Caso WTI \$60/Bbl

	-	1	2	3	4	5
Ingresos		23,919,933	29,887,259	26,300,787	23,144,693	20,367,330
Costos operativos		-8,558,966	-9,101,597	-8,079,653	-7,173,318	-6,369,421
Gastos administrativos y generales		-824,364	-816,120	-807,959	-799,880	-791,881
Impuestos		-4,097,362	-5,831,958	-5,074,115	-4,410,086	-3,828,354
Inversiones	-30,000,000					
Flujos anuales de caja	-30,000,000	10,439,240	14,137,583	12,339,060	10,761,409	9,377,674
	6	7	8	9	10	
Ingresos	17,923,250	15,772,460	13,879,765	12,214,193	10,748,490	
Costos operativos	-5,656,301	-5,023,635	-4,462,280	-3,964,139	-3,522,042	
Gastos administrativos y generales	-783,962	-776,122	-768,361	-760,678	-753,071	
Impuestos	-3,318,811	-2,872,586	-2,481,891	-2,139,892	-1,840,593	
Inversiones						
Flujos anuales de caja	8,164,176	7,100,117	6,167,233	5,349,484	4,632,784	
	11	12	13	14	15	
Ingresos	9,458,671	8,323,631	7,324,795	6,445,820	5,672,321	
Costos operativos	-3,129,636	-2,781,295	-2,472,034	-2,197,435	-1,953,583	
Gastos administrativos y generales	-745,540	-738,085	-730,704	-723,397	-716,163	
Impuestos	-1,578,732	-1,349,690	-1,149,417	-974,359	-821,398	
Inversiones						
Flujos anuales de caja	4,004,763	3,454,561	2,972,640	2,550,629	2,181,178	
	16	17	18	19	20	
Ingresos	4,991,643	4,392,646	3,865,528	3,401,665	2,993,465	
Costos operativos	-1,737,009	-1,544,638	-1,373,745	-1,221,913	-1,086,999	
Gastos administrativos y generales	-709,001	-701,911	-694,892	-687,943	-681,064	
Impuestos	-687,801	-571,168	-469,396	-380,641	-303,285	
Inversiones						
Flujos anuales de caja	1,857,832	1,574,929	1,327,495	1,111,168	922,117	
Valor Presente Neto al 20%	14,375,837					
Tasa Interna de Retorno		34%				

Anexo 6: Rentabilidad – Tasa Interna de Retorno – Valor Presente Neto / Caso WTI \$50/Bbl.

Flujos de Caja - Campo Marginal - Caso WTI \$50/Bbl

	-	1	2	3	4	5
Ingresos		20,080,931	25,090,538	22,079,673	19,430,113	17,098,499
Costos operativos		-8,558,966	-9,101,597	-8,079,653	-7,173,318	-6,369,421
Gastos administrativos y generales		-824,364	-816,120	-807,959	-799,880	-791,881
Impuestos		-2,705,724	-4,093,147	-3,543,962	-3,063,550	-2,643,403
Inversiones	-30,000,000					
Flujos anuales de caja	-30,000,000	7,991,877	11,079,674	9,648,099	8,393,364	7,293,795
	6	7	8	9	10	
Ingresos	15,046,679	13,241,078	11,652,148	10,253,891	9,023,424	
Costos operativos	-5,656,301	-5,023,635	-4,462,280	-3,964,139	-3,522,042	
Gastos administrativos y generales	-783,962	-776,122	-768,361	-760,678	-753,071	
Impuestos	-2,276,054	-1,954,959	-1,674,380	-1,429,283	-1,215,257	
Inversiones						
Flujos anuales de caja	6,330,362	5,486,361	4,747,128	4,099,792	3,533,054	
	11	12	13	14	15	
Ingresos	7,940,613	6,987,739	6,149,211	5,411,305	4,761,949	
Costos operativos	-3,129,636	-2,781,295	-2,472,034	-2,197,435	-1,953,583	
Gastos administrativos y generales	-745,540	-738,085	-730,704	-723,397	-716,163	
Impuestos	-1,028,436	-865,429	-723,267	-599,347	-491,388	
Inversiones						
Flujos anuales de caja	3,037,001	2,602,930	2,223,205	1,891,127	1,600,815	
	16	17	18	19	20	
Ingresos	4,190,515	3,687,653	3,245,135	2,855,719	2,513,032	
Costos operativos	-1,737,009	-1,544,638	-1,373,745	-1,221,913	-1,086,999	
Gastos administrativos y generales	-709,001	-701,911	-694,892	-687,943	-681,064	
Impuestos	-397,392	-315,608	-244,503	-182,735	-129,128	
Inversiones						
Flujos anuales de caja	1,347,113	1,125,496	931,994	763,127	615,841	
Valor Presente Neto al 20%	4,395,031					
Tasa Interna de Retorno	25%					

Anexo 7: Pérdida 3 Primeros Meses WTI \$50/Bbl.

Campo Marginal - Presupuesto

Descripción	1	2	3	4
Producción				
Total del campo por día	650	898	1,143	1,887
Participación Neta de Compañía por día	125	249	371	768
Precio Promedio Campo	\$ 42.50			
Ingresos	146,063	290,664	433,820	896,882
Costos de Operación	409,463	441,539	473,294	569,791
Fijos	325,223	325,223	325,223	325,223
Variables	84,240	116,316	148,071	244,568
Utilidad generada por operaciones	-263,401	-150,875	-39,474	327,091
Gastos de Administración	114,489	59,989	59,989	59,989
Depreciaciones y Amortizaciones	58,500	80,775	102,827	169,839
Utilidad antes de Impuestos	-436,389	-291,638	-202,290	97,263
Impuestos				
Utilidad Final	-436,389	-291,638	-202,290	97,263

Anexo 8: Flujo de Caja Positivo WTI \$70/Bbl

Flujos de Caja - Campo Marginal - Caso WTI \$70/Bbl

	-	1	2	3
Ingresos		27,404,565	34,241,205	30,132,260
Costos operativos		-8,558,966	-9,101,597	-8,079,653
Gastos administrativos y generales		-824,364	-816,120	-807,959
Impuestos		-5,360,541	-7,410,264	-6,463,024
Inversiones	-30,000,000			
Flujos anuales de caja	-30,000,000	12,660,693	16,913,224	14,781,623
Flujos de caja acumulados	-30,000,000	-17,339,307	-426,083	14,355,541

Anexo 9: Flujo de Caja Positivo WTI \$60/Bbl

Flujos de Caja - Campo Marginal - Caso WTI \$60/Bbl

	-	1	2	3
Ingresos		23,919,933	29,887,259	26,300,787
Costos operativos		-8,558,966	-9,101,597	-8,079,653
Gastos administrativos y generales		-824,364	-816,120	-807,959
Impuestos		-4,097,362	-5,831,958	-5,074,115
Inversiones	-30,000,000			
Flujos anuales de caja	-30,000,000	10,439,240	14,137,583	12,339,060
Flujos de caja acumulados	-30,000,000	-19,560,760	-5,423,176	6,915,883

Anexo 10: Flujo de Caja Positivo WTI \$50/Bbl

Flujos de Caja - Campo Marginal - Caso WTI \$50/Bbl

	-	1	2	3	4
Ingresos		20,080,931	25,090,538	22,079,673	19,430,113
Costos operativos		-8,558,966	-9,101,597	-8,079,653	-7,173,318
Gastos administrativos y generales		-824,364	-816,120	-807,959	-799,880
Impuestos		-2,705,724	-4,093,147	-3,543,962	-3,063,550
Inversiones	-30,000,000				
Flujos anuales de caja	-30,000,000	7,991,877	11,079,674	9,648,099	8,393,364
Flujos de caja acumulados	-30,000,000	-22,008,123	-10,928,449	-1,280,350	7,113,015

Anexo 11: Detalle de Nómina

Posición	Ubicación	Viajes	Sueldos	IESS 12.15%	13ero	14to	Fondo de Recerva	Seguro Medico	Tarjeta Supermaxi	Total
1 Gerente General	Quito	4	\$ 10,000	\$ 1,215	\$ 833	\$ 13	\$ 833	\$ 100	\$ 20	\$ 13,015
2 Gerente Financiero Administrativo	Quito	4	\$ 5,000	\$ 608	\$ 417	\$ 13	\$ 417	\$ 100	\$ 20	\$ 6,574
3 Gerente de Operaciones y Desarrollo	Oriente	4	\$ 5,000	\$ 608	\$ 417	\$ 13	\$ 417	\$ 100	\$ 20	\$ 6,574
4 Superintendente	Oriente	2	\$ 2,500	\$ 304	\$ 208	\$ 13	\$ 208	\$ 100	\$ 20	\$ 3,354
5 Superintendente	Oriente	2	\$ 2,500	\$ 304	\$ 208	\$ 13	\$ 208	\$ 100	\$ 20	\$ 3,354
6 Ingeniería	Oriente	2	\$ 2,500	\$ 304	\$ 208	\$ 13	\$ 208	\$ 100	\$ 20	\$ 3,354
7 Ingeniería	Oriente	2	\$ 2,500	\$ 304	\$ 208	\$ 13	\$ 208	\$ 100	\$ 20	\$ 3,354
8 Medio Ambiente y Relaciones Comunitarias	Oriente	2	\$ 2,000	\$ 243	\$ 167	\$ 13	\$ 167	\$ 100	\$ 20	\$ 2,710
9 Medio Ambiente y Relaciones Comunitarias	Oriente	2	\$ 2,000	\$ 243	\$ 167	\$ 13	\$ 167	\$ 100	\$ 20	\$ 2,710
10 Contador	Quito		\$ 2,000	\$ 243	\$ 167	\$ 13	\$ 167	\$ 100	\$ 20	\$ 2,710
11 Comprador	Quito		\$ 2,000	\$ 243	\$ 167	\$ 13	\$ 167	\$ 100	\$ 20	\$ 2,710
12 RRHH y Administracion	Quito		\$ 2,000	\$ 243	\$ 167	\$ 13	\$ 167	\$ 100	\$ 20	\$ 2,710
13 Sistemas	Quito		\$ 1,000	\$ 122	\$ 83	\$ 13	\$ 83	\$ 100	\$ 20	\$ 1,422
14 Ingeniero Producción	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
15 Ingeniero Producción	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
16 Geólogos	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
17 Geólogos	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
18 Geofísicos	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
19 Geofísicos	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
20 Mantenimiento	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
21 Mantenimiento	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
22 Producción	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
23 Producción	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
24 Facilidades	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
25 Facilidades	Oriente	2	\$ 1,500	\$ 182	\$ 125	\$ 13	\$ 125	\$ 100	\$ 20	\$ 2,066
26 Asistentes	Quito		\$ 1,000	\$ 122	\$ 83	\$ 13	\$ 83	\$ 100	\$ 20	\$ 1,422
27 Asistentes	Quito		\$ 1,000	\$ 122	\$ 83	\$ 13	\$ 83	\$ 100	\$ 20	\$ 1,422
28 Asistentes	Quito		\$ 1,000	\$ 122	\$ 83	\$ 13	\$ 83	\$ 100	\$ 20	\$ 1,422
29 Mensajero			\$ 300	\$ 36	\$ 25	\$ 13	\$ 25	\$ 100	\$ 20	\$ 520
Totales Mensuales		48	\$ 62,300	\$ 7,569	\$ 5,192	\$ 387	\$ 5,192	\$ 2,900	\$ 580	\$ 84,119
Totales Anuales			\$ 747,600	\$ 90,833	\$ 62,300	\$ 4,640	\$ 62,300	\$ 34,800	\$ 6,960	\$ 1,009,433

9 personas en Quito
10 en el campo por dos turnos 20

Anexo 12: Contrato de Opciones de Compra de Acciones Para Gerentes

Con el fin de motivar a los gerentes de la organización se establece el plan de opciones de compra de acciones para mantener en el mediano y largo plazo a personal clave en la organización, que permiten que esta mejore año tras año.

El plan consiste en dar a los gerentes cada año un número determinado de opciones de compra de las acciones en función al EVA de cada año.

En el inicio de operaciones se considera la entrega de 50.000 opciones de compra a cada gerente valoradas inicialmente en \$100 dólares cada una. Estas 50.000 opciones están divididas en cinco años a razón de 10.000 cada año.

Las opciones solo pueden ejecutarse al vencimiento de cada uno de los plazos, los cuales son los febreros de cada uno de los años.

Si por alguna razón la compañía decide prescindir del ejecutivo, tendrá derecho a ejecutar de forma inmediata todas las opciones, independientemente de la fecha de vencimiento; en caso contrario, es decir, que el ejecutivo decide dejar la empresa voluntariamente, este solo tendrá derecho a las opciones vencidas.

Anexo 13: Contrato de Promesa de Compraventa de Acciones

CLÁUSULA PRIMERA.- Contratantes.-

Celebran el presente contrato de promesa de compraventa de acciones las siguientes personas:

- 1.1.** Por una parte, comparece el señor Juan Carlos Andrade Reyes por sus propios y personales derechos y en su calidad de Representante Legal de la empresa Petroleos Ecuatorianos S.A. a la cual se denominará para efectos del presente contrato como el Promitente Vendedor o los Promotores;

- 1.2. Por otra parte comparece, por sus propios derechos y por los que representan en la sociedad conyugal, la señora ----- de estado civil -----, parte a la cual se denominará como el Promitente Comprador; y,
- 1.3.- Comparece además la señora XXXXXXXX, en su calidad de Gerente General de la compañía Administradora de Fondos y Fideicomisos XXXXXXXX, que comparece en virtud del mandato otorgado mediante contrato de encargo fiduciario celebrado el día XX de XXXXXXXX del 2007, por parte el señor Juan Carlos Andrade R., parte al cual para efectos del presente contrato se denominará como la Fiduciaria.

CLAUSULA SEGUNDA.- Terminología:

Para efectos de interpretación y cumplimiento del presente contrato de promesa de compraventa de acciones, los siguientes términos o frases tendrán los significados e implicación que constan a continuación a cada uno de ellas:

- 2.1.- **ACCIONES:** Son trescientas mil ordinarias que serán emitidas por Petroleos Ecuatorianos S.A., de un valor nominal de cien dólares de los Estados Unidos de América cada una, que representarán el ciento por ciento de su capital suscrito. Se denominarán ACCIONES a aquellas que se emitan a consecuencia del aumento de capital al que se refiere la cláusula 5.7.6 del ENCARGO FIDUCIARIO y su reforma posterior y que se realizará con los recursos entregados a la compañía indicada., capitalizados como aportes para futura capitalización de los Promotores, con el 100% del dinero que vaya recibiendo del Promitente Comprador. La entrega y el registro de los aportes se harán a nombre de los Promotores la compañía, representada por su Gerente General Juan Carlos Andrade R. Una vez que haya cumplido todas y cada una de las obligaciones económicas el Promitente Comprador y se haya perfeccionado el aumento de capital que se indica anteriormente, éste recibirá las acciones referidas y prometidas en compra venta y así lo acepta

expresamente el Promitente Comprador. Así mismo los Promotores declaran que no podrán realizar otro aumento de capital, hasta tanto las acciones se hayan entregado a favor de los diferentes Promitentes Compradores y se haya realizado su registro al tenor de lo que se refiere el numeral 5.7.6 de la cláusula quinta del Encargo Fiduciario mencionado y su reforma posterior.

2.2.- COMPAÑÍA: Es la compañía de nacionalidad ecuatoriana denominada Petroleos Ecuatorianos S.A. constituida mediante escritura pública celebrada el día XX de XXXXX de XXXX, ante el Notario XXXXX del cantón Quito, inscrita en el Registro Mercantil el día XX de XXX de XXXX;

2.3.- CONSTITUYENTES DEL ENCARGO: Son los PROMOTORES;

2.4.- ENCARGO FIDUCIARIO: Es el contrato de encargo fiduciario irrevocable que ha sido suscrito por los PROMOTORES y la FIDUCIARIA, el día XX de XXXXXXXXX del 200X, a través del cual los PROMOTORES instruyen a la FIDUCIARIA para que, de manera irrevocable, con carácter temporal y por cuenta de aquellos, cumpla los encargos señalados en la cláusula quinta de dicho instrumento; y, reformado ulteriormente y con anterioridad a la suscripción del presente contrato.

2.5.- FIDEICOMISO: Es el Fideicomiso Mercantil denominado “Fideicomiso Campo Marginal Petroleos Ecuatorianos S.A.”, constituido por la COMPAÑÍA y cuya fiduciaria es la Administradora de Fondos y Fideicomisos XXXXXXXXXX S. A.;

2.6.- FIDUCIARIA: Es la compañía administradora de fondos denominada “Administradora de Fondos y Fideicomisos XXXXXXXXXXXXXXX S.A.”;

2.7.- JUNTA DEL FIDEICOMISO: Es el órgano colegiado del FIDEICOMISO que tendrá los deberes y atribuciones señaladas en la cláusula décimo cuarta de su contrato constitutivo. Entre las atribuciones de la JUNTA DEL

FIDEICOMISO están las de dar ciertas instrucciones expresamente determinadas a la FIDUCIARIA, para el cumplimiento del ENCARGO FIDUCIARIO;

2.8.- PROMITENTES COMPRADORES: Son las personas naturales o jurídicas escogidas por los PROMOTORES que suscriban con la FIDUCIARIA, por cuenta de los PROMOTORES, las PROMESAS DE COMPRAVENTA;

2.9.- PROMITENTE COMPRADOR: Es la señora -----;

2.10.- PROMESAS DE COMPRAVENTA: Son los contratos que celebren la FIDUCIARIA, por cuenta de los PROMOTORES y los PROMITENTES COMPRADORES, por medio de los cuales los PROMOTORES prometerán vender a los PROMITENTES COMPRADORES, quienes prometerán comprar, un número determinado de las ACCIONES, en las condiciones acordadas en el presente contrato y aquellas señaladas por la JUNTA DEL FIDEICOMISO;

2.11.- PROMITENTES VENDEDORES: Son los Promotores, en su calidad de propietarios de las acciones de la compañía, que son prometidas en venta según el presente contrato.

2.12.- PROYECTO: Es la operación del Campo Marginal XXXX en el Oriente Ecuatoriano, que se operara de acuerdo a los planos, estudios, diagramas y más especificaciones técnicas que formarán parte integrante del FIDEICOMISO. Estas cifras están de acuerdo con el anteproyecto pero, son meramente referenciales, por lo que podrán variar en más o en menos;

2.13.- PUNTO DE EQUILIBRIO: Son el conjunto de condiciones técnicas, legales y financieras que aseguran la terminación del PROYECTO, que constan detalladas en la cláusula octava del FIDEICOMISO y sus futuras reformas. La Junta de Fideicomiso celebrada en esta ciudad de Quito, el XX de XXXXXXX

del año 200X, verificó que todas las condiciones para declarar PUNTO DE EQUILIBRIO se han cumplido y solicitó a la Fiduciaria como representante legal del FIDEICOMISO que certifique el haber alcanzado el PUNTO DE EQUILIBRIO con todas las implicaciones que esto conlleva. La fiduciaria procedió en tal sentido.

2.14.- SUBCUENTAS: Son las sub cuentas contables que abrirá la FIDUCIARIA por cada uno de los PROMITENTES COMPRADORES, en las que se registrarán el monto de dinero que cada uno de ellos vaya entregando a la FIDUCIARIA como abono al precio de venta de las ACCIONES, determinado en las PROMESAS DE COMPRAVENTA y los intereses que se hubiere generado por la inversión que con dicho dinero va a hacer la FIDUCIARIA, en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 5.3. de la cláusula quinta del ENCARGO FIDUCIARIO. El monto de intereses generado, una vez alcanzado el punto de equilibrio, no dará derecho a los PROMITENTES COMPRADORES a exigir más ACCIONES que aquellas que por este contrato se prometen comprar y vender, respectivamente; y,

CLAUSULA TERCERA.- Antecedentes.-

Mediante contrato de encargo fiduciario suscrito el XX de XXXXXXXX del 200X los Promotores otorgaron a la Fiduciaria, entre otros, los siguientes encargos:

3.1.- Suscribir con los PROMITENTES COMPRADORES, que hayan sido escogidos por los Promotores, las Promesas de Compraventa de Acciones y recibir de dichos PROMITENTES COMPRADORES el precio que deben pagar en virtud de dicho contrato en las condiciones acordadas en el presente contrato y aquellas señaladas por la JUNTA DEL FIDEICOMISO;

3.2.- Una vez cumplido el PUNTO DE EQUILIBRIO:

- 3.2.1.-** Entregar el dinero recibido de los PROMITENTES COMPRADORES a favor de la COMPAÑÍA en calidad de aportes para futuras capitalizaciones de los PROMOTORES para que ésta, a través del FIDEICOMISO, lo destine a la consecución del PROYECTO; y,
- 3.2.2.-** Una vez cumplidas las obligaciones de los PROMITENTES COMPRADORES y emitidas por parte de la COMPAÑÍA las ACCIONES, suscribir con los PROMITENTES COMPRADORES los contratos de compraventa de las ACCIONES, junto con las cartas de transferencia y endoso de ellas en su favor, con posterioridad al aumento de capital al que se refiere la cláusula 5.7.6 del ENCARGO FIDUCIARIO.

CLÁUSULA CUARTA: Promesa de Compraventa.-

- 4.1.-** Con los antecedentes expuestos EL PROMITENTE VENDEDOR promete vender al PROMITENTE COMPRADOR, quien promete comprar XXX ACCIONES;
- 4.2.-** El Promitente Vendedor en virtud de lo resuelto por la Junta de Accionistas de la Compañía garantiza al PROMITENTE COMPRADOR que una vez que se haya pagado la totalidad del precio establecido en este contrato y las demás condiciones necesarias para la venta definitiva de la acción referida en el párrafo anterior, dicho PROMITENTE COMPRADOR tendrá los siguientes beneficios:
- Podrá obtener utilidades, consecuentemente cada inversionista podrá tener dividendos; Contará con un seguro de desgravamen para él y su cónyuge por el saldo del precio establecido en este contrato que faltare por cancelar; el Promitente Comprador accederá a este seguro de desgravamen, únicamente si hasta la fecha de suscripción del

contrato no ha cumplido los setenta años, y extraordinariamente cuando se encuentre entre los setenta y setenta y cinco años, con la aprobación de precalificación de riesgo por parte de la aseguradora;

- Invitación a las presentaciones trimestrales que realizará la gerencia para saber de la situación de la empresa y poder dar recomendaciones de mejoras a la operación.

4.3.- El Promitente Vendedor garantiza al Promitente Comprador los siguientes beneficios adicionales a los antes detallados, en virtud de lo resuelto por la Junta de Accionistas de la Compañía, habiendo pagado la totalidad del precio establecido en este contrato y las demás condiciones necesarias para la venta definitiva de las acciones referidas en el numeral 4.1.anterior, a saber:

- Podrá obtener utilidades, consecuentemente cada inversionista podrá tener dividendos; y,
- Tendrá derecho a voto y por lo tanto a elegir el la Junta General que representa a los accionistas.

CLAUSULA QUINTA: Precio.

5.1.1. El precio de venta de la ACCION que el PROMITENTE COMPRADOR promete comprar es de US\$ 100,00, (CIEN CON 00/100 DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA) que se cancela de contado o con tarjeta de crédito.

5.1.2. El pago total del precio indicado, le dará derecho al PROMITENTE COMPRADOR a que se le entregue UNA ACCION por su valor nominal.

CLÁUSULA SEXTA.- Condiciones para la celebración del contrato prometido de compraventa:

Son condiciones para que las partes contratantes celebren el contrato prometido de compraventa de la ACCION, las siguientes:

- 6.1.- Que el PROMITENTE COMPRADOR haya cumplido con todas las obligaciones que asume a la firma del presente contrato, en especial la de haber cumplido puntualmente con el pago del precio;
- 6.2.- Que la COMPAÑÍA haya aumentado su capital mediante la capitalización de los aportes a futuras capitalizaciones realizados por los PROMOTORES, elevando el valor nominal de las ACCIONES;
- 6.3.- Que la COMPAÑÍA haya emitido las ACCION, con su nuevo valor nominal, a favor de los PROMOTORES;

Una vez cumplidas estas condiciones la FIDUCIARIA notificara al PROMITENTE COMPRADOR con el objeto de celebrar el contrato de compra venta de acciones, a suscribir las cartas de transferencia y los endosos respectivos. Este tendrá un plazo de cinco días laborables para hacerlo.

El contrato de compraventa se hará respecto de las ACCIONES con su nuevo valor nominal, de tal manera que lo que se venderá al PROMITENTE COMPRADOR será el número de ACCIONES señalado en la cláusula cuarta pero del valor nominal que resulten luego de realizado el aumento de capital.

CLÁUSULA SEPTIMA.- Efectos del no pago puntual del precio.

En caso de que el PROMITENTE COMPRADOR no pague, por más de 10 días, cualquiera de las cuotas en las que se divide el precio de compra de la ACCION,

según lo estipulado en la cláusula quinta del presente instrumento, se producirán las siguientes consecuencias jurídicas:

El PROMITENTE VENDEDOR tendrá las siguientes opciones, las cuales deberán ser decididas por la Junta del Fideicomiso:

7.1.- Demandar el cumplimiento del presente contrato, esto es el pago inmediato del total del saldo insoluto del precio, más una multa equivalente el 15% de su monto total fijado en la cláusula quinta del presente instrumento;

7.2.- Dar por terminado el presente contrato, sin que sea necesario una declaratoria judicial en ese sentido. En este caso:

7.2.1.- EL PROMITENTE VENDEDOR estará facultado a celebrar con terceras personas promesas de compraventa respecto de la ACCION que en el presente contrato se prometen en venta; y,

7.2.2.- EL PROMITENTE VENDEDOR solicitará a la Fiduciaria que restituya al PROMITENTE COMPRADOR el saldo del dinero que éste entregó como pago del precio de compra de la ACCION deducida una multa del 15% calculada sobre el monto total del precio fijado en la cláusula quinta del presente instrumento. En el caso que el valor a restituir sea menor o igual al monto de la multa antes detallada, el PROMITENTE VENDEDOR retendrá a su favor el valor total pagado hasta ese momento por el PROMITENTE COMPRADOR y esto lo acepta y conviene expresamente el PROMITENTE COMPRADOR. Si el valor fuese mayor, el PROMITENTE VENDEDOR restituirá el saldo una vez deducida la multa antes detallada.

La restitución de dicho dinero se hará una vez que: (i) se celebre respecto de las ACCIONES que mediante el presente instrumento se prometen en venta, una nueva promesa de compraventa; y, (ii) haya recibido del nuevo promitente comprador el

dinero suficiente para poder hacer la restitución a favor del PROMITENTE COMPRADOR.

El derecho establecido en el presente numeral a favor del PROMITENTE COMPRADOR será el único que él podrá reclamar de la FIDUCIARIA, en caso de que ésta opte por dar por terminado el presente contrato, por incumplimiento del PROMITENTE COMPRADOR.

CLAUSULA OCTAVA.- Declaraciones del PROMITENTE COMPRADOR:

EL PROMITENTE COMPRADOR hace las siguientes declaraciones:

- 8.1.- Que la FIDUCIARIA le ha proporcionado una copia del FIDEICOMISO y del ENCARGO FIDUCIARIO y que declara conocer y aceptar sus textos, alcances y finalidades;
- 8.2.- Que firma el presente contrato de promesa de compraventa con total conocimiento de los derechos y obligaciones que asume y del objeto y causa por la cual se lo suscribe;
- 8.3.- Que conoce y acepta plenamente las consecuencias del incumplimiento de las obligaciones que asume a la firma del presente contrato;
- 8.4.- Que los derechos que asume están expresamente determinados en el presente contrato, sin que existan derechos implícitos o tácitos;
- 8.5.- Que la suscripción del presente instrumento no responde a ninguna oferta pública;
- 8.6.- Que conoce y acepta que la compañía administradora de Fondos y fideicomisos XXXXXXXXX S.A. no actúa en el presente contrato por sus

propios y personales derechos sino en virtud del ENCARGO FIDUCIARIO y de las instrucciones conferidas en el mismo por los PROMOTORES; y,

8.7.- Serán de cuenta y cargo del PROMITENTE COMPRADOR los gastos que pudieran ocasionarse por el presente contrato y aquellos por el contrato de compra venta definitiva de acciones así como aquellos por la transferencia y endoso de las ACCIONES que se realice.

8.8.- Que los fondos entregados y que se entreguen en virtud del presente contrato tienen un origen lícito y en especial que no provienen de actividades relacionadas con el trafico de estupefacientes o sustancias sicotrópicas ni con el lavado de activos.

CLÁUSULA NOVENA.- Cláusula arbitral:

Las controversias o diferencias derivadas de la ejecución de este contrato, que no puedan ser resueltas por mutuo acuerdo, serán sometidas a decisión del Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito, que se sujetará a lo dispuesto por la Ley de Arbitraje y Mediación, el Reglamento del Centro de Arbitraje y Mediación de la Cámara de Comercio de Quito y cualquier otra reglamentación que se expida sobre el particular, atendiendo las siguientes normas:

9.1.- Los árbitros serán seleccionados conforme lo establecido en la Ley de Arbitraje y Mediación;

9.2.- Los árbitros de dicho Centro efectuaran un arbitraje administrado, en derecho y confidencial y quedan facultados para dictar medidas cautelares solicitando el auxilio de funcionarios públicos, judiciales, policiales y administrativos, sin que sea necesario acudir a un juez ordinario alguno para tales efectos;

- 9.3.-** El Tribunal de Arbitraje estará integrado por tres árbitros;
- 9.4.-** El procedimiento arbitral tendrá lugar en las instalaciones del Centro de Arbitraje y Mediación de la Cámara de Comercio de Quito; y,
- 9.5.-** Las partes renuncian a la jurisdicción ordinaria, se obligan acatar el laudo arbitral y se comprometen a no interponer recurso de nulidad en contra del laudo arbitral. El laudo arbitral será inapelable.

Para constancia de lo estipulado las partes suscriben el presente documento, por triplicado, en la ciudad de Quito, a los XX días del mes de XXXXXX del 2.00X.

PROMITENTE VENDEDOR

PROMITENTE COMPRADOR

FIDUCIARIA

Anexo 14: Ingresos Durante los 20 Años del Proyecto.

Ingresos Por Venta de Petróleo Durante 20 Años - Caso WTI \$70/Bbl

	-	1	2	3	4	5
Ingresos	-	27,404,565	34,241,205	30,132,260	26,516,389	23,334,422
	6	7	8	9	10	
Ingresos	20,534,292	18,070,177	15,901,755	13,993,545	12,314,319	
	11	12	13	14	15	
Ingresos	10,836,601	9,536,209	8,391,864	7,384,840	6,498,659	
	16	17	18	19	20	Total
Ingresos	5,718,820	5,032,562	4,428,654	3,897,216	3,429,550	287,597,905

Ingresos Por Venta de Petróleo Durante 20 Años - Caso WTI \$60/Bbl

	-	1	2	3	4	5
Ingresos	-	23,919,933	29,887,259	26,300,787	23,144,693	20,367,330
	6	7	8	9	10	
Ingresos	17,923,250	15,772,460	13,879,765	12,214,193	10,748,490	
	11	12	13	14	15	
Ingresos	9,458,671	8,323,631	7,324,795	6,445,820	5,672,321	
	16	17	18	19	20	Total
Ingresos	4,991,643	4,392,646	3,865,528	3,401,665	2,993,465	251,028,344

Ingresos Por Venta de Petróleo Durante 20 Años - Caso WTI \$50/Bbl

	-	1	2	3	4	5
Ingresos	-	20,080,931	25,090,538	22,079,673	19,430,113	17,098,499
	6	7	8	9	10	
Ingresos	15,046,679	13,241,078	11,652,148	10,253,891	9,023,424	
	11	12	13	14	15	
Ingresos	7,940,613	6,987,739	6,149,211	5,411,305	4,761,949	
	16	17	18	19	20	Total
Ingresos	4,190,515	3,687,653	3,245,135	2,855,719	2,513,032	210,739,844

Anexo 15: Reporte de Control de Gestión Mensual.

CAMPO MARGINAL
Mes de XXXX

Estado de Perdidas y Ganancias
Cantidades en USD

	2006	Acumulado a la Fecha			
		Presupuesto	Real	Variación	%
			2007		
Producción Total (BPPD)					
Producción Neta (BPPD)					
Precio \$/Bbl					
Total Ingresos					
Costos Operativos					
Margen Operacional					
Depreciaciones y Amortizaciones					
Gastos Administrativos y Generales					
Utilidad Operativa					
Gastos/Ingresos Financieros					
Utilidad Antes de Impuestos					
Participación Laboral					
Impuesto a la Renta					
Utilidad Neta					
EBITDA					

Detalle de Inversiones

Pozo 4		
Pozo 5		
Pozo 6		
Pozo 7		
Perforación		
Instalaciones de Separación		
Almacenamiento		
Instalaciones de Inyección		
Instalaciones		
Equipos de Computo y Comunicaciones		
Muebles y Enseres		
Automoviles		
Otros activos de PP&E		
TOTAL INVERSIONES		

Al mes de XXX del XXX el Campo Marginal XX presenta una utilidad de USD XXX, considerando que se estimo en el presupuesto a esta fecha una ganancia de XXXX se tiene un resultado positivo en XXXX, explicado por XXXX.

Para CAPEX se presupuesto USD XXXX y el real fue de USD XXXX debido XXX CPF.

El pozo XXX tiene un costo total al mes de XXX de USD XXX esto es USD XXX más o menos que lo aprobado en el presupuesto.

A continuación el cuadro con las explicaciones de las variaciones y si son estas permanentes o temporales.

Tipo de Variaciones
Cantidades en USD

	Acumulado a la Fecha	
	Variación	Permanentes Temporales
Producción Total (BPPD)		
Producción Neta (BPPD)		
Precio \$/Bbl		
Total Ingresos		
Costos Operativos		
Margen Operacional		
Depreciaciones y Amortizaciones		
Gastos Administrativos y Generales		
Utilidad Operativa		
Gastos/Ingresos Financieros		
Utilidad Antes de Impuestos		
Participación Laboral		
Impuesto a la Renta		
Utilidad Neta		
EBITDA		

Detalle de Inversiones

Pozo 4		
Pozo 5		
Pozo 6		
Pozo 7		
Perforación		
Instalaciones de Separación		
Almacenamiento		
Instalaciones de Inyección		
Instalaciones		
Equipos de Computo y Comunicaciones		
Muebles y Enseres		
Automoviles		
Otros activos de PP&E		
TOTAL INVERSIONES		

ANALISIS POR BARRIL – Acumulado a XXXX

Si se compara los costos unitarios por barriles brutos tenemos el siguiente estado de resultados:

**Estado de Resultados
Por Barril USD**

	Acumulado a la Fecha			
	2006	Presupuest	Real	Variación % 2007
Producción Total (BPPD)				
Producción Neta (BPPD)				
Precio \$/Bbl				
Total Ingresos				
Costos Operativos				
Margen Operacional				
Depreciaciones y Amortizaciones				
Gastos Administrativos y Generales				
Utilidad Operativa				
Gastos/Ingresos Financieros				
Utilidad Antes de Impuestos				
Participación Laboral				
Impuesto a la Renta				
Utilidad Neta				
EBITDA				

La utilidad final neta por barril acumulado a XXX es superior a la presupuestada en USD XXX es decir un XXX más, debido XXXXX. En conclusión nuestro precio de equilibrio es USD XXX por barril precio de campo Marginal XXX.

COSTOS DE OPERACION

Las principales variaciones en los costos de operación del mes de XXX se dan en:

Combustible

XX
XX

Mantenimiento de Carreteras

XX
XX

Mantenimiento y Reparaciones de Instalaciones

XX
XX

Relaciones Comunitarias

XX
XX

Bombas Electro Sumergibles

XX
XX

Renta de Equipo

XX
XX

Workovers

XX
XX

DD&A

XX
XX

Gastos Administrativos

XX
XX

Gastos Financieros

XX
XX

Ingresos

**Explicación de Variación de Ingresos
Precio y Volumen en USD**

	Acumulado a la Fecha
Presupuesto	
Precio barril	
Total barriles brutos	
Total barriles netos	
Total Ingresos	
Real	
Precio barril	
Total barriles brutos	
Total barriles netos	
Total Ingresos	
Variación Precio	
Variación Volúmen	

Como se observa en el cuadro la variación de los ingresos se explica por
XX

Estado de Perdidas y Ganancias
Cantidades en USD

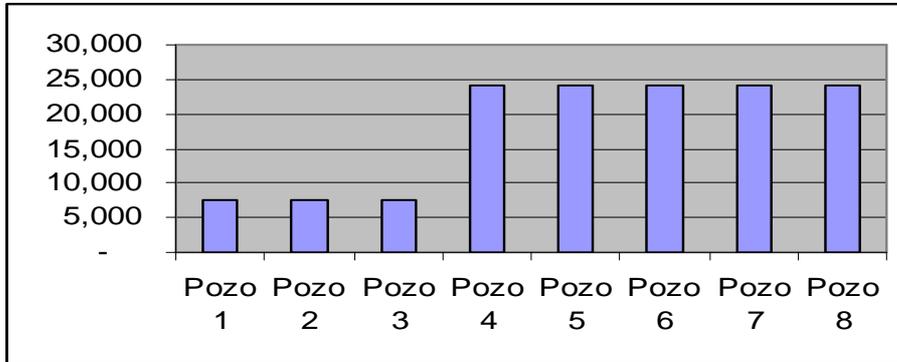
	MES DE XXX				
	2006	Presupuest	Real	Variación	%
			2007		
Producción Total (BPPD)					
Producción Neta (BPPD)					
Precio \$/Bbl					
Total Ingresos					
Costos Operativos					
Margen Operacional					
Depreciaciones y Amortizaciones					
Gastos Administrativos y Generales					
Utilidad Operativa					
Gastos/Ingresos Financieros					
Utilidad Antes de Impuestos					
Participación Laboral					
Impuesto a la Renta					
Utilidad Neta					
EBITDA					

Detalle de Inversiones

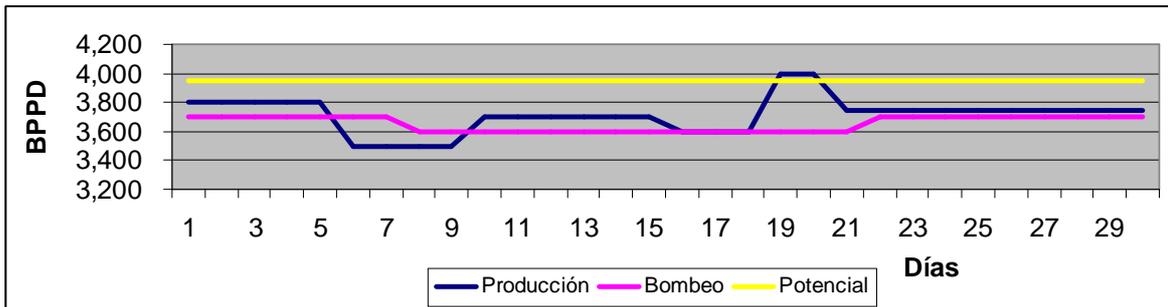
Pozo 4		
Pozo 5		
Pozo 6		
Pozo 7		
Perforación		
Intalaciones de Separación		
Almacenamiento		
Instalaciones de Inyección		
Instalaciones		
Equipos de Computo y Comunicaciones		
Muebles y Enseres		
Automoviles		
Otros activos de PP&E		
TOTAL INVERSIONES		

Produccion del Campo por Pozo

(Expresado en BPPM)



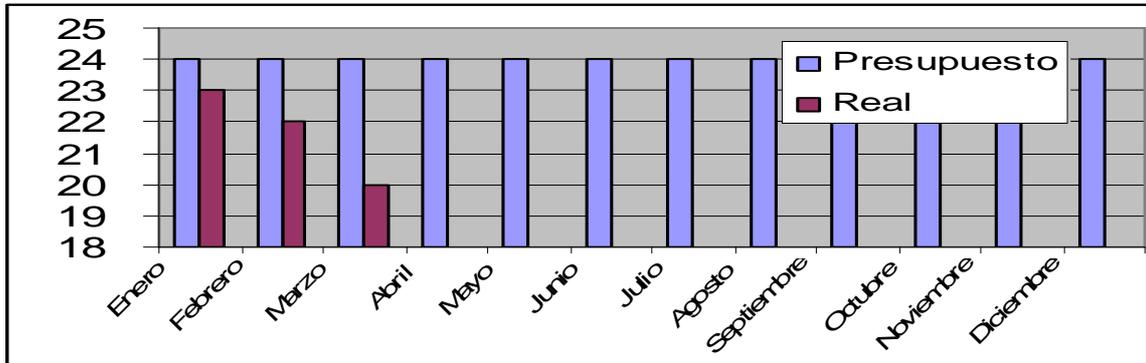
Potencial, Producción y Bombeo del Mes XXXX



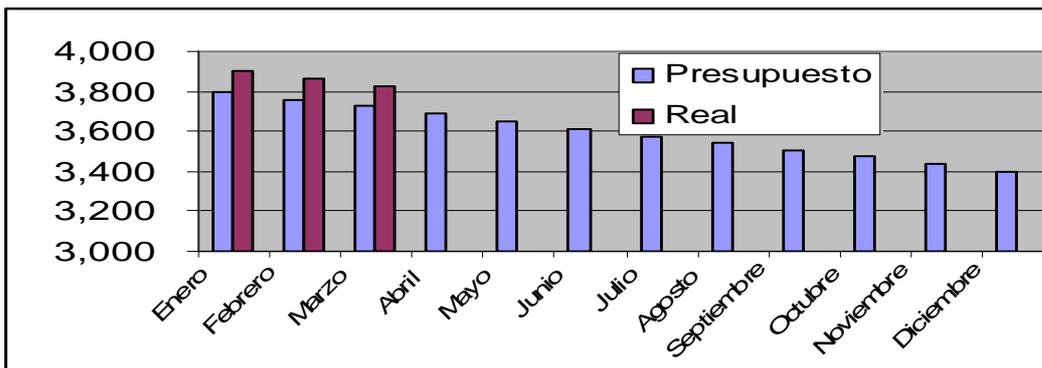
XX
 XX

COSTO DE OPERACIÓN POR BARRIL, POR MES

El costo de operación directo por barril promedio del mes de XXXX fue de USD XX8 que en comparacion al presupuesto de USD XX es XXX en USD XXX es decir un XXX% mas o menos, esto se debe a XXXXX.



PRODUCCION DIARIA POR MES



Indicadores de Gestión

1. INGRESOS

MES

ACUMULADO

Promedio Diario de Barriles de Petróleo (BPPD)

Real	<u>3,500</u>	101%	<u>3,500</u>	101%
Presupuesto	3,450		3,450	

Precio por Barril (\$/Bbl)

Real	<u>\$ 50</u>	116%	<u>\$ 50</u>	116%
Presupuesto	\$ 43		\$ 43	

Ingresos Totales en Dólares

Real	<u>\$ 5,250,000</u>	118%	<u>\$ 5,250,000</u>	118%
Presupuesto	\$ 4,450,500		\$ 4,450,500	

2.- OPERACIONES

Costos Operativos

Totales	Real	<u>\$ 2,100,000</u>	85%	<u>\$ 2,100,000</u>	85%
	Presupuesto	\$ 2,484,000		\$ 2,484,000	

Por Barril	Real	<u>\$ 20</u>	83%	<u>\$ 20</u>	83%
	Presupuesto	\$ 24		\$ 24	

Gastos Generales y Administrativos

Totales	Real	<u>\$ 210,000</u>	67%	<u>\$ 210,000</u>	67%
	Presupuesto	\$ 315,000		\$ 315,000	

Por Barril	Real	<u>\$ 2</u>	67%	<u>\$ 2</u>	67%
	Presupuesto	\$ 3		\$ 3	

INDICES FINANCIEROS

Indices de Solvencia

Acumulado al Mes XXX del 2007

Debt Ratio	XXX
Debt to Equity ratio	XXX
Interest Coverage	XXX

Indices de Liquidez

Current Ratio (1)	XXX
Current Ratio (2)	XXX
Quick Ratio	XXX
Cash Ratio	XXX

Indices de Eficiencia

Inventory turnover	XXX
# Días inventario	XXX
Receivables turnover	XXX
# días por cobrar	XXX
Payables turnover	XXX
# días por pagar	XXX
Asset Turnover (1)	XXX
Asset Turnover (2)	XXX

Indices de Rentabilidad

Operating Margin	XXX
ROA	XXX
ROIC	XXX
ROE (definición simple)	XXX

Descomposicion del ROE

1. Margen Operativo	XXX
2. Rotación Activos	XXX
3. Ebit-int-tax /ebit-tax	XXX
4. Activos /equity	XXX
ROE	XXX

Gráfico 1: Evolución de los Precios del WTI

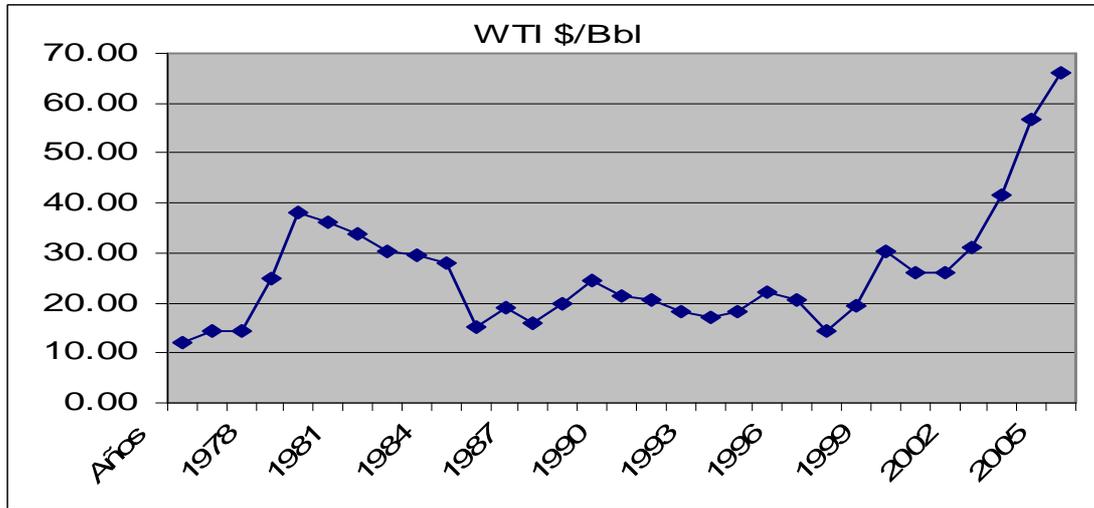
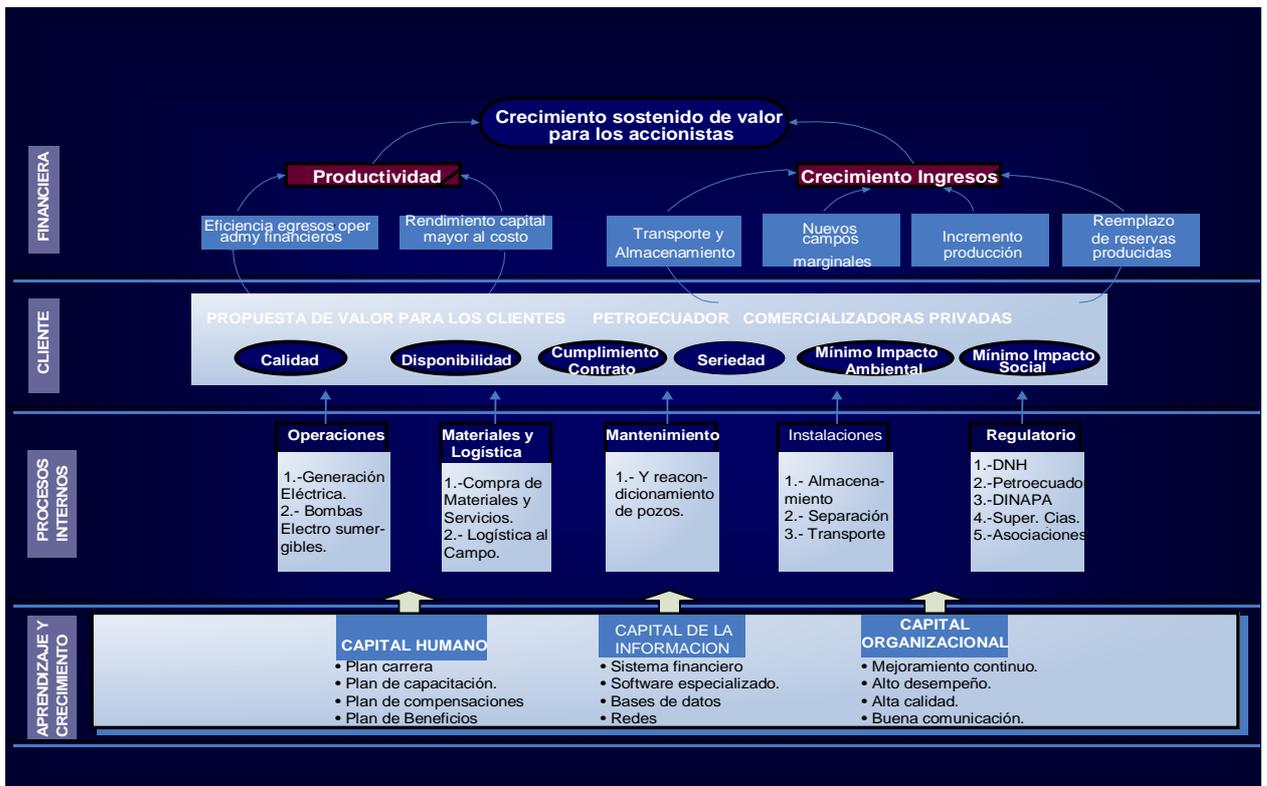


Gráfico 2: Mapa Estratégico



Bibliografía

César Ajamil y Fernando Reyes (2005). *Petróleo, Amazonía y Capital Natural*, Fondo Editorial C.C.E. Primera edición. Quito-Ecuador

The Wall Street Journal Americas (22.06.2007). Auge en la demanda dispara precios del crudo, *El Comercio – Negocios*, Quito-Ecuador.

Redacción de Negocios (22.06.2007). Los fondos petroleros tienen USD 1.270 millones disponibles, *El Comercio – Negocios*, Quito-Ecuador.

Pagina WEB del Banco Central del Ecuador, bce.fin.ec

Pagina WEB de Petroecuador, petroecuador.com.ec..

Pagina WEB bp, www.bp.com.

Ley de Hidrocarburos

Stephen Robbins y Mary Coulter (2005). *Administración*, Pearson Education Inc, Octava edición, México.

Zvi Bodie, Alex Kane, Alan J. Marcus (1996), *Investments*, The McGraw Hill Companies Inc., Tercera edición, Estados Unidos.

Horace Brock, Dennis Jennings, Joseph Feiten (1996). *Petroleum Accounting*, Professional Development Institute, Cuarta edición, Denton-Texas-Estados Unidos.

Federick S. Mishkin (2004), *The Economics of Money, Banking, and Financial Markets*, Pearson Addison Wesley, Séptima edición, Estados Unidos de America.

Richard Brealey, Stewart Myers (2002), *Principios de Finanzas Corporativas*, McGraw Hill Companies Inc., Séptima edición, Madrid-España.

Robert S. Kaplan, David P. Norton (2005), *Aligment*, Harvard Business Scholl Press, Traducido por Ediciones Gestión 2.000, Primera edición, Barcelona España.

Unidades de Sistemas y Relaciones Institucionales de Petroecuador (2005), Atlas Petrolero, Quito Ecuador.

Vistazo, edición especial, No. 938, septiembre14, 2006. Pag. 41 a 102.