

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL SEK

FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS Y ADMINISTRATIVAS

INGENIERIA FINANCIERA

TEMA:

**OCP OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS
ESTUDIO ECONOMICO DEL PROYECTO DE
CONSTRUCCION EN EL ECUADOR**

EDISON JAVIER ZURITA SERRANO

DIRECTOR DE TESIS: ECON. ARMANDO CIFUENTES

QUITO—ECUADOR

2003

DEDICATORIA

A mis padres, por todo el esfuerzo realizado durante este tiempo de carrera, los mismos que me han servido para desarrollarme como persona y profesional. , pues con su amor y cariño ellos me han dado la fortaleza que requiero todos los días para afrontar los diversos problemas que se suscitan en la vida.

A mis hermanos, por la comprensión, cariño y bondad que me brindan cada momento de sus vidas.

A mis amigos, y compañeros que antes de ser personas han sido la fuente motivadora e inigualable para mi permanente interés por mi profesión, por su compañerismo, amistad y solidaridad brindada, en los momentos difíciles durante esta etapa decisiva de mi vida.

Y para finalizar a la Universidad SEK, donde he sentido el cálido aliento de un hogar casi como mi familia.

AGRADECIMIENTO

A Dios, mis padres y hermanos que gracias a ellos, me guiaron por el buen camino para llegar a culminar esta carrera.

A los ejecutivos y funcionarios de las instituciones consultadas, por la asistencia que me brindaron.

A mis profesores, quienes durante mi carrera han sabido impartir sus conocimientos y ejemplo para mi beneficio profesional, además el tiempo que dedicaron para compartir conmigo su sabiduría, sus consejos, los buenos momentos y mis fracasos.

Muchas gracias en forma especial a mis catedráticos y amigos: Doctor Augusto Rodas y Economista Armando Cifuentes, Directores de Tesis cada uno en su momento, ya que con su dirección, consejos, y apoyo brindado durante este tiempo he podido desarrollar y culminar con éxito esta tesis.

DECLARATORIA

Yo, **Edison Javier Zurita Serrano**, egresado de la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas de la Universidad Internacional SEK, declaro que el contenido de la presente tesis es producto de mi investigación.

Edison Javier Zurita S.

C.I. 171138504-5

CAPITULO I

1 MARCO DE REFERENCIA

1.1 PETROLEO

1.1.1 Origen del petróleo

La palabra petróleo viene del latín *petra* (piedra) y *óleo* (aceite); significa literalmente aceite de piedra.

El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro a la que, por sus compuestos de hidrógeno y carbono, se le denomina hidrocarburo.

La composición elemental del petróleo normalmente está comprendida dentro de los siguientes intervalos:

<u>Elementos</u>	<u>Peso</u>
Carbón	84 - 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre	0 - 2
Nitrógeno	0.2

En la composición del petróleo crudo también figuran los derivados del azufre, además del carbono e hidrógeno.

Ese hidrocarburo puede estar en estado líquido o en estado gaseoso. En el primer caso es un aceite al que también se le dice crudo. En el segundo se le conoce como gas natural.

Según la teoría más aceptada, el origen del petróleo y del gas natural es de tipo orgánico y sedimentario.

Ese proceso de sedimentación y transformación es algo que ocurrió a lo largo de millones de años. Entre los geólogos hay quienes ubican el inicio de todo ese proceso por la época de los dinosaurios y los cataclismos¹. Otros opinan que hoy se está formando de una manera similar el petróleo del mañana.

Este proceso enseña que el petróleo es el resultado de un complejo proceso físico-químico en el interior de la tierra, en el que, debido a la presión y las altas temperaturas, se produce la descomposición de enormes cantidades de materia orgánica que se convierten en aceite y gas.

Esa materia orgánica está compuesta fundamentalmente por restos de animales y algas microscópicas, todo lo cual se depositó en el pasado en el fondo de los grandes lagos y en el lecho de los mares.

¹ Cataclismo. Trastorno de grandes proporciones como un terremoto o hundimiento. Diccionario Océano 1 Edición 1995.

Esta materia orgánica se cubrió paulatinamente con capas cada vez más gruesas de sedimentos, al abrigo de las cuales, en determinadas condiciones de presión, temperatura y tiempo, se transformó lentamente en hidrocarburos, con pequeñas cantidades de azufre, oxígeno, nitrógeno, y trazas de metales como hierro, cromo, níquel y vanadio, cuya mezcla constituye el petróleo crudo.

Junto a esa materia orgánica se depositaron mantos sucesivos de arenas, arcillas, limo y otros sedimentos que arrastran los ríos y el viento, todo lo cual conformó lo que geológicamente se conoce como rocas o mantos sedimentarios, es decir, formaciones hechas de sedimentos.

Estas conclusiones se fundamentan en la localización de los mantos petroleros, ya que todos se encuentran en terrenos sedimentarios. Además los compuestos que forman los elementos antes mencionados son característicos de los organismos vivientes.

Entre esos mantos sedimentarios es donde se llevó a cabo el fenómeno natural que dio lugar a la creación del petróleo y el gas natural.

En un comienzo los mantos sedimentarios se depositaron en sentido horizontal. Pero los movimientos y cambios violentos que han sacudido a la corteza Terrestre variaron su conformación y, por consiguiente, los sitios donde se encuentra el petróleo.

Por esto, la geología identifica hoy varios tipos de estructuras subterráneas donde se pueden encontrar yacimientos de petróleo.

Ahora bien, el petróleo se encuentra ocupando los espacios de las rocas porosas, principalmente de rocas como areniscas y calizas. Es algo así como el agua que empapa una esponja. En ningún caso hay lagos de petróleo. Por consiguiente, no es cierto que cuando se extrae el petróleo quedan enormes espacios vacíos en el interior de la tierra.

Si tomamos el ejemplo de la esponja, cuando ésta se exprime vuelve a su contextura inicial. En el caso del petróleo, los poros que se van desocupando son llenados de inmediato por el mismo petróleo que no alcanza a extraerse y por agua subterránea.

Los orígenes del gas natural son los mismos del petróleo, pues, como se dijo antes, el gas es petróleo en estado gaseoso.

Cuando se encuentra un yacimiento que produce petróleo y gas, a ese gas se le llama "gas asociado". Pero también hay yacimientos que sólo tienen gas, caso en el cual se le llama "gas libre".

Otros yacimientos sólo contienen petróleo líquido en condiciones variables de presión y transferencia. Generalmente el petróleo líquido se encuentra acompañado de gas y agua.

En Ecuador, el principal combustible utilizado deriva de los hidrocarburos, siendo los mismos petróleo y gas natural.

Con el estallido de la revolución industrial (1760-1820), el carbón pasó a ser un combustible muy utilizado debido a la industrialización que se estaba produciendo en aquellos tiempos. Pero hoy en día este mineral ha sido desplazado como combustible a un tercer puesto debajo del petróleo y del gas natural, debido a que estos producen una mejor combustión.

Los combustibles fósiles² son las fuentes energéticas más utilizadas ya que estos son los más eficientes, además de ser rentables, el inconveniente de estos combustibles es que acarrear consigo un daño ecológico considerable, ya que estos producen gases contaminantes y desechos que son de gran toxicidad, unos de las muchas consecuencias de los mismos es el efecto invernadero, este presenta una gravedad a gran escala por que produce un calentamiento global progresivo, con consecuencias mortales para todas las especies del planeta.

Por lo general, el petróleo tal y como se extrae de los pozos no sirve como energético ya que requiere de altas temperaturas para arder, pues el crudo en sí está compuesto de hidrocarburos de más de cinco átomos de carbono, es decir, hidrocarburos líquidos.

Por lo tanto, para poder aprovecharlo como energético es necesario separarlo en diferentes fracciones que constituyen los diferentes combustibles como el gasavión, gasolina, turbosina, diesel, gasóleo ligero y gasóleo pesado.

1.1.2 Petróleo: Características y Clasificación

Las acumulaciones de hidrocarburos que se han formado y continúan formándose, desde hace millones de años, se encuentran a diferentes profundidades en muchas partes del mundo, tanto bajo los continentes como bajo los mares.

Como su nombre lo indica los hidrocarburos son compuestos de carbono e hidrógeno, los cuales a temperatura ambiente y presión normal, pueden encontrarse en estado gaseoso, líquido o sólido.

² Combustibles fósiles: Combustibles que al quemarse liberan la energía que contienen, como por ejemplo: carbón, petróleo, y gas natural. Autor MERRIL, Investiguemos en Ciencia.

Comercialmente, el término petróleo crudo se refiere a los hidrocarburos líquidos, a los hidrocarburos gaseosos se les denomina gas natural, y los hidrocarburos sólidos reciben el nombre de asfalto (bitumen) o cera (parafina).

mayoría de los petróleos crudos, aún cuando son líquidos, contienen gases y sólidos en solución.

El color del petróleo crudo es variado: lechoso, marrón, amarillo, verde oscuro hasta negro. Su viscosidad y densidad varían dependiendo de su composición química y su olor depende del contenido de azufre.

Una clasificación de la calidad de los crudos se fundamenta en su densidad relativa, la cual se mide según sean más livianos o más pesados que el agua. La mayoría de los crudos tienen densidades menores de 1 g/cm^3 , o sea que flotan en el agua, por ser menos densos que ésta. Mientras más liviano es un crudo, mejor es su calidad y mayor es su precio, ya que es más fácil y menos costosa su refinación.

En la industria petrolera es muy común expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API o °API, unidad creada por el "American Petroleum Institute". En esta escala, cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado es el crudo, menor será su gravedad API., Así el agua tiene una gravedad específica de 10° API .

TIPO DE CRUDO Y SU GRAVEDAD (° API)

Condensado a partir de 42

Liviano más de 30

Mediano de 22,0 hasta 29,9

Pesado de 10,0 hasta 21,9

Extrapesado hasta 9,9

Bitumen promedio 8,2

En el Ecuador los crudos pesados se consideran con un grado API de 24.8, mientras que los crudos livianos están sobre los 25 API.

El petróleo crudo y el gas natural constituyen la materia prima de la industria petrolera. A partir de ellos se fabrican miles de productos de uso común en la vida diaria como: combustibles (gasolina, querosén y diesel); aceites lubricantes, asfaltos y una enorme variedad de productos petroquímicos como: plásticos, solventes, fertilizantes, etc. Es difícil enumerarlos todos, pero cualquier estimado está en el orden de los millares de productos, lo que convierte al petróleo en la materia prima más compleja, versátil y útil del mundo.

Un crudo pesado, según la definición formal, es aquel crudo de gravedad menor de 20.0 API; alta viscosidad y generalmente altos contenidos de azufre,

metales, ácidos y nitrógeno lo cual hace difícil su manejo y más costosa su producción, transporte y refinación.

1.1.3. Crudos pesados recurso estratégico en el Ecuador.

Para el año 2007, los requerimientos energéticos del mundo se estiman que alcanzarán 94 millones de barriles diarios (MMBD) de petróleo, lo cual representa un incremento de 20 MMBD en comparación con la demanda de 1997, la cual alcanzó 74 MMBD.

Los crudos pesados (Heavy Oil) se están visualizando como los futuros sustentadores de la demanda energética mundial. Por muchos años, los analistas han venido prediciendo un papel cada vez más importante de este tipo de crudo, ahora materializado por los desarrollos tecnológicos que han reducido significativamente los costos de producción, transporte y refinación. En un mercado tan incierto, la futura demanda mundial deberá ser cubierta en un 40% por las reservas no desarrolladas y las no descubiertas de los países fuera de la OPEP. Una gran parte de las reservas no desarrolladas son crudos pesados.

Con este panorama y ante los precios altos del petróleo, los poseedores de crudo pesado han vuelto a considerar a éste, como un recurso básico

estratégico. Los grandes volúmenes ya probados que han permanecido en el subsuelo de nuestro territorio por muchos años sin ningún valor económico, son ahora considerados viables; por lo tanto, sus proyectos de producción, transporte, refinación y comercialización hacen parte del portafolio a corto y mediano plazo.

Con el oleoducto propuesto, Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), proyectado para incrementar la exportación de crudo, se transportaría entre 390.000 y 450.000 barriles de crudo pesado cada día a lo largo de sus 500 Km. desde el Oriente hasta la costa, cabe señalar que la producción actual de petróleo en Ecuador apenas llega a 330.000 barriles por día, de los cuales 150.000 bbl. son crudos pesados, por lo que se planea doblar la explotación petrolera a un nivel de 720.000 bbl. de petróleo por día durante los próximos años.

La construcción del OCP es conveniente para el aumento de la explotación y producción petrolera en todo el Oriente, sobre todo en los bloques que pertenecen a los miembros del consorcio OCP (Bloques 10, 15, 7, 21, 31, 16 & CITY) los mismos que desde hace años han sido estudiados solamente al nivel de exploración, dado que no hubo capacidad ni infraestructura para transportar el crudo. Por ejemplo la petrolera Occidental esta planeando perforar 32 nuevos pozos en el bloque 15 para aumentar su producción, igualmente otras petroleras planean construir líneas o ductos de flujo para conectar los bloques antes mencionados con el OCP.

Una apertura de 2.4 millones de hectáreas de selva primaria que no han sido concesionados en el centro y el sur del Oriente, facilitaría la construcción del OCP, para la exploración y explotación petrolera. Además serían concesionados a empresas petroleras los Bloques Amazónicos 22, 25, 26, 29, 30, 32, 33, 34, 35, 36 y 37, los cuales caen sobre territorio indígena Amazónica: Achuar, Shuar, Huaorani, Quichua, Shiwiar y Zápara, que forman las regiones más remotas de la selva ecuatoriana y hasta ahora, respetadas por la actividad petrolera.

1.2. ANTECEDENTES PARA LA CONSTRUCCION DEL OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS

En el Ecuador, entre 1973 hasta 1999, se extrajeron 2.679 millones de barriles de crudo de los cuales se exportaron alrededor de 1.755 millones (66% del total) y 924 millones se destinaron a la refinación interna en el país.

El Ecuador está atravesando una profunda crisis, social, política y económica, que lo ha llevado a una inestabilidad política y a una constante convulsión social agravada, aún más, por la incertidumbre de no hallar una salida.

El boom petrolero de la década de los 70s, convirtió al Ecuador en dependiente del hidrocarburo y sus ingresos, desde esa época, financian alrededor del 50 % del presupuesto del Estado.

Una falta de visión política, sumada a la presencia de intereses personales o de grupos llevaron al sector petrolero a una profunda crisis que, siendo la fuente de financiamiento del presupuesto, se vuelve en una de las principales causas de la crisis del Estado.

Se paralizó la labor exploratoria y la producción entró en un franco deterioro. La producción se desploma, alrededor de 200 pozos se cierran en los cinco principales campos de Petroproducción, que ocasionarían al Estado pérdidas sobre los 1.800 millones de dólares.

Esa era la situación del País, una baja acelerada de la producción por la falta de recursos para realizar el mantenimiento de los campos. Las empresas prestatarias abandonaron las labores de mantenimiento de pozos por la falta de pago, con paralizaciones que ocasionaron enormes perjuicios a los pozos por la falta de mantenimiento y la suspensión de la exploración.

Los técnicos señalan que la suspensión de los trabajos exploratorios ocasiona el deterioro del pozo, del campo y por ende de las reservas.

Petroproducción manejaba una cifra de producción de alrededor de 300.000 barriles diarios y su caída llegó a niveles críticos de 230.000 barriles diarios.

El 9 de octubre de 1994, mediante remitido, las compañías petroleras que habían firmado Contratos de Riesgo con el Estado ecuatoriano, a través de las ocho Rondas Petroleras, reclamaban al Estado que cumpla con los contratos y que les den las facilidades para la evacuación de su crudo, ya que el mismo estaba represado.

Señalaban que han realizado cuantiosas inversiones en exploración y en el desarrollo de los bloques petroleros por montos que sobrepasan los 2.000 millones de dólares. Pero que el Estado se vio obligado a disponer la reducción de la producción en vista de la insuficiente capacidad de transporte, generando un perjuicio económico a la inversión petrolera y a los ingresos del Estado.

Esta situación, según las empresas petroleras en el año 1994, las obligó a disminuir o suspender sus planes exploratorios, ya que su producción, a esa fecha, estaba represada por la falta de un ducto para evacuar su crudo.

Esta era la verdadera situación del país, la falta de aumento de producción porque no hay un nuevo oleoducto, para evacuar el crudo. ¿Qué empresa puede venir a explorar para aumentar las reservas, si sabe que no tiene por dónde evacuarlas?

Otros se preguntan.¿ Para qué hacer el ducto, si no hay producción?. Y, en esas discusiones se ha perdido más de una década y la situación del país se ha deteriorado aceleradamente.

Hemos sido testigos de las crisis que el Ecuador ha vivido: crisis política, bancaria, económica, de empleo, de valores morales, de grupos que quieren defender sus intereses, donde está primero el interés personal sobre el interés nacional.

Catorce años se perdieron en discusiones de ¿Si ampliamos o no ampliamos el oleoducto, construimos o no el oleoducto para crudos pesados? ¿Cuánto dinero perdimos?

Cinco gobiernos han politizado la historia de la construcción del oleoducto para crudos pesados.

El Gobierno del doctor Rodrigo Borja (1988-1992), confirmó la existencia de crudos pesados en el subsuelo. La producción de crudos livianos entró en una curva peligrosamente descendente. Técnicos comenzaron hablar de la necesidad de la construcción de un oleoducto de crudos pesados para evitar la perjudicial mezcla de crudos.

El Gobierno del arquitecto Sixto Durán Ballén, (1992-1996) pensó ampliar el oleoducto y las refinerías y construir un oleoducto para crudos pesados, pero nuevamente apareció la historia politizada del oleoducto.

El consorcio de empresas ecuatoriano argentino Tripetrof-Techint, presentó al presidente Sixto Durán Ballén la propuesta para construir el nuevo oleoducto. El sistema lo denominaron Oleoducto Centro Oriente (SOCO), y era para transportar exclusivamente el crudo pesado.

El Gobierno del abogado Abdalá Bucaram optó por la construcción de un nuevo oleoducto y deshecho la propuesta de ampliación, pero no se cristalizó el proyecto.

El Gobierno del doctor Fabián Alarcón Rivera (1997- 1998) decidió continuar con la ampliación del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE, y abandonar la construcción del oleoducto de crudos pesados. Se decidió que la ampliación estaría a cargo del Cuerpo de Ingenieros del Ejército.

El 5 de enero de 1998 el Directorio de Petroecuador, aprobó dos proyectos, la construcción del nuevo oleoducto de crudos pesados y el desarrollo del eje estructural denominado Ishipingo- Tambococha, Tiputini- Imuya. ITTI. La obra costaba 1.000 millones de dólares y se la haría bajo el modelo de BOT (construcción, operación y transferencia) y podría estar paralela al actual SOTE.

El Gobierno del doctor Jamil Mahuad (1998-2000) - firmó la ampliación del SOTE., e inició los trámites para la construcción del nuevo oleoducto para crudos pesados. Dentro de los trámites se firmó un Memorando de Entendimiento, que fue duramente cuestionado por todos los sectores políticos, ya que Mahuad sorprendió al país al decir que el consorcio Williams-Techint, construiría el nuevo oleoducto, sin que se haya realizado la licitación correspondiente que mandaba la ley.

1.2.1. Proceso de licitación para la construcción del OCP

El Ministro de Energía y Minas, Pablo Terán Ribadeneira, al asumir su cargo en enero del 2000, delineó la política energética minera y señaló como prioridad y política de Estado la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados, para sacar al sector energético de la crisis, aumentar la producción, las reservas y generar inversiones.

La construcción del sistema de transporte de crudos pesados permitirá que en 25 meses se inviertan en el país alrededor de 1.100 millones de dólares.

El primer paso que dio el Gobierno en este proceso fue reformar la Ley de Hidrocarburos para abrir la posibilidad de que la empresa privada lleve a cabo

obras de infraestructura para el transporte de hidrocarburos, sin comprometer recursos públicos.

El presidente de la República, Gustavo Noboa, firmó el Decreto Ejecutivo 592, el 19 de julio del 2000, que contiene el Reglamento para la Construcción y Operación de Ductos Principales Privados para el Transporte de Hidrocarburos, siendo éste el punto de partida de la obra considerada la más grande de los últimos tiempos.

Previamente, se conformó una comisión de alto nivel, integrada por distinguidos ciudadanos para que, desde la Presidencia de la República, asesoren y realicen el seguimiento del proceso.

El 20 de julio del 2000, se invitó a las compañías interesadas a que presenten sus solicitudes para la construcción del oleoducto de crudos pesados.

El 29 de agosto del 2000 presentó la solicitud la Compañía OCP Limited, que esta integrada por las empresas petroleras: Alberta Energy Company Ltd, del Canadá; AGIP de Italia; Kerr-McGee y Occidental, de los Estados Unidos de Norteamérica, Repsol-YPF, de España y Argentina respectivamente y Techint de Argentina.

El 30 de agosto presentó su solicitud la compañía norteamericana Williams.

El 31 de agosto presentó su solicitud el Cuerpo de Ingenieros del Ejército, entidad del Estado perteneciente a las Fuerzas Armadas del Ecuador.

El Ministro de Energía y Minas, Pablo Terán R, realizó una audiencia pública, el primero de septiembre del 2000, con la presencia de los miembros de la comisión asesora presidencial, de las autoridades de control, Contraloría, Procuraduría, se invitó a los integrantes de la Comisión de Control Cívico de la Corrupción y a los representantes de los medios de comunicación, para realizar la apertura de las solicitudes presentadas por las tres empresas interesadas en construir el oleoducto.

Las tres compañías, a través de sus representantes, hicieron en forma pública conocer el resumen de sus solicitudes. El 25 de septiembre del 2000, la Comisión Técnico – Legal y Económica, presentó el informe, que contiene la evaluación de las tres solicitudes presentadas.

El informe señala que el sistema económico establecido en la nueva Constitución se fundamenta en la apertura total a la inversión privada, no discriminación y libre competencia, en el marco de un Estado regulador, de intervención subsidiaria en la economía. Desaparecieron las denominadas áreas estratégicas, de explotación reservada al Estado. Este contexto Constitucional

servió de orientación fundamental de la Comisión, al aplicar la legislación secundaria que rige este proceso.

Sobre estas bases, el Informe de la Comisión estableció cuáles fueron los solicitantes que cumplieron objetivamente con las condiciones legales y reglamentarias antes referidas y cuál solicitud no las cumplió.

Las conclusiones del informe señalan que la empresa Oleoductos de Crudos Pesados (OCP Limited) tiene idoneidad legal y capacidad económica, técnica y operativa para construir y operar el ducto principal privado propuesto, y su solicitud cumple con la Ley y el Decreto 592.

Que la empresa The Williams Companies tiene idoneidad legal y capacidad económica, técnica y operativa para construir y operar el ducto principal privado propuesto, y su solicitud cumple con la Ley y el Decreto 592.

El Cuerpo de Ingenieros del Ejército CEE no tiene aptitud legal para ser beneficiario de una autorización directa, y suscribir con el Estado un contrato para la construcción y operación de un oleoducto, en los términos previstos por el Art. 3, reformado, de la Ley de Hidrocarburos. Adicionalmente, y haciendo abstracción de esta limitación legal, el CEE no demostró capacidad económica, técnica y operativa para la construcción y operación del ducto principal privado propuesto.

El 26 de septiembre del 2000, se envió el informe de la Comisión Técnica-Legal-Económica al Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, para que emita su criterio en torno al trazado del oleoducto de conformidad con la Ley.

El 23 de octubre el Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, emite dictamen favorable sobre la seguridad nacional, relacionada con las rutas del Oleoducto para Crudos Pesados.

El 13 de noviembre del 2000, tal como establece el Reglamento para la Construcción de Ductos, se entrega al Presidente de la República, el informe final, en el que se incluyen el informe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas y el informe emitido por el Consejo de Seguridad Nacional.

El 16 de noviembre, el Presidente de la República, Gustavo Noboa, firmó los decretos ejecutivos 968 y 969, mediante los cuales autorizó a las Empresas OCP Limitada y Williams, respectivamente, la construcción del Oleoducto para Crudos Pesados.

Los mismos decretos facultan al Ministro de Energía y Minas para que a nombre y en representación del Estado, negocie con las empresas solicitantes el texto contractual y, lo suscriba previo el informe favorable del Procurador General del Estado.

El proceso de negociación se inició el 22 de noviembre del 2000.

El 7 de diciembre del 2000 la Empresa Williams anuncia su retiro en vista de que no consiguió compromisos para transportar crudo por su oleoducto, ya que los productores se encontraban agrupados en el otro proyecto.

El 30 de enero del 2001, el Procurador General del Estado, emitió informe favorable para la celebración del contrato para la construcción del OCP.

El 15 de febrero del 2001, se firma el Contrato para la Construcción y Operación del Oleoducto de Crudos Pesados y Prestación del Servicio Público de Transporte de Hidrocarburos, con la Compañía Oleoducto de Crudos Pesados OCP, Ecuador S.A.

El proyecto incluye el Contrato, un análisis del impacto económico que significa la construcción del OCP, una descripción del trazado y características del tubo.

1.2.2. Aprobación del Estudio de Impacto Ambiental y Entrega de la Licencia Ambiental.

El 7 de junio del 2001, la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, aprobó el Estudio de Impacto Ambiental y el Ministerio del Ambiente entregó la Licencia Ambiental, a la Compañía OCP Ecuador S.A. después del fallo unánime de los tres jueces del Tribunal de lo Contencioso

Administrativo de negar el recurso de amparo que plantearon Acción Ecológica y los sindicatos de Petroecuador, entre otras organizaciones, al contrato del OCP.

La obra es la prueba más evidente de la voluntad del Ecuador de traer y aceptar la inversión extranjera, siempre y cuando se cumpla con un desarrollo sostenible y las normas ambientales que el Ecuador y el mundo reclaman.

El 11 de junio del 2001 el Director Nacional de Hidrocarburos, Raúl Salgado, mediante Resolución No. 073, resuelve aprobar la ruta propuesta por la compañía Oleoducto de Crudos Pesados, OCP, Ecuador S. A. para la construcción del oleoducto de crudos pesados desde Nueva Loja hasta el terminal marítimo de Balao, cuyo trazado está comprendido dentro del corredor de dos kilómetros de ancho.

La Resolución también aprueba los aspectos técnicos contemplados en el proyecto de construcción del oleoducto de crudos pesados tomando como fundamento la ingeniería conceptual presentada, la misma que deberá ajustarse y perfeccionar para atender los requerimientos y condiciones establecidos en la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental por parte de la Subsecretaría de Protección Ambiental y Licencia Ambiental expedida por el Ministerio del Ambiente. Además es de obligación de la compañía Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. remitir la ingeniería de detalle y planos respectivos.

Como paso siguiente los Gobiernos Seccionales de la ruta del oleoducto otorgaron las aprobaciones respectivas para la construcción del OCP.

El 26 de junio del 2001, mediante Acuerdo Ministerial No. 163, se inició el Período de Construcción del Oleoducto de Crudos Pesados.

Al firmar el Acuerdo, empezó a correr el plazo de 25 meses que tiene OCP Ecuador S.A. para construir el nuevo oleoducto”.

El Acuerdo declara de utilidad pública con fines de expropiación y ocupación inmediata a favor de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, el Derecho de Vía (DDV) del Oleoducto de Crudos Pesados, que está conformado por 30 metros de ancho, con una distancia de 15 metros a cada lado del eje del ducto dentro de la ruta aprobada por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, excepto en casos especiales como el de Mindo donde el DDV es de 7 metros.

De conformidad con lo prescrito en el artículo 91 de la Ley de Hidrocarburos, la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, cederá los derechos a favor de la compañía de Oleoductos de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. para la construcción y operación del oleoducto, siendo de cuenta de ésta compañía todos los pagos que deban efectuarse para estos fines.

El Acuerdo establece que una vez terminado el Período de Construcción del Oleoducto, el Ministerio de Energía y Minas extinguirá las afectaciones causadas a los bienes inmuebles que no hayan sido necesarios o no se hayan utilizado durante la construcción del oleoducto.

La compañía OCP Ecuador S.A. al finalizar el Período de Construcción remitirá al Ministerio, conjuntamente con la solicitud del Permiso Inicial de Funcionamiento del Oleoducto, los planos del trazado ejecutado y afectaciones.

El artículo 8 del Acuerdo señala: “de conformidad con la cláusula 12 del Contrato, los bienes inmuebles afectados por la construcción y operación del Oleoducto de Crudos Pesados, serán devueltos al Estado al finalizar el período de operación”.

CAPITULO II

2. PRINCIPALES CLÁUSULAS DEL CONTRATO DE CONSTRUCCION Y OPERACIÓN DEL OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS.

2.1. COMENTARIOS A LAS PRINCIPALES CLÁUSULAS DEL CONTRATO

Comparecientes.-

El Estado ecuatoriano, representado por el Ministro de Energía y Minas, Ing. Pablo Terán Ribadeneira y el Dr. Hernán Lara Perdomo, en su calidad de Presidente Ejecutivo de la compañía Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S. A. de nacionalidad ecuatoriana, domiciliada en Quito.

Objeto.-

El objeto de este Contrato consiste en establecer los términos y condiciones mediante los cuales la Compañía está autorizada a construir y operar el Oleoducto, por su propia cuenta y riesgo, y prestar el correspondiente servicio público de transporte de hidrocarburos de conformidad con la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento, el Decreto de Autorización y este Contrato.

El artículo tres (3) de la Ley de Hidrocarburos establece que el transporte de hidrocarburos por oleoductos, pollductos y gasoductos, su refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización, serán realizados por Petroecuador o por empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esas actividades, legalmente establecidas en el país, asumiendo la responsabilidad y riesgos exclusivos de su inversión y sin comprometer recursos públicos. En caso de que las actividades antes señaladas sean realizadas por empresas privadas que tengan o no contratos suscritos de exploración y explotación de hidrocarburos, éstas asumirán la responsabilidad y riesgos exclusivos de la inversión sin comprometer recursos públicos, y podrán hacerlo, siempre que obtengan la autorización previa y directa del Presidente de la República.

Plazo.-

El plazo total de este Contrato comenzará en la Fecha de Vigencia y terminará cuando la Inversión haya sido íntegramente amortizada en los términos y condiciones estipuladas, esto es al cumplirse 20 años a contarse desde la fecha de inicio del Período de Operación.

En vista de que el Estado no garantiza la rentabilidad del negocio a la Compañía, el hecho de que la Compañía no haya podido amortizar la Inversión dentro del indicado plazo y sus extensiones, según lo antes estipulado, no dará derecho a la ampliación del plazo.

Durante el plazo de este Contrato, la Compañía mantendrá su condición de compañía anónima de nacionalidad ecuatoriana.

Si la Compañía Matriz transgrediere la prohibición de ceder de cualquier forma sus acciones en la Compañía durante el plazo del Contrato, el Ministerio podrá hacer efectiva la totalidad de las garantías.

Las socias de la Compañía Matriz no podrán ceder sus acciones en dicha Compañía salvo autorización previa, expresa y escrita del Ministro. En caso de transgredir esta prohibición durante el plazo del Contrato, el Ministerio podrá hacer efectivas la totalidad de las Garantías de Cumplimiento.

Inversiones.-

La Compañía deberá financiar, a su costo y riesgo, todos los gastos requeridos para la ejecución del proyecto descrito en este Contrato, incluidos los costos de los estudios y diseños necesarios, la construcción, administración, operación y mantenimiento del Oleoducto.

En vista de que este proyecto se realizará bajo riesgo y responsabilidad exclusivos de la Compañía, ésta realizará las Inversiones, y efectuará los gastos que estime necesarios o convenientes para el cumplimiento de este Contrato, sin comprometer recursos públicos, esto es, sin que el Estado o Entidades Públicas tengan que realizar

inversiones en el capital o financiar o garantizar créditos requeridos para tales efectos. La Compañía obtendrá y mantendrá, a su propio costo y riesgo, los materiales, equipos, herramientas y suministros que ella estime necesarios o convenientes para el cumplimiento de este Contrato.

Responsabilidad Laboral.-

Durante el plazo de este Contrato, la Compañía, bajo su exclusiva responsabilidad contratará personal calificado para cumplir con las obligaciones de la Compañía asumidas en este Contrato y asumirá todas las obligaciones patronales con el personal contratado. La Compañía, en igualdad de condiciones, dará preferencia al personal calificado ecuatoriano.

Construcción y Operación.-

La Compañía deberá:

- Realizar el Estudio de Impacto Ambiental y antes de iniciar la construcción presentar al Ministro la ingeniería conceptual del proyecto, antes del inicio del Período de Construcción.
- Cualquier cambio a la ruta del Oleoducto requerirá la autorización previa del Ministro, para lo cual se contará con el dictamen del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas.
- Dentro del término de cinco (5) días de haberse realizado satisfactoriamente las pruebas de funcionamiento del Oleoducto, la Compañía presentará al Ministerio, con copia a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, una solicitud para la emisión del Permiso Inicial de funcionamiento, en que se demuestre que el Oleoducto ha sido diseñado, construido y equipado para operar bajo condiciones de adecuada seguridad y eficiencia técnica de acuerdo con este Contrato.
- El Ministro considerará adicionalmente, a efectos de conceder el Permiso Inicial de Funcionamiento, el informe de la Subsecretaría de Protección Ambiental.
- El Ministro aprobará o negará la Solicitud de Permiso, dentro del término de quince (15) días. El Ministro sólo podrá negar la Solicitud de Permiso si existen dudas importantes y razonablemente justificadas relativas a deficiencias en la
- seguridad o eficiencia técnica del Oleoducto, o si no se han realizado satisfactoriamente las pruebas de funcionamiento del mismo.

Capacidad Inicial.-

Al comienzo del Período de Operación, el Oleoducto tendrá una Capacidad Real sostenible no menor de 410.000 barriles por día en el Segmento Uno y de 450.000 barriles por día en el Segmento Dos.

- **Segmento Uno:** Significa el segmento del Oleoducto comprendido entre el Centro de Recepción en Lago Agrio y el Centro de Recepción en Baeza.
- **Segmento Dos:** Significa el segmento del Oleoducto comprendido entre el Centro de Recepción en Baeza y el Centro de Entrega en Balao.

Acceso a la Capacidad; No Discriminación.-

El servicio público de transporte de hidrocarburos a través del Oleoducto estará abierto a todo Usuario o potencial Usuario.

La Compañía podrá acordar libremente con los Usuarios, los términos y condiciones de los contratos de transporte de Petróleo Crudo por el Oleoducto.

Tarifas.-

Régimen Tarifario.-

Las tarifas para la Capacidad Reservada, la Capacidad Liberada y la Capacidad de Acceso Abierto serán libremente acordadas entre la Compañía y cada Usuario. Cualquier discrepancia respecto a la aplicación de las tarifas convenidas será sometida a los mecanismos de solución de disputas convenidos entre la Compañía y el respectivo Usuario en el correspondiente contrato de transporte celebrado entre ellos. Cuando no se lograra un acuerdo entre la Compañía y un potencial Usuario dichas tarifas serán determinadas por el Ministro.

Capacidad de Acceso Abierto:

Significa para cualquier trimestre calendario durante el Período de Operación y para cada Segmento del Oleoducto, el exceso indicado en Barriles por día, de la Capacidad Real del Oleoducto para dicho período y Segmento.

Capacidad Real:

Significa, para cualquier trimestre calendario durante el Período de Operación y para cada Segmento del Oleoducto, la cantidad total de Petróleo Crudo que puede ser transportada por dicho Segmento según tasas de flujo uniformes durante ese período.

Capacidad Reservada:

Significa, para cualquier trimestre calendario durante el Período de Operación y para cada Segmento del Oleoducto, la cantidad total de la capacidad de dicho Segmento para transportar Petróleo Crudo, según tasas de flujo uniformes durante ese período.

Capacidad liberada:

La Capacidad Reservada liberada a los Usuarios y potenciales Usuarios se identifica como "Capacidad Liberada"

Tarifas del Estado.-

La tarifa que cobre la Compañía por transportar el petróleo crudo que explota directamente del Estado, el petróleo crudo que corresponde a la participación del Estado y el que el Estado adquiera a terceros durante la vigencia de este contrato, deberá ser menor de las siguientes opciones:

- La tarifa más baja que la compañía cobre en cualquier momento a cualquier usuario.
- La tarifa de dos dólares por barril, a cuyo pago se aplicará la compensación para el Estado.
- La compensación será liquidada de conformidad con la siguiente tabla:

Volumen total del transporte	Pago neto del Estado por transporte
<u>Barriles por día</u>	<u>US \$ por barril</u>
450.000	1.51
440.000	1.52
430.000	1.53
420.000	1.54
410.000	1.55
400.000	1.56
390.000	1.57
380.000	1.58
370.000	1.60
360.000	1.61
350.000	1.63
340.000	1.64
330.000	1.66
320.000	1.67
310.000	1.69
300.000	1.70

Para ilustrar la compensación antes estipulada, para un volumen calculado de 450.000 barriles por día, promedio anual, el valor que pagará el Estado a la compañía por barril transportado, una vez acreditada la compensación, será de 1.51 dólares.

Participación del Estado en la Tarifa de Transporte.-

El Estado tendrá una participación en las tarifas de transporte que la Compañía cobre por el transporte de Petróleo Crudo en el Oleoducto.

Durante los primeros quince años de duración del Período de Operación, la suma de un millón cien mil Dólares (US\$ 1.100.000) por año vencido.

Durante todo el Período de Operación, el valor de US\$ 0,05 por cada Barril de Petróleo Crudo transportado por los Usuarios correspondiente a la Capacidad de Acceso Abierto.

Competencia.-

La Compañía cumplirá con lo estipulado en el artículo 244 de la Constitución y todas las demás Leyes Aplicables que prohíben prácticas monopólicas y otras prácticas y actividades que impiden y distorsionan la libre competencia.

Compra de bienes.-

La Compañía dará preferencia a la adquisición de bienes producidos y servicios prestados en el país, en la medida que dichos bienes y servicios se ofrezcan en iguales condiciones de precio, calidad, disponibilidad, apoyo técnico, oportunidad de entrega, volúmenes requeridos y otras condiciones necesarias, a juicio razonable de la Compañía y apegadas a las Leyes Aplicables y términos de este Contrato, la Compañía podrá importar bajo cualquiera de los regímenes de importación e internación previstos en las Leyes Aplicables, todos los equipos, bienes, materiales, suministros, combustibles, sustancias, herramientas, servicios, repuestos y otros bienes que se requieran para el diseño, construcción, instalación, montaje, operación, reparación o mantenimiento del Oleoducto y para las demás actividades y operaciones contempladas en este Contrato y el cumplimiento del objeto social de la Compañía.

La Compañía es exclusivamente responsable del pago oportuno de todos los Tributos y distribución de utilidades a los empleados por los que la Compañía está obligada de conformidad con las Leyes Aplicables. El Estado no aplicará a la Compañía ningún tratamiento especial tributario diferente al establecido en las Leyes Aplicables.

Auditorías y Fiscalización.-

De conformidad con el artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos, el Ministro realizará en forma permanente la fiscalización y auditoría de costos de la construcción y operación del Oleoducto.

El Ministerio tendrá derecho a:

- Efectuar auditorías e inspeccionar el Oleoducto, todos los trabajos realizados en el Oleoducto, los libros, registros de la Compañía relacionados con la construcción, operación o mantenimiento del Oleoducto o cualquiera de los Bienes del Oleoducto.
- Efectuar auditorías ambientales periódicas a fin de verificar si las operaciones de la Compañía son llevadas a cabo con el debido respeto a los asentamientos humanos y la Protección al Medio Ambiente.
- Presenciar todas las pruebas de capacidad de transporte del Oleoducto.

Estudio de Impacto Ambiental (EIA).-

El Estudio de Impacto Ambiental será realizado por expertos de competencia y reputación reconocidas internacionalmente, seleccionados por la Compañía y aprobados por el Ministerio, y contendrá el plan de manejo ambiental, conforme con la cual se determinarán las Responsabilidades Ambientales que le correspondan al Estado.

El Estudio de Impacto Ambiental se desarrollará dentro del marco de la Ley de Gestión Ambiental y de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarbúrficas en el Ecuador.

Daños y Perjuicios Exigibles

Retrasos en la Conclusión de la Construcción.-

Si la Fecha Objetivo para la Conclusión no se cumple, la Compañía pagará al Estado los montos calculados de conformidad con las siguientes estipulaciones.

- Setenta mil dólares (US \$ 70.000) por cada día de retardo que transcurra desde el día uno (1) hasta el día siete (7) inclusive, inmediatamente posteriores a la Fecha Objetivo para la Conclusión;
- Ciento diez mil Dólares (US\$ 110.000) por cada día de retardo que transcurra desde el día ocho (8) hasta el día catorce (14) inclusive.
- Ciento cincuenta mil Dólares (US \$ 150.000) por cada día de retardo que transcurra desde el día (15) hasta el día veinte y uno (21) inclusive.

En ningún caso, estos pagos a ser efectuados por la Compañía al Estado podrán exceder la suma de setenta y tres millones diez mil Dólares (US \$ 73.010.000).

Garantías de Cumplimiento.-

Garantía de Construcción.-

La Compañía entregará al Estado, una garantía por un valor de 73 millones 10 mil dólares, para asegurar el cumplimiento por parte de la Compañía de su obligación de pagar los daños y perjuicios exigibles por retraso imputable a ella en el cumplimiento de la Fecha Objetivo para la construcción. Esta Garantía de Construcción será incondicional, irrevocable y de cobro inmediato.

Garantía de Avance de la Construcción.-

La Compañía entregará al Estado una garantía por un valor de 100 millones de dólares, para asegurar el cumplimiento por parte de la Compañía de su obligación de pagar la indemnización por concepto de valoración anticipada de daños y perjuicios generados por el abandono voluntario de la construcción del Oleoducto.

Garantía de Operación.-

La Compañía proporcionará al Estado una garantía por un valor de 50 millones de dólares, para asegurar al Estado el pago de las indemnizaciones por daños y perjuicios por la deficiencia de capacidad que debe pagar la Compañía al Estado en caso de que, en cualquier año dentro del Período de Operación, se presente una Deficiencia de Capacidad.

Garantía Ambiental.-

La Compañía entregará al Estado, una garantía por un valor de 50 millones de dólares, para asegurar el cumplimiento por parte de la Compañía de su obligación de pagar al Estado las indemnizaciones por responsabilidad ambiental.

Transferencia del Oleoducto al Estado.-

A la fecha de terminación de este Contrato, la Compañía Matriz o sus sucesores transferirá y entregará al Estado o a la persona que el Estado indique la totalidad de las acciones emitidas por la Compañía, sin costo alguno para el Estado.

Seguros.-

Desde el inicio del Período de Construcción y hasta treinta (30) días después de la Fecha de Transferencia, la Compañía obtendrá y mantendrá en pleno vigor y efecto las coberturas de seguros:

"Todo Riesgo" que cubra el Oleoducto y todos los Bienes del Oleoducto.

"Responsabilidad Civil" por los daños materiales o personales que pudieren causarse a terceros, directa o indirectamente, como resultado de la construcción u operación del Oleoducto.

"Protección por Daños al Medio Ambiente"

Cable de Fibra Optica

Durante la construcción del Oleoducto, la Compañía instalará a su costo y riesgo, un cable de fibra óptica, como parte del sistema de control y de adquisición de información (SCADA), a fin de permitir al Estado su futura utilización comercial, sin afectar su aplicación primaria por parte de la Compañía para el control de la operación del Oleoducto. Para la instalación del cable de fibra óptica deberán cumplirse con las autorizaciones pertinentes prevista en las Leyes Aplicables, a cuyo efecto La Compañía debe registrarse en el pertinente Organismo de Telecomunicaciones.

La Compañía mantendrá a su costo el cable de fibra óptica durante la vigencia de este Contrato en el trayecto del derecho de vía del Oleoducto.

Fecha Objetivo para la Conclusión:

Significa la fecha en que se cumplan los veinte y cinco (25) meses posteriores a la fecha de inicio del Período de Construcción.

2.2. SELECCIÓN DE LA RUTA DEL OCP

Los criterios principales que se utilizaron para la selección de la ruta, son:

- Evitar áreas protegidas y reducir el área de desbroce de bosques remanentes.
- Seguridad y factibilidad del sistema de transporte para la vida útil del proyecto.
- Evitar zonas de alto riesgo físico.
- Evitar cortes a media ladera y evitar procesos erosivos, deslizamientos o inestabilidad de los suelos.
- Reducir los impactos socioambientales y conflictos entre las partes. eEn áreas con riesgos sísmicos y vulcanológicos
- Evitar zona de valles y sitios inestables.
- Evitar impactos acumulativos por presencia de infraestructura existente.
- Optimizar tiempo de construcción.

- Minimizar área impactada.
- Uso mayoritario del derecho de vía del SOTE en zonas estables.
- Menor tiempo de respuesta a contingencias.
- Evitar áreas habitadas.
- Evitar los sitios de sensibilidad arqueológica.

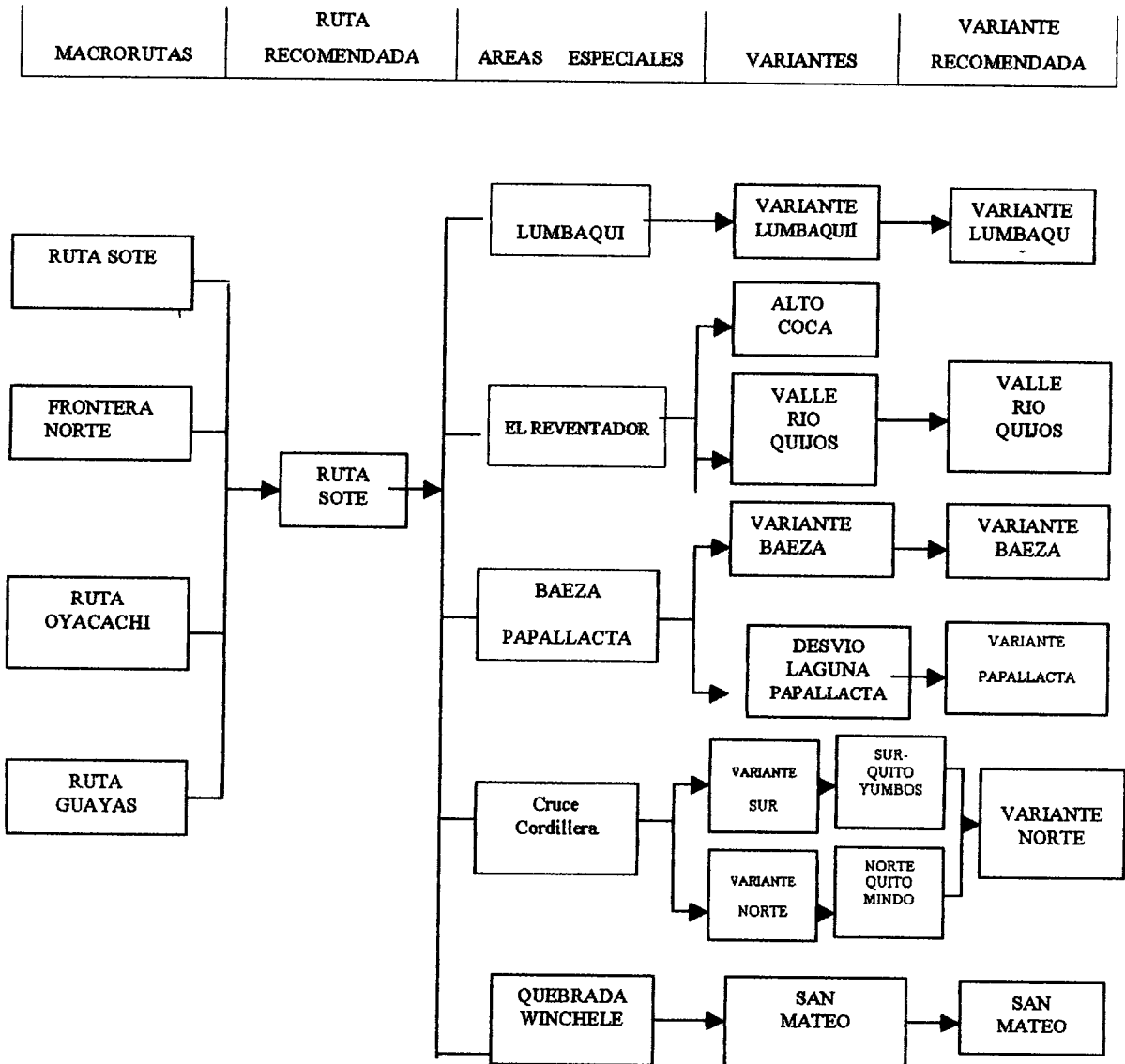
Con la finalidad de alcanzar estos objetivos se evaluaron cuatro macro – rutas alternativas. El trazado preliminar de estas rutas se realizó considerando todos los componentes ambientales, al igual que las dificultades que cada una de ellas presenta en términos de riesgos, construcción y presupuesto.

En gabinete se analizaron las rutas: Frontera Norte, Oyacachi y Ruta Guayas. En gabinete y campo se analizó la ruta SOTE, así como las variantes Norte, Sur (ruta SOTE), Los Yumbos (Ruta Sur) y El Reventador; igualmente variantes menores como: Baeza, San Mateo y aquellas que evitan el cruce por centros poblados.

La ruta seleccionada como óptima inicia en Lago Agrio, siguiendo el derecho de vía (DDV) del SOTE hasta la población de Cuchauco en la Parroquia de Pifo; a continuación y utilizando un nuevo DDV (variante Norte) se dirige hacia el Occidente, cruzando las zonas de Yaruquí, Pomasquí, Nono, Guarumos, Sta. Rosa, San Tadeo, para llegar a Puerto Nuevo en Quinindé, punto desde donde nuevamente continúa, en forma paralela al SOTE, hasta la localidad de San Mateo, para luego cruzar cerca de la Parroquia Vuelta Larga y dirigirse finalmente hacia Punto Gordo, al sur de Balao.

2.2. PROCESO DE SELECCIÓN DE LA RUTA DEL OCP.

A continuación se presenta un organigrama que esquematiza el proceso desarrollado para la selección de la alternativa para la ruta del OCP.



Macro Rutas (Rutas Principales)

Ruta de la Frontera Norte o La Bonita (Nueva Loja – Vainillita)

La ruta se inicia en Lago Agrio, pasa por Lumbaqui y, a la altura del Km. 50, se desvía hacia La Bonita siguiendo la carretera que conduce hacia la frontera; luego continúa hacia el norte a lo largo de la frontera con Colombia donde gira hacia el oeste, siguiendo la carretera que conduce a Santa Bárbara. Desde este lugar, la ruta cruza la Cordillera Oriental y baja hasta San Gabriel, en las estribaciones de los Andes. De allí gira al suroeste en dirección a Salinas para cruzar la Cordillera Occidental, a lo largo de la vía férrea, y bajar hacia Lita; prosigue hacia el oeste entre 5 de Junio y Concepción, pasando por Borbón y alcanzando, finalmente, la población de Vainillita en la zona costera, al noreste de Las Peñas. Al igual que la ruta del SOTE, el área de influencia de esta ruta se extiende 5 Km. hacia el mar (La profundidad del agua es 20 metros).

Esta ruta fue descartada por los siguientes criterios técnicos:

- Seguridad: la cercanía a la frontera con Colombia la vuelve muy insegura en todo su recorrido.
- Alta sensibilidad hidrogeológica: la ruta de la Frontera Norte cruza depósitos y terrazas aluviales en el río Aguarico y en el río Cayapas.
- Riesgos en cuanto a procesos de gravedad: la topografía de esta zona incluye altas pendientes en la zona Subandina y en la vertiente Oriental en el tramo entre La Bonita y Santa Bárbara; y, entre Santa Bárbara y San Gabriel, existen pendientes fuertes y roca de origen volcánico.
- Alteración del ecosistema: en la región de la Costa, en el cruce del río Cayapas, atraviesa un área de manglares. Desde la perspectiva de conservación, la remoción de estos suelos, directamente en las zonas de manglares, podría alterar el balance del ecosistema y afectar su evolución.

- Cruce de ríos de sensibilidad muy alta: esta ruta cruza los ríos Cayapas y Santiago, cuya sensibilidad es muy alta. Esto se debe a que el río Santiago drena hacia El Cayapas y este, a su vez, drena hacia la Reserva Ecológica Cayapas -Mataje.
- Incentivo a procesos colonizadores: la ruta atraviesa la Reserva Cotacachi – Cayapas que puede incentivar los procesos colonizadores y la extracción de los recursos naturales.
- Riesgos sísmicos: la ruta atraviesa el Sistema de Fallas Transcurrentes, el Sistema de Fallas del Frente Andino y Subandino, el Sistema de Fallas del Callejón Interandino y la zona de generación de grandes sismos frente a la costa septentrional del país, por lo que se considera que, desde el aspecto sísmico, esta ruta presenta el mayor riesgo.



Ruta Oyacachi (Nueva Loja – Oyacachi – La Vainillita)

Parte de Lago Agrio con dirección a Lumbaqui, luego enfilea hacia el suroeste tomando el valle del río Quijos hasta El Chaco; en este punto la ruta gira hacia el oeste para subir las estribaciones de la Cordillera Oriental a lo largo del valle del Río Oyacachi; ingresa en la Reserva Ecológica de Cayambe y atraviesa Oyacachi a una altura aproximada de 4000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.). Continúa hacia el norte cruzando las poblaciones de Cangahua, Ayora, Olmedo, Suárez, Angochagua la Esperanza, San Antonio, Imaba y Salinas. Para arribar a este lugar se ha seguido la carretera que une a Quito con Ibarra y bordea varios centros volcánicos, incluyendo el Cayambe e Imbabura. En este lugar, la ruta sale de la Cordillera Oriental y atraviesa el valle Interandino. La ruta toma el rumbo noroeste - oeste siguiendo el mismo paso de la ruta de la Frontera Norte que cruza la Cordillera Occidental, a lo largo de la vía férrea y baja por las estribaciones hasta alcanzar Lita. Continúa hacia el oeste entre 5 de Junio y Concepción, pasando por Borbón y alcanzando finalmente la población de Vainillita en la zona costera, al noreste de Las Peñas. Al igual que la ruta del SOTE, el área de influencia de esta ruta se extiende 5 Km. hacia el mar.

Esta ruta fue descartada por los siguientes criterios técnicos:

- 1 Seguridad: el conflicto armado en el sur de Colombia puede afectar la seguridad de la infraestructura y técnicos, sobre todo entre el tramo Lago Agrio – Lumbaqui y en el sector de San Lorenzo.
- 2 Cruce de depósitos y terrazas aluviales en varios kilómetros del Aguarico.
- 3 Bombeo del crudo: entre Quijos y Oyacachi las fuertes pendientes obligan a un ascenso rápido que generaría problemas en el bombeo del crudo.
- 4 Afectación a los ecosistemas de la reserva y ríos: la ruta atraviesa 37.78 km. de la Reserva Cayambe– Coca, lo que afectaría grandemente los ecosistemas de la reserva y los ríos que nacen y se encuentran en esta zona.

- 5 **Afectación a zonas de manglares:** en la Costa, la ruta entra 68,28 km. en la Reserva Ecológica Cayapas – Mataje, que se caracteriza por su sistema de manglares bien desarrollado y que requiere planes de manejo especiales para su conservación.
- 6 **Actividad volcánica:** la Ruta atraviesa un sector con mucha actividad volcánica, principalmente por la presencia de los volcanes El Reventador, Cayambe e Imbabura.
- 7 **Incentivo a la colonización:** la ruta atraviesa la Reserva Cotacachi – Cayapas lo que puede incentivar procesos colonizadores y la extracción de los recursos naturales.

Ruta Guayas

La ruta parte desde el sector de Huamayacu – Provincia de Francisco de Orellana, continúa hacia el suroeste bordeando el Parque Nacional Sumaco; sigue hacia el sur y luego al oeste en donde atraviesa al Parque Nacional Llanganates en una extensión aproximada de 45 Km. Posteriormente, se orienta hacia el suroeste y cruza la Reserva Faunística Chimborazo en una longitud de 26 Km., aproximadamente. Continúa luego hacia el suroeste para terminar en un sector cercano a la refinería La Libertad, en la Provincia del Guayas.

Esta alternativa fue descartada y no formó parte del análisis de sensibilidad de las macro-rutas, por el análisis global efectuado y por las siguientes características técnicas:

- 1 **Afectación a zonas pobladas y propiedad privada:** la extensión total de la ruta propuesta es de 630 Km., generando en su desarrollo una gran afectación a ciudades de la Sierra y de la Costa, debido a que cruza cerca de zonas densamente pobladas. En las zonas Central y Litoral la ruta requeriría de un derecho de vía que afectaría una gran concentración de viviendas y propietarios, por lo que se tendría un mayor número de kilómetros de intervención en propiedades privadas.

- 2 **Dificultad en el acceso:** presenta dificultades de acceso en las regiones Oriental y Andina.
- 3 **Dificultades para la industria petrolera:** ésta alternativa no cuenta con facilidades para la industria petrolera, tanto al inicio como en el terminal del trazado. En lo referente a las condiciones del puerto para facilidades de costa afuera, en el sitio se tiene una profundidad menor a 20 metros y no admite barcos de 250 DWT.
- 4 **Afectación a comunidades indígenas:** en el análisis social se determinó que esta ruta involucra mayores afectaciones en comunidades indígenas de las provincias de Napo, Tungurahua y Bolívar.
- 5 **Mayor costo económico:** esta alternativa es la de mayor costo y se diferencia de las demás en importantes valores, tanto en los costos de construcción como en los de operación y mantenimiento.

Ruta Paralela al SOTE (Nueva Loja – Balao)

El tendido sale de Lago Agrio hacia el oeste hasta Lumbaqui. Desde este lugar, el oleoducto enfila hacia el Suroeste tomando el valle del río Quijos; en Baeza gira hacia el oeste y atraviesa la cordillera a la altura de Papallacta, hasta llegar al pie de la cordillera en el valle de Los Chillos. En la base de la cordillera atraviesa el mencionado valle a la altura del cerro Ilaló, zona donde existen numerosos centros urbanos. En el sur de Quito, ingresa a la cordillera Occidental, y llega a Santo Domingo de Los Colorados donde comienza la llanura costera; su tendido continúa en dirección Noroeste hasta Puerto Balao.

Los principales problemas técnicos y ambientales de esta ruta son los siguientes:

- 1 **Alta vulnerabilidad y sensibilidad:** la ruta atraviesa, en un tramo de 10 Km., la zona de la Loma de Puengasí, al Sudeste de la ciudad de Quito; esta zona es la más vulnerable del valle interandino y tiene una alta sensibilidad debido a los procesos diluviales y de gravedad. Además, atraviesa en la vertiente Andina Occidental, San Juan, Chiriboga y El Tránsito (aproximadamente 15

Km.), que es el área más sensible debido a los procesos de disección fluvial vertical y a los procesos de gravedad, afectados por las pendientes altas. La ruta cruza, de manera paralela, la zona de la Llanura Aluvial del Río Esmeraldas, de alta sensibilidad, debido a un elevado potencial de deslizamientos, de procesos deluviales, de torrentes y de inundaciones.

- 2 Segmentos críticos en tipo de suelos: desde la perspectiva del análisis de suelos y la geotécnica, la ruta presenta tres segmentos que se consideran críticos en cuanto al tipo de suelos terreno. El primer segmento se encuentra en el área del Volcán Reventador, el segundo segmento entre Baeza y Pifo, y el tercer segmento en la región de la Costa, dentro de un área que se caracteriza por su relieve colinado donde las pendientes sobrepasan el 60%.
- 3 Cruce de ríos de alta sensibilidad: la ruta cruza los ríos Quinindé y Esmeraldas, de alta sensibilidad en cuanto a calidad, sedimentación y drenaje ya que atraviesan áreas de alta población en las que constituyen un recurso esencial para las diferentes actividades sociales.
- 4 Riesgos volcánicos: en la región Amazónica el volcán Soche, el cual representa un riesgo bajo debido a la distancia y actividad histórica de este volcán. En la zona de la Cordillera Real, el riesgo volcánico se incrementa, en el sector de Lumbaqui, debido a la presencia del volcán El Reventador.
- 5 Afectación a la población: las poblaciones más afectadas por esta ruta serán aquellas ubicadas en el área del Oleoducto, entre Lago Agrio - Papallacta, Quito, Chiriboga, Santo Domingo, La Concordia y Esmeraldas. Al pasar la ruta por el sur de Quito, podría afectar a un significativo número de viviendas y población que está asentada junto al SOTE.
- 6 Afectación a la infraestructura construida: como vías y posibles sistemas de agua y alcantarillado, especialmente en el sector Lago Agrio -Chaco, Quito y Esmeraldas.

- 7 **Ampliación del derecho de vía:** en algunos tramos de la ruta se requerirá ampliar el derecho de vía, lo que terminará por afectar algunas edificaciones, sobre todo en el cruce del Valle de los Chillos y el Sur de Quito.
- 8 **Reglamentación Municipal y problemas sociales:** la ruta tendrá inconvenientes al cruzar el sur de Quito, puesto que la planificación del uso del suelo en el Distrito Metropolitano de Quito es potestad exclusiva de la Municipalidad; será esta entidad la que autorice el paso del OCP por el Sur de Quito donde la población se ha organizado para oponerse a cualquier proyecto que conlleve riesgos.
- 9 **Alteración de la circulación vehicular:** en la fase constructiva esta ruta alterará la circulación vehicular y de transporte, sobre todo en la ruta del SOTE, y las vías de alta circulación vehicular como son las de Sangolquí - Pífo, Los Chillos – El Tingo, autopista General Rumiñahui, autopista Simón Bolívar, Panamericana Sur, entre otras. Además de la entrada a Sto. Domingo y Esmeraldas.
- 12 **Seguridad:** el conflicto entre el Estado colombiano y la guerrilla convierten al territorio ecuatoriano en vulnerable para la seguridad del oleoducto y técnicos, sobre todo en territorio de Lago Agrio–Lumbaquí.

Es importante puntualizar que se ha procedido a incorporar variantes a lo largo de la ruta del SOTE, que bordean los siguientes poblados: Jambelí, Sevilla, San Miguel, Cascales, Lumbaquí, Gonzalo Pizarro, Recinto Amazonas, El Reventador, Santa Rosa de Quljos y Quinindé.

Por lo expuesto, se consideró más favorable la ruta paralela al SOTE. Sin embargo, para reducir los impactos que esta ruta genera en el sector de Quito y en el segmento San Juan – Chiriboga – Las Palmas, se procedió a estudiar la denominada Variante Norte y además se analizó una ruta alterna al Sur denominada Variante Sur.

SENSIBILIDADES AMBIENTALES

A continuación se exponen las sensibilidades ambientales en varios tramos que atraviesan por zonas denominadas especiales.

Áreas Especiales:

- Riesgo volcánico y sísmico.
- Sensibilidad arqueológica importante en algunas secciones.
- Atraviesa áreas habitadas, la mayor de las cuales es en la ciudad de Quito.
- Dificultad de construcción de algunas secciones (Lumbaqui, Baeza, Cuyuja, San Juan de Chillo Gallo – Chiriboga).
- Presencia de infraestructura petrolera ya existente de (SOTE, Poliducto Esmeraldas– Quito y Poliducto Shushufindi - Quito) y que representa un limitante importante para el trazado del nuevo ducto y la seguridad de los existentes.

Lumbaqui.

En esta zona existe limitación de espacio físico y el actual derecho de vía del SOTE cruza por la ciudad. Se trata de una zona totalmente intervenida, en donde existen fincas sembradas con pastos y árboles tropicales. Por esta zona cruza el Río Lumbaqui que desemboca al río Aguarico en un punto cercano al trazado de la variante (menos de 1 Km.). El derecho de vía actual se halla limitado entre la vía a Lago Agrio y el Río Aguarico.

El Reventador

Constituye una de las áreas de mayor riesgo, donde el terremoto de marzo de 1987 produjo la rotura del SOTE en un importante tramo. Los análisis realizados muestran que la zona de El Reventador tiene, físicamente, una sensibilidad y riesgo menor al derecho de vía del SOTE. Esto se debe a una reducción en el riesgo vulcanológico, el riesgo sísmico, y el grado de inestabilidad geotécnica. Sin embargo, los suelos en esta zona tienen una sensibilidad más alta debido a su mayor fertilidad y debido a su característica plana.

En términos de calidad de agua, la variante propuesta, también se encuentra en un área de mayor sensibilidad. Esto se debe a que el derecho de vía se encuentra en cuencas de drenaje, como la del Río Añagu, que cuentan con canales pequeños y, actualmente, no tienen impactos.

Uno de los impactos más adversos que se producirá en la zona es la remoción de la cubierta vegetal para facilitar las actividades de construcción. Si no se toman las medidas apropiadas, esto producirá alteraciones en la vegetación nativa remanente. Al mismo tiempo, la adicional compactación del suelo podría provocar erosión y sedimentación.

Al momento existe una presión alta para el uso de las tierras en el sector del Alto Coca, presión que se ha incrementado por la expectativa de la construcción de esta alternativa del OCP. Durante el desarrollo de los estudios se observó una gran cantidad de colonos posesionándose de los terrenos y realizando tareas de tala de bosques naturales.

En caso de producirse la tala de árboles en las riberas del río Coca, se afectaría en forma irreversible a la población de Guacamayos que allí habita. El incremento de sólidos en suspensión en las aguas del mencionado río, ocasionaría impactos temporales sobre estos organismos acuáticos.

Al comparar con la alternativa paralela al SOTE, la alternativa del Reventador tendría un mayor impacto sobre las comunidades faunísticas. A mediano y largo plazos, se podrían prever una presión grande sobre los remanentes de los bosques del corredor en la zona del Alto Coca, en cambio la alternativa para la construcción del OCP paralelo al SOTE, a pesar de ingresar en un pequeño tramo a la Reserva Ecológica Cayambe – Coca, por el estado actual de deterioro ambiental en que se encuentra casi toda el área, conllevaría impactos menores, por lo que el grupo de estudios faunísticos considera que la alternativa del Reventador ocasionará efectos negativos directos e indirectos, y algunos de estos permanentes en las comunidades animales.

Desde el punto arqueológico se puede determinar que la ruta de la variante El Reventador tiene un grado de sensibilidad más alta que el derecho de vía del SOTE. Esto se debe, principalmente, a la existencia de sitios monumentales cerca a Lumbaqui, Bombón y Borja.

Bajo Riesgo Tramo Baeza – Papallacta

En esta zona varios tramos del derecho de vía del SOTE, se hallan limitados por la carretera principal y los ríos Quijos y Papallacta, constituyendo una zona de alto riesgo para los dos sistemas de transporte (SOTE y OCP). El área de análisis se encuentra en la zona de amortiguamiento existente entre el Parque Nacional Cayambe Coca y la Reserva Ecológica Antisana.

En el sector de Papallacta el SOTE ocupa una franja estrecha limitada por la carretera y la laguna. En el costado norte del tramo se inicia las estribaciones de la loma de Baños que también restringe la posibilidad de desplazar con holgura el trazado del OCP.

Cruce de Cordillera

Para cruzar la cordillera oriental, el OCP orientado con la ruta SOTE, enfrenta varias dificultades para su construcción, ya que un tramo considerable del oleoducto, estaría afectando varios componentes ambientales, relacionados principalmente por el cruce de zonas con alta densidad poblacional y la presencia de infraestructura hidrocarburífera.

En el sector de la sierra, se identifica el mayor problema para el cruce de la zona poblada del Distrito Metropolitano de Quito que de acuerdo a la Ordenanza N° 001 publicada el Registro Oficial No. 310 del 5 de mayo de 1998, establece como potestad exclusiva del municipio aspectos como uso del suelo, zonificación, áreas de protección ecológica, entre otros temas que tienen que ver con la ejecución del proyecto.

De acuerdo al Departamento de Planificación del Municipio, el SOTE atraviesa en aproximadamente 80 km. al Distrito Metropolitano, por lo que la primera condición que esta institución plantea antes de la ejecución del proyecto es conocer las características técnicas del mismo y coordinar las acciones para obtener el trazado óptimo.

Dicha información será utilizada por el municipio para establecer la factibilidad de que el proyecto atravesase por el Distrito Metropolitano y más específicamente por la ciudad de Quito; para ello el proyecto deberá ser conocido por el Alcalde y por el Consejo Municipal y en caso de que se autorice su construcción, este proyecto deberá ser incluido en el Plan de Ordenamiento Territorial: Quito al 2020, que busca planificar el desarrollo del Distrito para los próximos 20 años.

El Esquema Director del Plan estipula algunas políticas y normas que orientarán el crecimiento de la ciudad en las primeras décadas del siglo XXI.

De acuerdo a las proyecciones realizadas se estima que para el 2020 la ciudad soportará una población de 1'978.169 habitantes, con una densidad bruta promedio de 105 hab/ha. La zona de Turubamba, donde se localiza el derecho de vía del SOTE, está calificada como básicamente residencial con un importante uso industrial, con amplias zonas vacantes, y un suelo no apto para la construcción intensiva. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que se trata de una zona en proceso de expansión y consolidación urbana de tipo residencial. La densidad bruta promedio esperada será de 78,36 hab./ha.

Según proyecciones del Municipio, la zona de Turubamba que actualmente registra 135.000 habitantes, tendrá 387.112 en el año 2020; la misma tendencia se registrará en el Valle de los Chillos, que de los 80.000 habitantes actuales crecerá a 328.345 en el 2020.



Existe una preocupación por parte del Municipio sobre la principal infraestructura petrolera localizada en el perímetro urbano como son el SOTE y las instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos del Terminal Beaterio. El radio de influencia de estas instalaciones no solo afecta a la extensión territorial declarada derecho de vía, ni los 80 kilómetros de extensión longitudinal, sino que limita y debilita los esfuerzos de planeamiento que regulen la expansión de la ciudad y del distrito, como son las zonas de Turubamba y los Chillos.

El Plan se propone la recuperación de Turubamba, donde se espera consolidar tres centros urbanos: Guamaní, Quitumbe y Polígono Productivo, a través de la provisión de agua potable, la prolongación del servicio del Trolebús cuya estación central se ubicará en el área de influencia directa del SOTE. Está diseñándose la Nueva Autopista Occidental y un adecuado ordenamiento vial y de transporte público para la zona.

Un conflicto todavía no resuelto entre el Municipio como representante de la comunidad urbana, el Frente de Barrios del Sur (que agrupa a más de 45 mil personas) y Petroecuador, es la locación de las instalaciones del Terminal Beaterio. Una Ordenanza del Consejo Metropolitano tomada hace dos años, demanda a Petroecuador reubicar sus instalaciones en la zona Itulcachi, vía Tumbaco - Papallacta, en una zona declarada especial para la locación de las consideradas industrias de alto riesgo (como la del gas licuado de petróleo, hidrocarburos e industrias químicas sensibles).

Lo antes expuesto hace notar que si bien la ruta del SOTE tiene ventajas sobre las otras rutas bajo análisis, esta tiene un sector muy sensible el cual representa el sector urbano de la ciudad de Quito.

En lo referente a la infraestructura hidrocarburífera existente en el sector sur oriental, investigaciones detalladas sobre la ruta SOTE, identificaron la dificultad de construcción para una nueva tubería de gran diámetro en la sección de San Juan – Chiriboga – La Palma. Ante esta dificultad, se buscó una alternativa que seguiría las líneas de cumbre en áreas ecológicamente sensibles como lo es la cordillera de los Yumbos.

La Construcción del nuevo oleoducto entre San Juan y Alluriquín debe ser realizada cerca de dos tuberías en operación (SOTE y Poliducto Esmeraldas–Quito). Por el limitado espacio, existe una alta probabilidad de rotura de estas instalaciones, lo cual ocasionaría impactos socioambientales importantes en la zona y pérdidas económicas al estado Ecuatoriano por la suspensión de la producción.

La ruta sur atraviesa zonas dedicadas a actividades agropecuarias y agroindustriales de alto valor comercial donde los costos para adquirir el derecho de vía serán extremadamente costosos y requerirán de un tiempo mayor, ocasionando un retraso importante en el cronograma constructivo.

El tramo entre San Juan y la Estación de Chiriboga se asienta en un terreno con pendientes severas donde el acceso y el trazado de un nuevo oleoducto es difícil. El SOTE ha sido instalado en la línea de cumbre y en valles muy angostos, determinando que la colocación de un nuevo ducto sea físicamente imposible.

En general, el segmento del SOTE entre San Juan y La Palma es paralelo al Poliducto de 16" que entrega productos derivados desde la Refinería de Esmeraldas al Beaterío en Quito. En el segmento San Juan – Chiriboga, el Poliducto no sigue la misma ruta del SOTE debido a las limitaciones de espacio. Aproximadamente la línea va enterrada 6 Km en la vía. Más adelante entre Chiriboga y la Palma por aproximadamente 14 Km. ambas líneas son instaladas una a lado de la otra a lo largo de la vía sin dejar espacio para un nuevo ducto.

Debido a las difíciles condiciones de la zona y al limitado espacio existente, construir un nuevo oleoducto pegado a dos "líneas vivas" es muy peligroso y con riesgos muy altos de generar potenciales impactos ambientales por un derrame sea de petróleo o combustible y también por razones de seguridad laboral y pública debido a la potencial rotura de estas líneas.

Técnicamente, el área de construcción más difícil de esta ruta es la sección paralela al SOTE desde San Juan hasta La Palma. Esta sección del SOTE está ubicada a lo largo de una cresta angosta con muy poco espacio para instalar una nueva tubería de gran diámetro con suficiente seguridad. Hubo poco éxito en la búsqueda de una variante técnicamente factible en torno a la cresta desde San Juan hasta Las Palmas. El SOTE ocupa la cresta y el Poliducto Esmeraldas - Quito ocupa la carretera.

En el Cañón del Río Saloya donde el Poliducto y el SOTE vuelven a unir sus alineaciones adyacentes al Río Saloya, las tuberías son instaladas entre una carretera y el Río Saloya en un cañón angosto. El instalar una tercera tubería a lo largo de éste mismo trazado requeriría instalar la tubería sobre la carretera o en una nueva estructura -H sobre las existentes tuberías del SOTE y del Poliducto. Instalar una nueva tubería de gran diámetro a lo largo de éste trazado y de cualquiera de las dos maneras sería un trabajo lento y de alto riesgo, considerando la cercana proximidad de las dos existentes tuberías en operación.

La zona de influencia de la ruta sur está categorizada como de alto riesgo por flujos piroplásticos provenientes de los volcanes Guagua Pichincha y Ninahuilca. El volcán Ninahuilca es altamente peligroso por los flujos, piroplásticos y ceniza, estos fenómenos podrían afectar directamente los valles de los ríos Saloya y Toachi Pilatón.

Los peligros potenciales de éste volcán han sido presentados por Hall & Maruri (1992) y han sido tomados como base para evaluar los peligros al oleoducto propuesto. Una reactivación del Ninahuilca es factible en un horizonte de 50 años y sus características serán explosivas. Los fenómenos a esperarse y sus respectivos impactos son: a) formación de domos y posterior colapso para producir flujos de colapso o nubes ardientes (un tipo de flujos piroplásticos), que afectarían al oleoducto propuesto en su trayecto por el río Toachi desde la confluencia con el río Pilatón hasta Alluriquín. No se formarían flujos de lava. b) Se formarían flujos piroplásticos por colapso de la columna eruptiva. Este será el impacto más fuerte en la zona, sobre todo en los drenajes de los ríos Pilatón - Toachi y Saloya - Blanco, hacia el oeste y noroeste. También será afectado el drenaje hacia el este, llevando materiales hacia el río San Pedro y Guayllabamba, amenazando los cruces respectivos del oleoducto propuesto, con deslizamientos secundarios formados a expensas de los flujos piroplásticos.

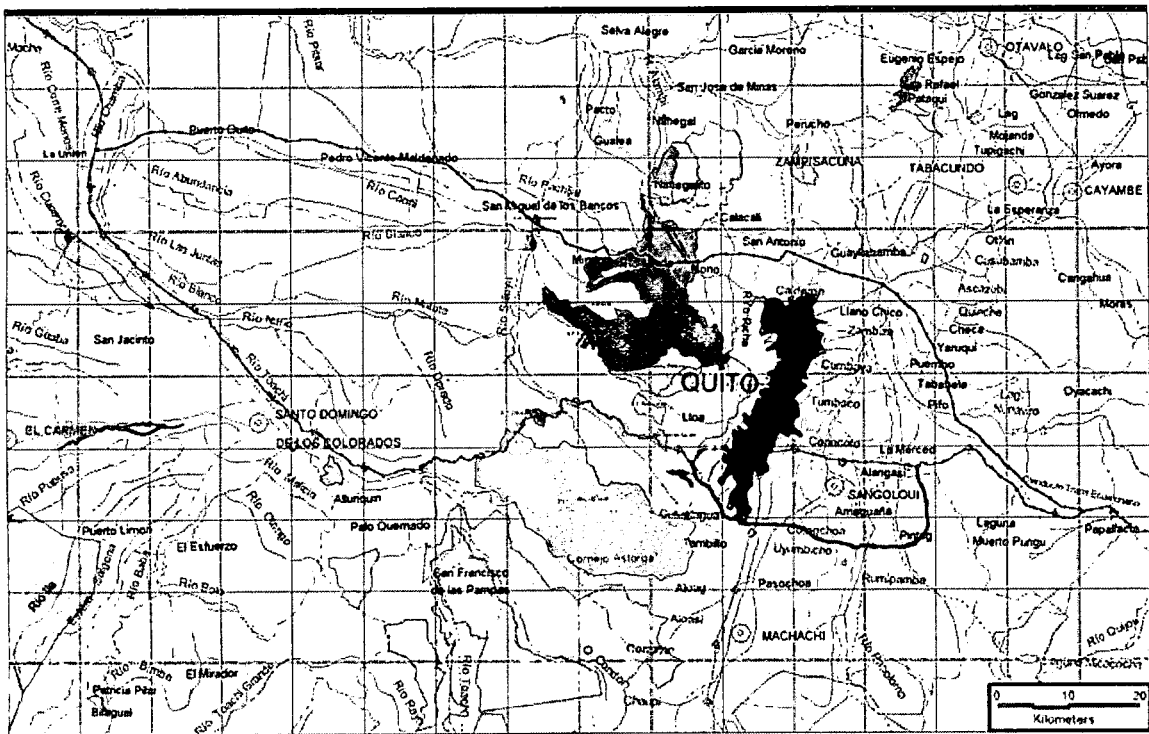
El volcán Guagua Pichincha que actualmente ha iniciado un proceso eruptivo representa un riesgo moderado debido a la presencia de ceniza y consecuentemente a potenciales deslizamientos dirigidos hacia los valles de los ríos Saloya y Blanco. La posibilidad de una explosión lateral dirigida al suroeste podría afectar directamente a la zona de San Juan - Chiriboga la Palma.

En el Tramo San Juan - Chiriboga existen áreas protegidas y reservas privadas al igual que actividades de ecoturismo como por ejemplo: la Estación la Favorita en Chiriboga (sitio para observación de aves) y las actividades que realiza la Fundación Chiriboga en revegetación, recuperación de áreas y ecoturismo.

El área que cruza el SOTE entre San Juan de Chillo Gallo - Chiriboga, límite occidental del Distrito Metropolitano, ha sido declarada Area de Protección Ecológica por el Distrito Metropolitano de Quito (DMQ).

Ruta Recomendada

Como resultado de un proceso complejo y con la participación de los grupos involucrados, cuyos criterios fueron analizados y expuestos de manera general, se recomendó la ruta con el siguiente desarrollo: se inicia en Lago Agrio, siguiendo en su mayor parte el derecho de vía del SOTE hasta la población de Cuchaucu en la parroquia de Pifo; a continuación y utilizando un nuevo derecho de vía (Variante Norte), se dirige hacia el Occidente bordeando el DMQ por los sectores de Yaruquí, Pomasqui, Nono, Guarumos, Santa Rosa, San Tadeo para llegar a Pueblo Nuevo Quinindé, punto desde donde nuevamente continúa, en forma paralela al SOTE, hasta la localidad de San Mateo; sigue, a través de una variante definida, hasta cruzar cerca de la parroquia Vuelta Larga y dirigirse, finalmente, hacia Punto Gordo, al sur de Balao.



Existing and Proposed Pipeline Routes in Ecuador

— Trans-Ecuadorian Pipeline (SOTE)
- - - OCP Northern Route Proposal (Williams)
... OCP Southern Route Proposal (OCP Ltd.)

2.3. TÉCNICAS DE CONSTRUCCIÓN DEL OCP

En la evaluación de las técnicas de construcción del oleoducto se consideraron una serie de factores, entre los que se destacan: el grado de intervención preexistente a lo largo del derecho de vía, las restricciones de amplitud del mismo y la estabilidad de los suelos. Por lo tanto, una técnica que se considere inaceptable para un segmento puede ser aceptable para otro. Las técnicas seleccionadas incluyeron aquellas que más estrechamente satisfacen los siguientes criterios:

- Proveer la máxima seguridad, estabilidad y factibilidad constructiva;
- Reducir al mínimo los impactos sociales, culturales, ambientales y reducir al mínimo el costo y tiempo de construcción y el área total impactada.

Ventajas para optar la construcción de la tubería enterrada:

- Facilita la transportación del crudo pesado, puesto que el fluido requiere una temperatura media de 60/70°C; al estar enterrado pierde menos energía calórica, lo que ayuda a mantener baja la viscosidad del fluido en estas temperaturas y en condiciones de ser transportado.
- Al enterrar el tubo los aspectos paisajísticos del área sufren pocos cambios; luego de instalar la cañería y con el comienzo de la revegetación la cobertura vegetal en el **Derecho De Vía** (DDV) utilizado, vuelve a tener un similar paisaje.

Ante la aparición de movimientos telúricos, la disipación de energía, a través del tubo, es infinita, debido a que la misma se encuentra simplemente apoyada en toda su longitud. En el caso de la tubería colocada superficialmente, los puntos de disipación o movimientos de energía solamente estarían dados por los puntos de apoyo de la tubería en los marcos tipo H.

Se debe tener en cuenta la posibilidad de rotura de la tubería ante movimientos en masa; en este punto, nuevamente se tiene una gran ventaja de la tubería enterrada, ya que la profundidad mínima de tapado, en prácticamente toda su longitud, contempla la posibilidad de deslaves o movimientos en masa. Por el contrario, la tubería colocada superficialmente, ante la aparición de un deslave o

movimiento en masa, se comportaría como una barrera ante este movimiento, ocasionando que la tubería colapse, con el consecuente daño, a veces irrecuperable, para el suelo, la flora y la fauna. Muestra de ello se tiene en las roturas producidas en el SOTE, especialmente en aquellos lugares en que el oleoducto está colocado en forma superficial.

Las técnicas constructivas a utilizarse en las áreas sensibles: (Bosque Protector Mindo y Bosque Protector Alta Cuenca del Río Guayllabamba):

- Tubería enterrada, un DDV no mayor a 9 metros en promedio y en la zona altamente sensible o crítica 7 metros en promedio, se colocará un tubo de 24.
- La secuencia constructiva tomará en cuenta el medio natural del entorno, se utilizará pocos equipos en la construcción y, por ende se reducirá la generación de ruido.
- El tiempo máximo de trabajo será 120 días, no existirá movimiento vehicular, no existirán pistas para helicópteros, no se construirán caminos de acceso y, para favorecer la revegetación natural, se utilizarán métodos de bioingeniería, hidro-siembra y revegetación con especies criadas en vivero y además se tomaran en cuenta áreas críticas (especies en peligro de extinción y amenazadas).

2.3.1. Alternativas de Diseño

La evaluación incluyó varias opciones de diseño operacional, con el uso de simulaciones por computadora, a fin de determinar la línea óptima y los mejores diámetros de la tubería, necesarios para lograr las velocidades de flujo deseadas bajo las condiciones operacionales anticipadas. Para determinar el diseño más efectivo, en términos financieros, se hizo una comparación del ahorro en el costo del capital invertido en una tubería de diámetro más pequeño con el capital adicional y los costos operativos que implicaría el uso de estaciones intermedias de bombeo que serían requeridas para superar las crecientes pérdidas de presión.

Se consideraron diferentes métodos para la protección contra la corrosión de la tubería, los que variaron desde una ausencia de protección total hasta la protección catódica.

La alternativa seleccionada fue una combinación de los siguientes elementos:

- Recubrimiento de la tubería para protección externa contra la corrosión.
- Protección catódica;
- Anodos de sacrificio.

Entre los criterios empleados para seleccionar los equipos utilizados como fuentes primarias de generación eléctrica incluyeron:

- Emisiones gaseosas mínimas
- Disponibilidad, costo del combustible y suministro eléctrico confiable;
- Capital de inversión inicial; y
- Costos de mantenimiento durante el ciclo de vida.

2.3.2 Configuración del OCP

El OCP se desviará del SOTE, en las siguientes secciones particulares:

- Areas de interferencia con construcciones y obras de infraestructura construidas con anterioridad.
- Areas de inestabilidad geológica con riesgos de deslizamientos de taludes.
- Cruces particulares de Ríos y Quebradas en los cuales la construcción del nuevo oleoducto puede perjudicar en futuro la conservación de los dos oleoductos (SOTE y OCP).
- Areas en las cuales el SOTE está instalado aéreo sobre marcos H y el nuevo oleoducto, a instalarse esencialmente enterrado, no tiene lugar estable de ubicación en el derecho de vía del SOTE.
- Áreas en las cuales el derecho de vía existente del SOTE, ya ocupado por otras tuberías paralelas al SOTE, no ofrece lugar de instalación del nuevo oleoducto OCP.

2.3.3 Características del Oleoducto de Crudos Pesados

El Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) será un sistema de transporte integrado por un oleoducto de aproximadamente 500 Km. de longitud, que conectará la cabecera de recepción de crudo (proveniente de los productores) de Nueva Loja (Lago Agrio) con el terminal marítimo de Balao (Esmeraldas).

El sistema incluirá, entre otras, las instalaciones necesarias para el almacenamiento, medición, calentamiento, bombeo, reducción de presión y carga en buques del crudo transportado.

El OCP seguirá un recorrido que será principalmente adyacente a la ruta del SOTE, excepto por la desviación en el área Norte de Quito y otras que sean necesarias para mantener la integridad tanto del OCP como de otros ductos y/o sistemas existentes en el área de derecho de vía del SOTE. La elección de esta ruta satisface el objetivo primordial de minimizar el impacto ambiental, optimizar la seguridad y reducir el tiempo requerido para la realización de la obra.

El OCP está diseñado para transportar petróleo crudo con una gravedad API entre 18° API hasta 24° API. Se prevé calentar el crudo a transportar, hasta una temperatura máxima de 176°F.

El oleoducto será construido con tubería de acero API 5L-X70 en diámetros de 24", 28", 30" y 36".

El oleoducto troncal Nueva Loja (Lago Agrio) – Balao (Esmeraldas) está diseñado para transportar: Un volumen pico de 471.300 barriles/día y sostenible de 410.000 barriles/día desde Nueva Loja (Lago Agrio) hasta el punto de inyección en las cercanías del pueblo de Baeza.

Un volumen pico de 518.000 barriles/día y sostenible de 450.000 barriles/día desde Baeza hasta el parque de tanques de Balao.

El Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) será totalmente independiente del SOTE y estará fundamentalmente compuesto por:

Tanques de almacenaje en Nueva Loja (Lago Agrio)

Un parque de tanques de recepción de petróleo pesado de 1.200.000 barriles de capacidad operacional (1.360.000 barriles de capacidad nominal).

Estaciones de bombeo del oleoducto

Están previstas cinco (5) estaciones de bombeo, de las cuales la primera de cabecera, ubicada contigua al área de la playa de tanques de recepción de petróleo de Nueva Loja y las sucesivas cuatro (4) denominadas intermedias constituidas por Amazonas, Cayagama, Sardinas y Páramo).

Estaciones reductoras de presión

En el diseño del OCP se prevén dos estaciones reductoras de presión. Chiquilpe y Puerto Quito).

Tanques de almacenaje y despacho en Balao

La playa de tanques de almacenamiento del petróleo crudo Balao (Esmeraldas), estará constituida por cinco tanques metálicos con capacidad operacional neta de 750.000 barriles de petróleo cada uno, lo que genera una capacidad operacional neta de 3,750.000 barriles.

Terminal marino de carga de buques

El terminal marino de carga de buques petroleros estará constituido por dos oleoductos en tierra que conectan la playa de tanques a los conductos submarinos.

Dos conductos submarinos que se extienden 8 Km. desde la playa del mar hasta los "Pipeline End Manifold" (PLEM) o Terminales de carga de petróleo.

Dos sistemas de boyas de amarre de buques petroleros, uno para unidades de hasta 130.000 toneladas de peso muerto (DWT) y el otro para 250.000 DWT.

Cada una de las líneas de carga, incluida las boyas y relativas tuberías están previstas para un caudal de 60.000 barriles por hora.

Oleoducto de alta presión

El oleoducto unirá la cabecera de Nueva Loja con el terminal de Balao (Esmeraldas) y contará además con todos los requerimientos necesarios para una correcta y segura operación como son:

- Válvulas de seccionamiento y de retención de fluido;
- Dispositivos de limpieza interna del conducto;
- Cruces de carreteras, ferrocarriles, ríos, torrentes y quebradas protegidos y señalizados según corresponda;
- Protección anticorrosiva de la cañería; Protección catódica; Pruebas Hidrostáticas;
- Test de conformidad del conducto mediante el pasaje de un chancho inteligente calibrador; Señalización del oleoducto, etc.



2.3.4 Contratista: techint

El rol del contratista es el de proveer a la compañía de un sistema de oleoducto, sobre una base de costo fijo, llave en mano, el que incluye mano de obra, supervisión, administración, capacidad técnica, material de consumo, transporte, almacenamiento, diseño, ingeniería (incluyendo Ingeniería de Detalle), compras y otros trabajos o servicios para cumplir con el requerimiento establecido en el Contrato para la Entrega Final del Trabajo.

Sistema de comunicación y detección de pérdidas

Para que la operación del OCP sea adecuada y completamente segura, se han previsto todos los mecanismos tecnológicos disponibles en la construcción de oleoductos en la actualidad: válvulas de seccionamiento y retención de fluido; dispositivos de Inspección y limpieza interna de la tubería; cruces de carreteras, ferrocarriles, ríos, torrentes y quebradas protegidos y señalizados; protección anticorrosiva de la tubería; protección catódica; pruebas hidrostática; pruebas de conformidad interna de la tubería mediante el paso de un chanco inteligente calibrador; señalización del oleoducto. Adicionalmente, en caso de falla de cualquiera de los componentes, el sistema SCADA (Supervisory, Control and Data Acquisition), de comunicación y detección de pérdidas serán diseñado para ser robusto y completo, adecuados para conservar la información en caso de falla de cualquiera de los componentes.

El sistema SCADA controla, vigila y reporta inmediatamente a los centros de información a través de cualquiera de los satélites disponibles: USAT, INTELSAT, HISPANSAT, BRAZILSAT o PanAmSat, etc.

2.4 ÁREAS SENSIBLES, EVALUACIÓN Y MITIGACIÓN DE IMPACTOS

La definición de las áreas ambientalmente sensibles se ha realizado tomando en cuenta el grado de vulnerabilidad de los diferentes componentes ambientales, en cuanto a las actividades de construcción y operación del Proyecto OCP y la magnitud de tal afectación. La susceptibilidad ambiental se describe para aquellos componentes para los cuales los estudios han señalado sensibilidad al proyecto propuesto. Estos serán expuestos bajo las siguientes categorías: recursos físicos o abióticos, recursos bióticos, recursos socioeconómicos y etno-culturales.

La evaluación de los impactos que el Proyecto OCP podría generar, durante su construcción y operación, dependerá de las características particulares del diseño y de la estrategia de construcción y operación que se utilice. Esto, a su vez, es influenciado por los atributos naturales del corredor donde se implantará el proyecto, ya que la magnitud de los impactos es reflejo directo de la sensibilidad ambiental del área a ocuparse y del nivel de intrusión o intervención ambiental que causará la obra.

La magnitud del proyecto y la diversidad de instalaciones que el proyecto del OCP incluye, requiere que se utilice un protocolo de evaluación, que distinga lo particular de lo que es común a los distintos componentes del proyecto. Las características más importantes del proyecto sugieren que se aborde la evaluación de impactos agrupando las actividades por tipo de instalación y por fase de desarrollo. Esto significa que los impactos serán identificados y medidos, independientemente, para cada instalación tipo del OCP (Corredor del Oleoducto, Facilidades Costa Adentro y Facilidades Costa Afuera). Debido a la diferencia en la generación de impactos asociados con las dos principales etapas de desarrollo: construcción y operación, la información también será separada por etapa. Por último, los impactos serán agrupados para cada componente ambiental bajo riesgo.

La particularidad más importante del proyecto, a esta valoración de impactos, es que la implantación del proyecto ocurrirá sobre la misma área del oleoducto existente (SOTE) en un 36 %. Considerando que el área se ubica contigua a una vía principal importante, que ya generó patrones de colonización diversos en toda su extensión y que se encuentra altamente intervenida, se reduce significativamente el impacto potencial al ambiente, así como la necesidad de caracterizarlo en detalle, nuevamente. En la mayoría de los casos, la ubicación del OCP en la franja del SOTE, no conllevará impactos ambientales adicionales, a largo plazo. Sí se hará distinción particular sobre aquellos impactos de índole acumulativo y del potencial de riesgo a impactos futuros que podrían derivarse del proyecto.

Con referencia al tramo del OCP que no sigue el derecho de vía del SOTE (variante norte, de una longitud aproximada de 174 Km. aproximadamente), el análisis de impactos se enfatiza en las áreas definidas como altamente sensibles y críticas, las cuales representan aproximadamente el 4% del recorrido total. Esta zona está ubicada donde el OCP cruza el Bosque Protector Mindo – Nambillo y el Bosque Protector de la Cuenca Alta del río Guayllabamba.

La identificación y la evaluación de los impactos en cada componente ambiental, dependerán de las actividades propuestas para el tipo de instalación y para la fase del proyecto, sea la de construcción o la de operación.

El proceso de evaluación de impactos consiste en las siguientes tareas: (1) identificación de las actividades o acciones del proyecto que pueden generar impactos al ambiente; (2) predicción de cómo estas acciones pueden afectar los varios componentes ambientales (físicos, biológicos o sociales), con base a experiencias previas y juicio profesional; (3) y la evaluación de la magnitud o intensidad de cada impacto. Una vez este proceso se ha completado, el investigador debe tratar de eliminar los impactos adversos detectados aplicando medidas de mitigación existentes o diseñando nuevas para evitarlos o minimizarlos.

En este Estudio de Impactos Ambientales, los impactos son descritos individualmente para cada componente ambiental con algún potencial de afectación, donde se puntualiza sobre la naturaleza (v.g. magnitud, duración, reversibilidad, etc.) de los impactos.

2.4.1 Análisis de Riesgos Físicos

Debido a que el oleoducto propuesto cruzará la mayoría del territorio ecuatoriano y un gran número de unidades fisiográficas, para este estudio se consideró necesario realizar una evaluación de riesgos físicos. El propósito principal de la evaluación fue determinar los peligros que podrían afectar la obra propuesta, su naturaleza y gravedad.

De acuerdo con la información obtenida, se identificaron 5 aspectos o componentes que presentan riesgos o peligros, en términos del proyecto propuesto. Estos componentes son: geotécnica, sismología, vulcanología, inundaciones y tsunamis. Estos componentes fueron evaluados a base de una matriz de riesgos, la misma que sirvió para identificar la ubicación de los principales lugares en donde el riesgo de cada componente es mayor.

La planificación y facilidad de construcción del oleoducto deberán ser revisadas en función de este análisis de riesgos. En el área de la Costa es donde la mayoría de los riesgos coinciden. En cuanto a las estaciones de bombeo y reductoras de presión (EB y ERP), es necesario señalar que, de las 7 propuestas, 2 recaen dentro de las zonas de alto riesgo. Estas son: Papallacta y Chiquilpe que se podrían ver afectadas por deslizamientos y lahares volcánicos del Antisana y Guagua Pichincha.

En el segmento de Pifo – La Unión, el diseño de la tubería y las facilidades de la construcción ha requerido un análisis mucho más detallado, en cuanto a los aspectos geomorfológicos y geotécnicos.

Los resultados obtenidos de la evaluación de impactos, se resumen para cada fase del proyecto. El resumen destaca las actividades que reflejan un alto potencial de impactos (e.i. alto o medio). Los impactos derivados de la fase constructiva de más alta calificación provienen de:

- (1) Las actividades de desbroce y nivelación de terrenos.
- (2) Excavación de trincheras y acumulación de tierra.
- (3) Colocación de la tubería y relleno de la trinchera
- (4) Cruce de cuerpos de agua.

Los impactos se califican como de alta intensidad y larga duración para el (1), de intensidad y duración media para el (2) y el (3) y de intensidad media baja y corta duración para el (4).

Los componentes ambientales afectados principales serían: la geomorfología, los suelos, el agua superficial en sitios localizados, la flora y la fauna.

En las facilidades de construcción, las actividades de mayor calificación de impacto se derivan de:

- 1 La construcción de campamentos temporales a lo largo del DDV.
- 2 La disposición de desechos sólidos y líquidos.
- 3 Preparación de plataformas.
- 4 Construcción de sitios de acopio de materiales.
- 5 Hellpuertos.
- 6 Patios de tuberías.
- 7 Terminales.

El impacto se califica de intensidad alta y duración media o larga para las actividades 1, 4 y 7, y de intensidad y duración media para las actividades 2,3,5 y 6. Los componentes ambientales afectados serían la geomorfología, los suelos, el agua superficial, la flora, la fauna y algunos aspectos socioculturales. La única actividad con capacidad de generar impactos socioeconómicos positivos fue la construcción del ducto y facilidades debido a que generarán empleos y dinamizarán la economía local derivada de la demanda de bienes y servicios.

Los impactos derivados de la fase operativa se calificaron como de intensidad media/alta, media, o media baja con duración media o larga. Las actividades asociadas con los mismos fueron:

- 1 Descarga de desechos líquidos.
- 2 Descarga y disposición de desechos sólidos.
- 3 Derrames y descargas operacionales.
- 4 Mantenimiento de estaciones y terminales.
- 5 Mantenimiento del oleoducto/maquinaria.
- 6 Mantenimiento del DDV.
- 7 Emisiones de gases.

Los componentes ambientales que serían afectados son la calidad de aire, la geomorfología, los suelos, el agua superficial, la flora, la fauna y el componente socioeconómico.

Durante la fase operativa, las únicas actividades con capacidad de impacto positivo son la operación y mantenimiento que generarán oportunidades de empleo. El impacto en este sentido se califica como positivo al componente socioeconómico, de intensidad media y de larga duración.

Los impactos que se espera se generen durante la fase de reclamación y restauración se asocian con las actividades de descontaminación del suelo, remoción y disposición de residuos, restauración del perfil topográfico de las áreas utilizadas, cierre o demolición de edificios y estructuras y desmantelamiento de otra infraestructura, entre otras. Los impactos se califican como bajos o medio bajos y de corta a media duración.

Solo la actividad de restauración de topografía y re-nivelación de curvas topográficas se tendrán mayor duración, debido al tiempo de recuperación que requiere el suelo, una vez perturbado. El único impacto positivo al componente socioeconómico y cultural se asoció con la generación de empleo temporal o demanda de bienes y servicios durante toda la fase de reclamo y restauración. En este caso el impacto se calificó como positivo, medio bajo y de larga duración.

2.4.2 Plan de Manejo Ambiental

El Plan de Manejo Ambiental (PMA) para el proyecto OCP ha sido preparado con el aporte del equipo de diseño de ingeniería del proyecto y el equipo técnico de OCP Ecuador S.A. (ingeniería, medio ambiente y relaciones comunitarias).

El PMA contiene normas, especificaciones y diseños de las diferentes medidas de mitigación propuestas para prevenir, controlar o reducir, al mínimo, los impactos negativos ambientales y socio culturales que se podrían generar durante la implantación del Proyecto tanto en la fase constructiva como de operación. El PMA es una parte integral y dinámica de los Estudios Ambientales.

Durante la preparación del Estudio de los Impactos Ambientales (EIA) se evaluaron los diversos factores ambientales - abióticos, bióticos, socioeconómicos, étnicos y culturales, para detectar los posibles impactos potenciales resultantes de las diferentes actividades propuestas. Sobre la base de los impactos previstos se propusieron ciertas medidas o procedimientos encaminados a evitar o reducir estos impactos.

El PMA es el resultado final de este proceso de evaluación y presenta las medidas de prevención, control y mitigación, enmarcados en una serie de planes, programas y proyectos que deben ser cumplidos por las diferentes contratistas que trabajarán en la construcción y operación del proyecto, con el objetivo primordial de cumplir con el marco legal ambiental ecuatoriano y las políticas ambientales de OCP Ecuador S.A.

El Plan de Manejo Ambiental se ha desarrollado en función del Reglamento Substitutivo 1215 (13 de Febrero del 2001) y la Política de OCP Ecuador S.A., en cuanto a Seguridad, Salud y Protección Ambiental. A continuación se presenta un breve resumen de la política:

La política del Consorcio OCP Ecuador S.A. es "manejar todas las operaciones de una manera que proteja al medio ambiente y salvaguarde la salud y seguridad de sus empleados, clientes, contratistas y el público en general". Con esta finalidad, OCP Ecuador S.A. realizará lo siguiente:

- Informar a cada gerente, supervisor y empleado sobre: las Políticas de OCP Ecuador S.A. en materia de seguridad, salud y protección ambiental el Plan de Manejo Ambiental del Proyecto;
- Garantizar que ellos cumplan las políticas de OCP y el PMA y respondan por su desempeño;
- Las contratistas de la etapa constructiva tendrán dentro de su organigrama el personal técnico responsable de salud, seguridad y medio ambiente;
- Diseñar y gestionar las operaciones con miras a minimizar los impactos ambientales sobre la salud humana, y proporcionar ambientes de trabajo donde los peligros reconocidos e identificados sean minimizados y controlados
- Cumplir con leyes y regulaciones aplicables que tienen que ver con la seguridad, salud y protección ambiental;
- Reconocer la importancia de los factores de seguridad, salud y protección ambiental cuando existe competencia entre éstos y los factores económicos.
- Proporcionar personal profesional para respaldar los compromisos en materia de la seguridad, salud y protección ambiental
- Realizar monitoreos, evaluar e informar sobre el desempeño en materia de seguridad, salud y protección ambiental.
- Proporcionar la capacitación requerida para proteger los recursos humanos, ambientales, culturales y físicos.

OCP Ecuador S.A. y sus Contratistas se comprometen a cumplir con lo establecido en el Plan de Manejo Ambiental, aprobado por el Gobierno Ecuatoriano a través de sus organismos de control ambiental (SPA-DINAPA).

La falta de información oportuna sobre los incidentes ocurridos, así como el desacato intencional de la política de OCP Ecuador S.A., dará lugar a acciones correctivas inmediatas, de conformidad con las pautas internas de OCP Ecuador S.A. o de las compañías que la representan.

El PMA es un documento útil si es apropiadamente implantado. A fin de lograrlo OCP Ecuador S.A. proveerá capacitación ambiental al personal y a los contratistas para crear conciencia sobre el PMA. Es importante conocer que se implementarán diversos programas de monitoreo durante todas las fases del proyecto.

2.4.3 Normas y Especificaciones Ambientales

Las normas y especificaciones ambientales están en concordancia con la reglamentación ambiental vigente, la política ambiental de OCP Ecuador S.A. y las mejores prácticas de desarrollo de proyectos en la industria hidrocarburífera.

Los estándares referenciales a ser considerados en el PMA son los establecidos por el Reglamento Sustitutivo 1215, y el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador. Esto incluye los estándares de calidad y control ambiental descritos en los Anexos 1, 2 y 3 del Reglamento.

Comportamiento Laboral

El personal que sea contratado por OCP Ecuador S.A., o por cualquiera de las empresas contratistas para la etapa de construcción del oleoducto, deberá conocer las disposiciones del PMA y asumir las responsabilidades que les corresponda. El personal será informado que su ejecutoria estará ligada a diversos compromisos ambientales, que le obligan a desempeñar sus tareas bajo el estándar estricto que el PMA establece. Además, debe, comprender que sus acciones serán fiscalizadas y que habrán de responder a la gerencia ambiental del OCP y a las agencias competentes.

Desbroce y Nivelación

- La amplitud máxima del derecho de vía no excederá los 30 m, y la amplitud de la plataforma de trabajo según las especificaciones constructivas establecidas.
- Previo a las actividades de desbroce y nivelación, el equipo ambiental de OCP Ecuador S.A. confeccionará un plan de nivelación que definirá de que manera se tratará y se lo protegerá al suelo orgánico para su uso posterior en la restauración del suelo y su cobertura vegetal.
- Para el desbroce en sectores con pendientes pronunciadas se construirá zanjas, surcos o se colocará vegetación en forma de barreras, transversales.
- Al flujo, a fin de reducir la velocidad del escurrimiento superficial y favorecer la infiltración.

Control de Derrames Menores

- Se utilizarán vasijas de goteo bajo tambores y envases herméticos para coleccionar pequeños derrames; el buen manejo del equipo evitará los derrames pequeños.
- Pese al cuidado que se realice, si estos derrames pequeños se presentaren, para su limpieza se recurrirá a materiales absorbentes como orgánicos naturales, minerales o sintéticos.

Construcción y Mejoramiento Vial

- Los contratistas y la supervisión seguirán las "Especificaciones Generales para construcción de caminos y puentes" publicadas por el MOP.
- En el caso de daño o perjuicio a la propiedad ajena, por su propia cuenta el contratista restaurará dicha propiedad a la condición anterior y a satisfacción del fiscalizador.
- Cuando se trabaje en las inmediaciones de instalaciones de servicios públicos que pudieran sufrir daños a causa de sus operaciones, no se deberá empezar dichos trabajos hasta hacer los arreglos necesarios para proteger adecuadamente las mencionadas instalaciones.
- Bajo ninguna circunstancia, el contratista o institución alguna involucrada en el proyecto, promoverá y/o realizará actividades que causen deforestación, erosión, contaminación y alteración del régimen hídrico, tanto en la faja de derecho de vía de la carretera como fuera de ella.

Rescate Arqueológico

Durante la fase constructiva, y luego de culminada la prospección arqueológica y de rescate realizada previa al inicio de la fase, se realizará un monitoreo arqueológico cuyo objetivo principal será recuperar material cultural, producto del movimiento de tierras y excavación de la zanja; estas actividades serán realizadas por OCP Ecuador S.A. coordinadamente con el INPC.

En caso de descubrimiento de ruinas prehistóricas, sitios de asentamientos indígenas, sitios de la época colonial, cementerios, reliquias, fósiles, u otros objetos de interés arqueológico o paleontológico, durante las actividades de construcción, el contratista

tomará las medidas inmediatas para suspender temporalmente el trabajo en el sitio del descubrimiento.

Control de Emisiones del Aire

En las áreas de facilidades del OCP, los equipos y máquinas recibirán un mantenimiento regular y permanecerán en buenas condiciones de funcionamiento, para evitar e impedir emisiones y ruido excesivos.

Las actividades operativas se regularán de acuerdo con los parámetros definidos en las regulaciones del Banco Mundial y normas nacionales.

Construcción en Áreas protegidas y de Alta Sensibilidad:

La presencia de especies en peligro de extinción, en el derecho de vía del OCP, serán identificadas in situ por el equipo de monitoreo ambiental, durante la fase de levantamiento topográfico final.

La plataforma de construcción para la instalación de la tubería se regirá a lo establecido en los Planes Especiales de Manejo Constructivo, preparados para cada segmento; sin embargo, esto dependerá de las condiciones topográficas del terreno y las facilidades para la construcción como son:

- No se construirá campamentos temporales
- Se construirá caminos de acceso temporales de construcción. Previa la autorización del Ministerio del Ambiente.
- Durante la operación, se establecerán normas estrictas y sistemas de seguridad permanentes para impedir la penetración y asentamiento de colonos.
- El ingreso y la salida del personal de estas áreas será controlado diariamente por el responsable de vigilancia y seguridad o el contratista, hasta el término de su servicio al OCP Ecuador S.A.
- Se prohíbe la cacería de animales y la pesca en el DDV, particularmente en áreas protegidas o altamente sensibles.
- Se evitará la presencia permanente de personal, en el interior de estas áreas, fuera de las horas laborables.

- El tránsito de personal se restringe únicamente al corredor del derecho de vía, especialmente en el segmento de la Reserva Cayambe Coca y el Bosque Protector Mindo – Nambillo.

Materiales de Construcción

Todos los materiales no aprovechables, provenientes del desbroce y limpieza, serán retirados o depositados en los sitios indicados en los planos. No se permitirá que se quemen los materiales removidos.

La localización de materiales, que el supervisor considere no aprovechable para la construcción de rellenos, se efectuará en los sitios indicados por el fiscalizador o monitor ambiental, de manera que no altere el paisaje, y no se obstaculice los ríos o arroyos.

Construcción en Cuerpos de Agua

- Se establecerá los controles necesarios tanto para evitar la erosión como la sedimentación de estos recursos o producir alteración al drenaje natural como la sedimentación de estos recursos, existente.
- Por ningún concepto el contratista desalojará o botará material, producto de sus actividades constructivas, a cuerpos de agua o drenajes naturales, sean estos estacionales o permanentes.
- Por ningún motivo el contratista, durante la construcción de la zanja, obstruirá un drenaje natural, sea este intermitente o permanente.

Supervisión de las Actividades de la Construcción

Incluido dentro de los programas de monitoreo existe un Plan de Vigilancia y Control Ambiental para la etapa constructiva; para el efecto, estarán presentes monitores ambientales a tiempo completo, durante las fase de construcción, a fin de dar cumplimiento a lo establecido en el PMA. Los monitores ambientales comunicarán las deficiencias al personal de gerencia de campo apropiado, de tal modo que las correcciones puedan ser realizadas inmediatamente en el campo. La Gerencia Ambiental de OCP Ecuador S.A. o su delegado podrá detener las actividades de construcción hasta que las deficiencias sean adecuadamente tratadas, si ellas representan una amenaza a la salud humana o al medio ambiente.

La Gerencia Ambiental de OCP Ecuador S.A. facilitará la participación de organizaciones no gubernamentales y gubernamentales locales. El monitoreo será realizado en las áreas de implantación de los terminales, las estaciones de bombeo, las estaciones de reducción de presión, y a lo largo del corredor de servicio del oleoducto.

Este programa de monitoreo es el medio a través del cual OCP Ecuador S.A. podrá asegurar que se implementen los elementos de este PMA y que se sigan prácticas ambientales idóneas en el campo, durante la construcción.

Plan de Monitoreo de Fauna

Se desarrollará un programa de monitoreo para evaluar a corto, mediano y largo plazos, los efectos que tendrá la construcción y operación de las instalaciones y el oleoducto del Proyecto OCP, en relación con los recursos de la fauna en el área. La realización de inventarios periódicos de la fauna, durante los primeros cinco años del proyecto, brindará información valiosa para poder detectar cualquier afectación directa o indirecta en las comunidades animales, en el área de influencia del proyecto. Estas comunidades de animales serán estudiadas en los sitios originales y sensibles definidos en los Estudios ambientales.

La información acumulada de estos esfuerzos podría documentar sobre si puede detectarse algún efecto, cuáles cambios son obvios y si estos cambios pueden asociarse con el Proyecto. El análisis de tales cambios (por ejemplo, la composición de especies) podrá llevar a un entendimiento de las características de los hábitats naturales que son de crítica importancia para la supervivencia y viabilidad de las poblaciones de especies, en estos entornos tropicales, principalmente cuando se las somete a presiones de este tipo.

De esta forma, las medidas de mitigación podrán enfocarse con el fin de reforzar tales características y minimizar los impactos en los recursos de fauna. El desarrollo de las actividades de refuerzo del hábitat pueden llevar a la restauración de las comunidades de fauna, en los sitios importantes que se hayan seleccionado dentro del área de influencia del proyecto, y permitirá evitar y prevenir sus impactos globales en los recursos de la fauna del área.

Programa de Salvamento Botánico e Inventario Florístico

Se elaborará un Programa de Salvamento Botánico e Inventario Florístico para implementarlo durante la construcción del oleoducto. El propósito de este programa es tomar ejemplares botánicos para su caracterización florística y la recuperación de semillas de árboles, para el programa de revegetación.

El contratista, en coordinación con el consultor ambiental (botánico), durante el corte y nivelación, coleccionará y almacenará semillas y muestras vegetales para su plantación posterior en áreas sensibles.

Estas actividades serán realizadas durante los trabajos de desbroce y únicamente en las zonas definidas como sensibles en el área de influencia del OCP. Se propone el programa, principalmente para las áreas donde el desbroce impactará áreas de vegetación no intervenida y donde exista la mayor probabilidad de encontrar especies de importancia científica.

La aplicación del programa aseguraría que no se pierda la información de importancia científica para conocer los recursos florísticos del país, ni se obstruya la implementación, a largo plazo, del plan de manejo ambiental para dichas áreas, durante la fase operativa del proyecto. Por consiguiente, el material viable, importante para un programa eficaz para restauración de la vegetación, podrá recogerse fácilmente mientras se lleven a cabo los inventarios.

El Programa cubrirá áreas seleccionadas a lo largo del oleoducto y en los alrededores de las instalaciones principales. Los ejemplares botánicos serán depositados en el Herbario Nacional del Ecuador, en Quito. Los equipos de monitoreo ambiental trabajarán conjuntamente con las cuadrillas de avance de construcción, que cortarán la vegetación en el área donde se construirán las instalaciones, y por las franjas de dominio del oleoducto. Los equipos permanecerán en los campamentos utilizados por las cuadrillas de construcción.

La información recogida durante el programa de salvamento se organizará en informes individuales por sitio. El informe final recopilará los hallazgos, resumirá los datos y

presentará recomendaciones sobre las actividades que deben implementarse para poder mitigar y prevenir los impactos en los recursos florísticos más importantes del área.

Monitoreo del Control de la Erosión

En la fase de construcción y operación del oleoducto se realizará un monitoreo del control de la erosión, para detectar problemas dentro del área del proyecto, como por ejemplo, en las secciones enterradas del oleoducto, en el centro de acopio, en las zonas de campamentos y en los helipuertos. Se pondrá un énfasis especial en los cruces de río y áreas con altas pendientes. También se hará monitoreo para evaluar el éxito de las medidas instaladas anteriormente para control de erosión.

Plan de Manejo de Desechos Sólidos y Líquidos

Bajo este Plan para Manejo de Desechos, OCP Ecuador S.A. dará seguimiento a los flujos de desperdicios y mantendrá un inventario de los mismos.

Plan de Contingencias para Derrames

La tubería, al igual que los materiales a utilizar, están diseñados de acuerdo con normas, estándares y prácticas industriales aceptadas internacionalmente, incorporando un amplio margen de seguridad contra fallas. La tubería será protegida contra la corrosión interna removiendo el agua de la tubería antes de su puesta en servicio. La protección contra corrosión externa será provista por un recubrimiento protector y un sistema de protección catódica. Además de lo anterior, la tubería se inspeccionará periódicamente por medio de un sistema de verificadores (pigs) electrónicos para detectar la presencia de corrosión o cualquier otro daño, tales como cambios de espesor, melladuras, etc., de modo de tomar las acciones apropiadas para tales casos.

El diseño de la tubería incorpora un sistema integral de tecnología de punta para la detección de fugas, que supervisa automática y continuamente el volumen de flujo introducido en la tubería y lo compara con el volumen de flujo, en varias ubicaciones estratégicas y el Terminal OCP. Si se detecta cualquier diferencia en los volúmenes transportados, lo que indicaría una fuga, se activarían alarmas en el Centro de Control

Principal (CCP), pilotado las 24-horas del día, para la determinación de acciones correctivas, tales como el cierre de la tubería y el cierre inmediato de válvulas de aislamiento, ubicadas estratégicamente a lo largo de la tubería, para controlar el derrame en el entorno. El sistema de comunicaciones que supervisa y controla la instrumentación mencionada, tendrá un 100% de redundancia, es decir, otro sistema de respaldo completo.

Las válvulas de aislamiento, indicadas arriba, también incorporan inteligencia local; en este sentido, las válvulas de aislamiento se cerrarán automáticamente si detectan una caída súbita de presión, como resultado de la rotura de la tubería en algún punto. El cierre automático de estas válvulas ocurriría en el caso de que se detecte un corte en la línea; el cierre de válvulas evitaría cualquier derrame de petróleo.

El Plan de Operaciones y Mantenimiento de la tubería incluirá la provisión de cantidades importantes de equipos de tecnología punta para la contención y limpieza ambiental de derrames petroleros. Estos equipos estarán localizados en puntos estratégicos, a lo largo de la tubería, y estarán disponibles para su uso, bajo solicitud, las 24 horas del día. Se implantará, además, un Plan de Contingencia para Contención y Limpieza de Derrames, con personal entrenado en forma apropiada, el cual realizará ejercicios de simulación antes de que la tubería entre en servicio.

En resumen, la tubería será diseñada y construida para que un derrame petrolero sea muy poco probable. Será supervisada continuamente por medio de sistemas de detección de fugas con tecnología de punta, además será provista de válvulas de aislamiento automáticas y activación remota (desde el Centro de Control Principal - CCP ubicado en la oficina OCP de Quito) para mitigar cualquier derrame, en caso de una fuga o rotura. Los equipos de contención y limpieza de derrame estarán ubicados a lo largo de la tubería. Se implantará un Plan de Respuesta de Emergencia, con personal entrenado para mitigar daños ambientales y llevar a cabo una limpieza efectiva

CAPITULO III

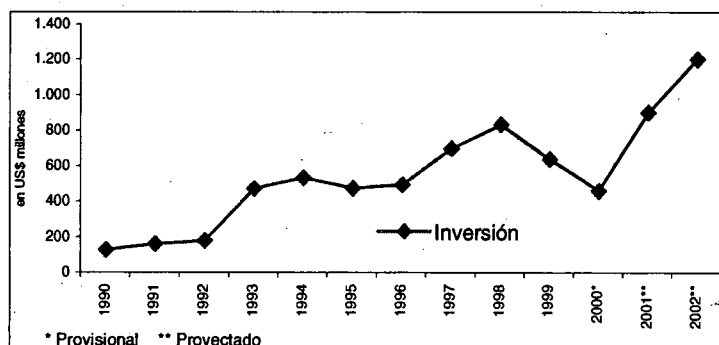
3. EL OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS Y LA ECONOMÍA DEL ECUADOR.

Si bien la importancia del petróleo para la economía ecuatoriana en los últimos años es indiscutible, a partir del 2001, ésta se ha incrementado sustancialmente por el potencial que la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados representa en particular para la industria petrolera y en general para la economía del Ecuador.

3.1.1 Inversión directa e indirecta

Se estima que en el 2001 y en el 2002 el rubro Inversión de la Balanza de Pagos tendrá un crecimiento promedio mínimo de 60% explicado únicamente por la construcción del oleoducto. De todo el monto de inversión esperado para estos dos años, al menos el 60% provendrá de la industria petrolera.

Balanza de Pagos: Inversión



La construcción del Oleoducto de Crudos Pesados representa para el país una inversión directa de US\$ 1.100 millones en 25 meses, y puesto que las compañías privadas que transportarán su crudo por el nuevo oleoducto deberán triplicar su producción actual para cumplir los compromisos de transporte que ya han adquirido con la compañía ecuatoriana que operará el oleoducto durante los próximos veinte años, requerirán en realizar inversiones adicionales para desarrollar los campos que operan actualmente, y aumentar la producción hasta los niveles requeridos. Aunque los planes de inversión de las empresas, que se muestran en el cuadro siguiente, permitiría que el gobierno sea más optimista, las proyecciones oficiales son modestas, y asumen que estas compañías invertirán US\$ 2.500 millones en los próximos tres años.

Planes de inversión quinquenal de las compañías petroleras para el desarrollo de sus campos

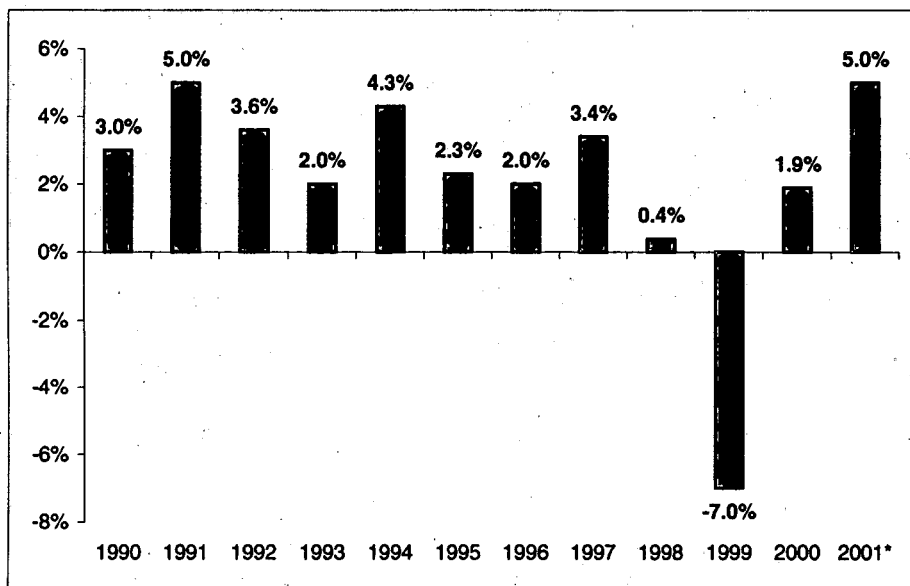
Compañía	En us\$
Repsol YPF	524 millones
Occidental	965 millones
Pérez Companc	900 millones
Kerr Mc Gee	270 millones
Aglp	129 millones
Alberta Energy Company	865 millones
TOTAL	3.653 millones

3.2. CRECIMIENTO ECONÓMICO DEL PIB

La proyección de crecimiento para el año 2001 supone que la rama de 'Petróleo' crezca en 8,2% con respecto al año 2000, constituyéndose en la meta de

crecimiento sectorial de mayor escala dentro de todas las ramas que se consideran para el cálculo del Producto Interno Bruto (PIB). Es importante mencionar que en el cálculo del PIB no se registran los efectos de los precios sino únicamente los de los volúmenes de producción. Mientras en el 2000 la participación del petróleo en el crecimiento global de la economía de 1,9% fue de 14,6%, las proyecciones más conservadoras señalan que en el 2001 esta aumentará a 19% dentro de una meta de crecimiento de 5%.

Tasa de crecimiento anual del PIB



3.3 INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN

La disponibilidad de mayor capacidad de transporte, permitirá un importante crecimiento de 69% de la producción petrolera nacional anual en el año 2003, tomando en cuenta el inicio de la operación del oleoducto se dará en el mes de agosto de ese año.

Producción, propiedad y exportación de petróleo crudo

En miles de barriles	Año 2001		Año 2002		Año 2003	
	Anuales	Diarios	anuales	diarios	Anuales	diarios*
Producción nacional	154.093	422	157.229	431	245.560	726
<i>Petroecuador</i>	91.210	250	106.724	292	122.780	336
<i>Compañías privadas</i>	62.883	172	50.505	138	122.780	390

Propiedad del crudo	154.093	422	157.229	431	201.572	726
<i>Estado</i>	103.242	283	120.815	331	138.003	446
<i>Compañías privadas</i>	50.851	139	36.414	100	63.569	281

Exportación total	97.348	267	98.676	270	140.284	548
<i>Petroecuador</i>	54.764	150	62.197	170	83.524	313
<i>Compañías privadas</i>	42.584	117	36.479	100	56.760	235

* Promedio diario anual

Fuente: Ministerio de Energía y Petroecuador

3.4 IMPACTO EN LA BALANZA DE PAGOS Y EN LA CAJA FISCAL

En síntesis, el impacto económico de la construcción y operación del Oleoducto de Crudos Pesados se cuantifica en la balanza de pagos por:

1. El incremento de la inversión, determinada por la construcción del nuevo sistema de transporte y por las inversiones adicionales que las compañías petroleras realizarán en sus campos.
2. El incremento de las exportaciones, tanto privadas como del Petroecuador; en la balanza fiscal por:
 - a) El incremento de los ingresos corrientes fiscales por las exportaciones adicionales de Petroecuador y por la mayor participación del Estado en las exportaciones de las compañías privadas,
 - b) Por los ingresos tributarios y arancelarios que recibirá el fisco tanto en el período de construcción como en el de operación.

Balanza de Pagos.- El efecto neto positivo en la balanza de pagos, durante el período de construcción será de alrededor de US\$ 608¹ millones en cada año. Este saldo positivo en la Balanza de Pagos se convierte en un aumento de reservas internacionales, que consolidará el esquema de dolarización; mientras que en el primer año de operación será de US\$ 2.029 millones.

El Efecto Fiscal.- El efecto fiscal que tendrá la construcción del sistema de transporte de crudos pesados se puede medir por los impuestos que generará la construcción y la operación del ducto, y por los ingresos fiscales petroleros que determinarán las exportaciones de crudo pesado del Estado, explicadas por la participación que el mismo tiene dentro de los contratos con las compañías privadas.

¹ Los cálculos asumen que el precio de exportación del barril de crudo que transporte el OCP es de US\$ 15,50 en el primer año de operación, precio que va decreciendo hasta un nivel de US\$ 10,22 en el año 20 de operación. Igualmente, se asume que solo se utilizan 390.000 b.p.d. del total de la capacidad de transporte del oleoducto.

La generación de impuestos y aranceles por importaciones durante el período de construcción se calcula en al menos US\$ 150 millones cada año.

Los ingresos petroleros por concepto de exportaciones de crudo pesado del Estado permitirán que el fisco cuente con recursos por US\$ 478 millones en el primer año de operación.

Además, en ese primer año de operación, la compañía pagará Impuesto a la Renta por no menos de US\$ 20 millones.

Durante el plazo del contrato, aproximadamente 22 años, el efecto positivo que registrará la Balanza de Pagos es de US\$ 29 mil millones, mientras que el saldo neto positivo a favor del Fisco será de por lo menos US\$ 7.500 millones.

Finalmente, como resultado del ejercicio del primer año de operación, la Compañía distribuirá entre sus empleados US\$ 17 millones por concepto de Participación Laboral, monto que al final del contrato ascenderá a US\$ 538 millones.

Impacto macroeconómico del Oleoducto de Crudos Pesados

(En dólares)

Balanza de pagos

CONCEPTO	Construcción		Operación	Total
	Año 1	Año 2	Año 1	Plazo del contrato
CUENTA CORRIENTE	-693.760.000	-693.760.000	1.279.818.750	25.739.908.035
<i>Exportaciones adicionales de crudo pesado</i>	0	0	1.654.818.750	27.502.428.035
<i>Importaciones de bienes de capital para el sistema de transporte</i>	256.260.000	256.260.000	0	512.520.000
<i>Importaciones de bienes de capital para los campos</i>	437.500.000	437.500.000	375.000.000	1.250.000.000
CUENTA DE CAPITAL	1.302.100.000	1.302.100.000	750.000.000	3.354.200.000
<i>Inversión en el oleoducto</i>	427.100.000	427.100.000	0	854.200.000
<i>Inversión indirecta en los campos</i>	875.000.000	875.000.000	750.000.000	2.500.000.000
TOTAL BALANZA DE PAGOS	608.340.000	608.340.000	2.029.818.750	29.094.108.035

Balanza fiscal

CONCEPTO	Construcción		Operación	Total
	Año 1	Año 2	Año 1	Plazo del contrato
INGRESOS PETROLEROS	0	0	478.058.750	5.561.602.114
<i>Exportaciones adicionales de crudo pesado</i>	0	0	478.058.750	5.561.602.114
INGRESOS TRIBUTARIOS	152.627.200	152.627.200	146.533.625	1.996.659.325
<i>Impuesto al Valor Agregado</i>	83.251.200	83.251.200	82.593.233	1.056.915.792
<i>Impuesto a la Renta</i>	0	0	26.440.392	763.491.533
<i>Aranceles a la importación</i>	69.376.000	69.376.000	37.500.000	176.252.000
TOTAL BALANZA FISCAL	152.627.200	152.627.200	624.592.375	7.558.261.439

NOTA: Solo se contemplan las exportaciones adicionales de crudo pesado, aunque también habrá exportaciones de crudo liviano, por parte de Petroecuador.

3.5. IMPACTO EN EL EMPLEO

Las altas tasas de desempleo y subempleo que registra el Ecuador podrían encontrar en el Oleoducto de Crudos Pesados una barrera de contención debido a que su construcción y operación generaría más de 50.000 nuevas plazas entre directas e indirectas- de trabajo en el ámbito nacional.

Esta cifra equivaldría al enrolamiento de 1,1% de la actual Población Económicamente Activa (PEA), que asciende a 4,5 millones de habitantes, con su consecuente impacto en las demás áreas de la economía que repuntarían por el aumento del consumo.

- El desempleo abierto en Ecuador afecta a 13,1 de cada 100 ecuatorianos, mientras que el subempleo a 61 de cada 100.
- La subocupación visible alcanza el 14% de la Población Económicamente Activa (PEA), la invisible el 39,1% y la no clasificada el 8,6%. La desocupación abierta es de 9,6% y la oculta de 3,5% de la PEA
- Seis de cada diez ecuatorianos ganan menos de dos dólares al día y la misma cantidad de personas tienen apenas instrucción primaria.
- El proyecto del OCP generará más de 50.000 puestos de trabajos entre fijos y temporales
- En salarios se gastarán 450 millones de dólares en las fases de construcción y operación del nuevo oleoducto.
- En el proyecto se invertirá un promedio de 585 millones de dólares únicamente en la construcción.
- El OCP requerirá 150 millones de horas/hombre de trabajo con un costo de entre 200 y 220 millones de dólares

La construcción y operación del Oleoducto de crudos pesados demandará la participación de alrededor de 7.000 personas que serán contratadas para labores relacionadas directamente con la construcción del oleoducto (4.500 por Techint, 2.500 por los contratos y 300 por OCP).

Según datos del Centro de Estudios y Análisis de la Cámara de Comercio de Quito, se calcula que por cada una de estas plazas de trabajo directo se generaran unas 10 plazas indirectas en donde se estarán creando miles de puestos de trabajo adicionales durante los próximos años. Las necesidades de incremento de producción, dinamizarán el sector petrolero en su conjunto, para lo cual las compañías productoras requerirán ampliar sus instalaciones y sus procesos de producción (sísmica, perforación reacondicionamiento de pozos, producción, transporte).

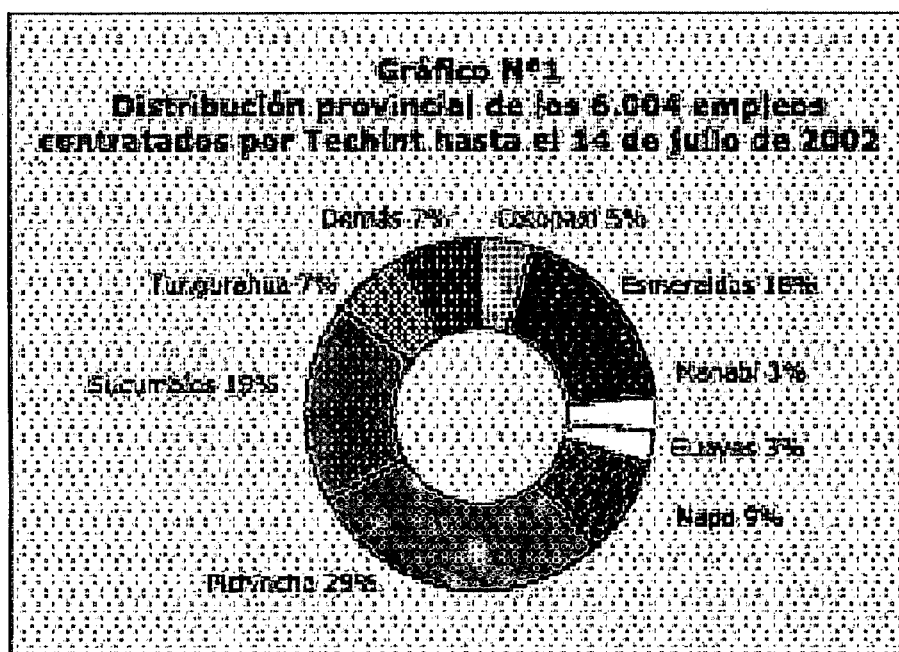
Hasta julio del 2002 se han incorporado al proyecto a través de OCP Ecuador S.A., Techint y sus subcontratistas un total de 7.287 personas, de las cuales el 90% es ecuatoriano.

Al analizar el empleo local contratado por Techint (6.004 personas), se observa que la mitad de estas plazas de trabajo (3.031) labora en los tramos I (Lago Agrio – Santa Rosa) y IV (Puerto Quito – Esmeraldas) donde se construyen la Estación Amazonas y el Terminal Marítimo del OCP, respectivamente. En el tramo III del trayecto (Papallacta, Chiquilpe) trabaja un 22% (1.344 personas). Un 20% labora en el tramo II (Santa Rosa – Papallacta), donde se levantan las estaciones de bombeo Sardinas y Páramo, y el 7% restante (442) trabaja en el tramo V (Chiquilpe – Puerto Quito).

Las tres cuartas partes de esta fuerza laboral provienen de las cuatro regiones de influencia del proyecto: Pichincha (29%), Sucumbíos (19%), Esmeraldas (18%) y Napo (9%). Sin embargo, existen otras provincias como Tungurahua (7%), Cotopaxi (5%), Guayas (3%) que también han sido beneficiadas laboralmente con esta obra.

A continuación se presenta el gráfico No.1 de la distribución provincial de los empleos contratados por la empresa techint

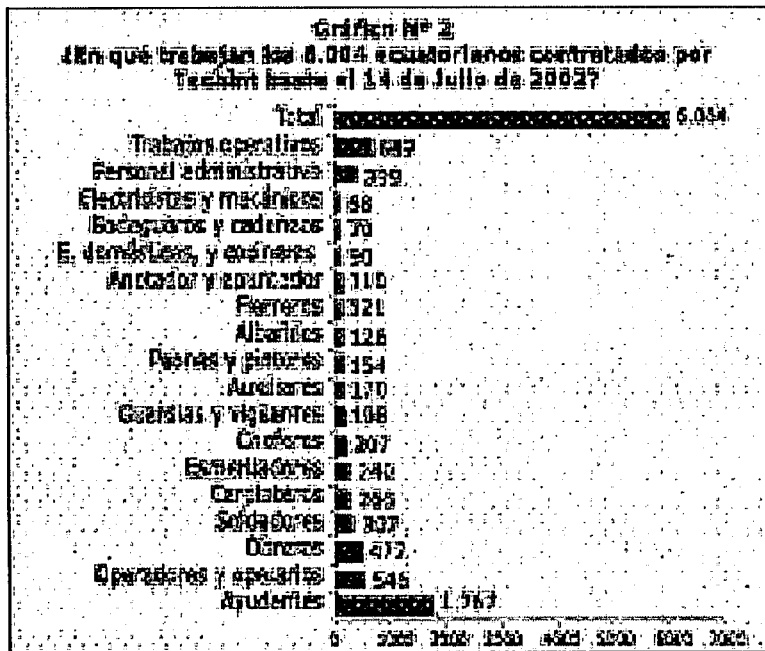
El gran grueso –93%- de la mano de obra ecuatoriana contratada por Techint y sus subcontratistas hasta esta fecha corresponde a personal operativo, entre los cuales se



destacan 1.767 ayudantes, 546 operadores, 477 obreros, 307 soldadores, 265 carpinteros, 240 esmeriladores, entre los principales.

Apenas un 7% (399) ocupan puestos de carácter administrativo (ingenieros, gerentes, jefes, supervisores, asistentes, etc.).

A continuación se presenta el gráfico No. 2 de la distribución de los empleados contratados por la empresa Techint por ramas de actividad.



CAPITULO IV

4. INVERSIONES Y COSTOS DE OPERACIÓN ESTIMADAS

4.1 INVERSIONES ESTIMADAS

El Ministerio de Energía y Minas según estudios realizados por sus técnicos estableció un presupuesto de las inversiones y los costos estimados a realizarse en el proyecto de construcción del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP)

Presupuesto Estimado del Proyecto según contrato a la Fecha de Vigencia¹⁾

	<u>Millones US\$</u>
<i>Gestión del proyecto</i>	23,1
<i>Adquisición de terrenos</i>	15,0
<i>Costes previos a la operación</i>	22,3
<i>Otros</i>	12,2
<i>Costes de financiación durante la construcción.</i>	105,8
<i>Contingencias</i>	84,6
<i>Aranceles a la importación</i>	<u>140,0</u>
Total	<u>1,100</u>

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

(1) Los costes estimados del proyecto están sujetos a cambios por diversas razones, incluyendo, cambios en el alcance del proyecto, cambios en la ingeniería, diseño, Fuerza Mayor, cambios en los costes de financiación y tributación tomados en cuenta en la elaboración de este presupuesto estimado.

4.2. INVERSIONES REQUERIDAS EN TONELADAS METRICAS:

Para la construcción del oleoducto de crudos pesados, se requieren de las Inversiones en toneladas métricas reales, las cuales se detallan a continuación:

Inversiones requeridas en Toneladas Métricas

DESCRIPCIÓN	TONELADAS MÉTRICAS IMPORTADAS	(%)	INVERSIÓN EN ACTIVOS FIJOS
<i>Tubería</i>	140.753	70.97	755,061,244
<i>Motores y Equipos de Bombas</i>	3.401	1.71	18,244,465
<i>Materiales para tanques de almacenamiento de los terminales Amazonas y Marítimo OCP (Balao-Esmeraldas)</i>	14.579	7.35	78,208,193
<i>Tubería off shore</i>	2.352	1.19	12,617,166
<i>Boyas Calm</i>	37.251	18.78	199,830,812.
Total	198.336	100%	1,063,961,883

Fuente: Revista No. 13 Noticias OCP

4.3. CALCULO DE LAS DEPRECIACIONES

A continuación se podrá encontrar los porcentajes de depreciación en activos fijos aplicados a los activos fijos de acuerdo con la Ley de Régimen Tributario Interno, vigente en el país y el porcentaje aplicado a la vida útil del proyecto.

<u>Descripción del activo fijo</u>	<u>%</u>	<u>% aplicado</u>
Tubería	10%	20%
Motores y equipos de bombeo	10%	20%
Materiales para tanques	10%	20%
Tubería off shore	10%	20%
Boyas Calm	10%	20%

Consideración en el cálculo de depreciaciones:

El proyecto se encuentra en una etapa de ejecución, por lo que no es posible cuantificar el valor real de las inversiones en activos fijos, adicionalmente hay que recalcar que por ser un proyecto que todavía no ha sido oficialmente entregado, la información se ha vuelto confidencial y no se ha tenido acceso a datos reales por lo que en el proyecto se considera que el total de las inversiones constituye activos fijos, para depreciarlos en línea recta durante la vida del proyecto de 20 años.

El cuadro siguiente muestra las depreciaciones anuales

C U A D R O D E C A L C U L O D E L A S D E P R E C I A C I O N E S

	DATOS:	
Activos Fijos=		1,063,961,883
Vida del Proyecto=		20 años
Periodo de construccion=		21 meses
Construccion en el segundo año=		9 meses
Valor residual =		0
D E P R E C I A C I O N L I N E A L A N U A L		

AÑO	Oct. 2002	AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005	AÑO 2006	AÑO 2007	AÑO 2008	AÑO 2009	AÑO 2010	AÑO 2011	AÑO 2012
No. AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1,063,961,883	13,289,524	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094
ACTIVO NETO	1,063,961,883	1,050,662,359	997,464,265	944,266,171	891,068,077	837,869,983	784,671,889	731,473,795	678,275,700	625,077,606	571,879,512

D E P R E C I A C I O N L I N E A L A N U A L											
AÑO	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021	AÑO 2022	DEPRECIACION ACUMULADA
No. AÑO	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
DEPRECIACION	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	53,198,094	39,898,571	1,063,961,883
ACTIVO NETO	518,681,418	465,483,324	412,285,230	359,087,136	305,889,041	252,690,947	199,492,853	146,294,759	93,096,665	39,898,571	0

4.4. FINANCIAMIENTO

Para la construcción del oleoducto de crudos pesados (OCP) se considera necesario el financiamiento del 70% de la inversión total en activos fijos, a una tasa de interés del 10.50% anual.

Este financiamiento será por un monto de US\$ 744,773,318 correspondiente a la fracción de deuda de la inversión total que es de US\$ 1,063,961,883.

La amortización de capital se la realizara en cuotas anuales fijas (capital más intereses), la misma que se encuentra en el siguiente cuadro.

PRESTAMO PARA LA CONSTRUCCION DEL OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS (OCP)

(DOLARES)

DATOS:

Préstamo =	\$744,773,318
Interés =	0,1050
Plazo =	13 años

	AÑO 2002 Año 1	AÑO 2003 Año 2	AÑO 2004 Año 3	AÑO 2005 Año 4	AÑO 2006 Año 5	AÑO 2007 Año 6	AÑO 2008 Año 7	AÑO 2009 Año 8	AÑO 2010 Año 9	AÑO 2011 Año 10	AÑO 2012 Año 11	AÑO 2013 Año 12	AÑO 2014 Año 13	AÑO 2015 Año 14
PAGO CAPITAL	-	29,377,871	32,462,326	35,870,871	39,637,312	43,799,230	48,398,149	53,479,864	59,095,360	65,300,361	72,156,889	79,733,374	88,105,378	97,356,443
INTERESES	18,824,500	78,201,198	75,118,543	71,707,989	67,841,557	63,779,640	59,180,720	54,098,915	48,483,520	42,276,506	35,421,870	27,845,495	19,473,491	10,222,426
CUOTA ANUAL	18,824,500	107,578,869	107,578,869	107,578,869	107,578,869	107,578,869	107,578,869	107,578,869	107,578,869	107,578,869	107,578,869	107,578,869	107,578,869	107,578,869

CAPITAL REDUCIDO	744,773,318	744,773,318	715,395,847	682,939,321	647,062,460	607,426,138	563,626,909	515,227,760	461,747,805	402,662,455	337,362,034	266,195,195	185,461,821	97,356,443
------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------

Interés Año 1= $\text{prestamo} \left(\frac{(1 + \text{Interés})^3}{3} - 1 \right)$

18,824,500

4.5. CALCULO DE LA TARIFA DE TRANSPORTE

El calculo de la tarifa de transporte es una herramienta que le sirve al inversionista, para establecer un precio de venta de un bien o servicio, basándose en un porcentaje de rendimiento mínimo que se desee obtener.

La tarifa de transporte en el proyecto del OCP contempla dos variables: La tarifa de capital y una tarifa adicional de gastos de Operación y mantenimiento.

4.5. 1 Calculo de la tarifa de capital:

El cálculo de esta tarifa, dará a conocer el valor mínimo a cobrar por transportar crudos pesados desde los campos ubicados en la región Oriental, hasta el Terminal marítimo OCP en la provincia de Esmeraldas.

Para él calculo de la tarifa de transporte de crudo pesado vía oleoducto, se usa la tasa interna de rendimiento (TIR) de los flujos de efectivo futuros del proyecto.

"La tasa interna de rendimiento TIR, para una propuesta de inversión es la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos de efectivo netos esperados (CF); (por sus siglas en ingles) con el valor del flujo de salida de efectivo inicial (ICO). Si los desembolsos iniciales, o costo, se producen en el momento 0, queda representada por esa tasa, **TIR**, de modo que:

$$ICO = \frac{CF_1}{(1+TIR)^1} + \frac{CF_2}{(1+TIR)^2} + \frac{CF_n}{(1+TIR)^n}$$

(3,1)

Por tanto, TIR es la tasa de interés que descuenta la corriente de futuros flujos de efectivo – CF_1 hasta CF_n – para igualar en valor presente el desembolso inicial al momento 0 ICO”¹

Partiendo del concepto de la tasa interna de rendimiento, y conociendo que los flujos de efectivo nacen de la diferencia de los ingresos de efectivo, menos los desembolsos de efectivo, entonces se deduce que:

$$\text{VAN del flujo de caja de Ingresos} = \text{VAN del flujo de caja de Egresos}$$

(3,2)

“El valor actual neto, al igual que el método de la tasa interna de rendimiento, es un enfoque de flujo de efectivo descontado a la elaboración del presupuesto de capital.

El valor presente neto (**VPN**) de una propuesta de inversión es el valor presente de los flujos netos de efectivo de la propuesta menos el flujo de salida de efectivo inicial de la propuesta.

En forma de formula tenemos:

$$\text{VPN} = \frac{CF_1}{(1+k)^1} + \frac{CF_2}{(1+k)^2} + \frac{CF_n}{(1+k)^n} - \text{ICO}$$

(3,3)

Donde (**k**) es la tasa de rendimiento requerida y todas las otras variables permanecen constantes como se había definido antes”²

De la ecuación 3.2., se descompone los ingresos y se obtiene la siguiente ecuación:

$$\text{VAN del Volumen} \times \text{Tarifa} = \text{VAN del flujo de caja de Egresos}$$

(3.4)

¹ FUENTE: VAN HORNE James C., *Fundamentos de Administración Financiera. Octava Edición. 1994. Pag. 402.*

² FUENTE: VAN HORNE James C., *Fundamentos de Administración Financiera. Octava Edición. 1994. Pag. 405.*

La ecuación 3.4, demuestra el VAN de los ingresos, y esta se obtiene de la multiplicación del volumen de barriles de crudo transportados anualmente, por el ingreso de la tarifa que tendrán estos crudos al ser transportados por el oleoducto.

De la ecuación se despeja la tarifa y se obtiene la siguiente ecuación:

$$\text{Tarifa} = \frac{\text{VAN de pago de deuda} + \text{Fracción patrimonial} - \text{VAN de los ingresos reales al Estado}}{\text{VAN de volumen}}$$

(3,5)

A continuación se presenta el cuadro con el cálculo de la tarifa de capital del proyecto OCP.

CALCULO DE LA TARIFA DE CAPITAL (OCP)

Inversión directa **319,188,565**

Año	Cuota pago de la deuda	Volumen del Estado	Volumen anual del Estado	Ingreso anual al Estado	Volumen diario	Volumen anual
2002	18,824,500	-	-	0	97,500	35,587,500
2003	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2004	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2005	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2006	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2007	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2008	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2009	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2010	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2011	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2012	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2013	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2014	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000
2015	107,578,869	-	-	0	390,000	142,350,000

VAN de la Deuda

463,546,029

VAN Ingreso del Estado

0

VAN de Volumen

622,420,862

Tarifa de Capital = **Valor presente de la deuda + Inversión directa - VAN ingreso del Estado**

VAN del volumen

Tarifa de Capital = **1.26**

4.5. 2 CALCULO DE LA TARIFA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO:

Además de la tarifa de capital obtenida mediante la formula anterior, este proyecto contempla una tarifa adicional de gastos de Operación y mantenimiento, la misma que se la obtiene sumando los costos fijos, costos variables, Tasa Municipal a los activos fijos, Impuestos a la Superintendencia, Participación a trabajadores e Impuesto a la Renta, dividido para el volumen de crudo pesado transportado anualmente.

Para él calculo de esta tarifa se considera las siguientes variables:

- Financiamiento:	70% de la inversión total en activos fijos
- Interés:	10.50% anual
- Plazo de la deuda:	13 años
- Inflación en dólares:	0%
- Costos operativos fijos:	US\$ 28.500.000
- Costos variables:	US\$ 7.460.000
- Participación trabajadores:	15%
- Impuesto a la Renta:	25%
- Impuesto Municipal a los activos fijos:	0.20%
- Impuesto a Superintendencia:	0.10%
- Volumen diario de crudo pesado transportado:	390.000 barriles
- Días operativos:	365 días
- Vida del proyecto:	20 años
- Tasa Interna de Retorno:	18%

Para la ejecución de este proyecto la empresa OCP Ltd. Ha considerado que la tasa interna de retorno mínima, para la construcción del presente oleoducto es del 18%. Esta es la tasa mínima que debe obtener un inversionista para que el proyecto sea rentable.

El calculo de la tarifa de operación y mantenimiento se presenta a continuación:

CALCULO DE LA TARIFA DE O&M (OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO)

Año	Costos Fijos	Costos variables	0.20% Impuesto Municipal	0.10% contribución Superintendencia	15% Participación Trabajadores	25% Impuesto a la Renta	Volumen anual	Tarifa O&M	Tarifa de Capital	Tarifa Total
2000										
2001										
2002	7,125,000	1,865,000	638,377	1,063,962	3,372,213	4,777,301	35,587,500	0.53	1.26	1.79
2003	28,500,000	7,460,000	611,778	1,050,662	11,594,707	16,425,834	142,350,000	0.46	1.26	1.72
2004	28,500,000	7,460,000	564,137	997,464	12,296,781	17,420,440	142,350,000	0.47	1.26	1.73
2005	28,500,000	7,460,000	522,666	944,266	13,076,516	18,525,065	142,350,000	0.48	1.26	1.74
2006	28,500,000	7,460,000	488,011	891,068	13,942,067	19,751,261	142,350,000	0.50	1.26	1.76
2007	28,500,000	7,460,000	460,890	837,870	14,902,443	21,111,794	142,350,000	0.51	1.26	1.77
2008	28,500,000	7,460,000	442,092	784,672	15,967,601	22,620,768	142,350,000	0.53	1.26	1.79
2009	28,500,000	7,460,000	432,492	731,474	17,148,544	24,293,771	142,350,000	0.55	1.26	1.81
2010	28,500,000	7,460,000	433,056	678,276	18,457,429	26,148,024	142,350,000	0.57	1.26	1.83
2011	28,500,000	7,460,000	444,850	625,078	19,907,690	28,202,560	142,350,000	0.60	1.26	1.86
2012	28,500,000	7,460,000	469,055	571,880	21,514,171	30,478,409	142,350,000	0.63	1.26	1.88
2013	28,500,000	7,460,000	506,972	518,681	23,293,275	32,998,807	142,350,000	0.66	1.26	1.91
2014	28,500,000	7,460,000	560,043	465,483	25,263,129	35,789,432	142,350,000	0.69	1.26	1.95
2015	28,500,000	7,460,000	629,858	412,285	27,443,759	38,878,659	142,350,000	0.73	1.26	1.98
2016	28,500,000	7,460,000	718,174	359,087	0	0	142,350,000	0.26	0.00	0.26
2017	28,500,000	7,460,000	611,778	305,889	0	0	142,350,000	0.26	0.00	0.26
2018	28,500,000	7,460,000	505,382	252,691	0	0	142,350,000	0.26	0.00	0.26
2019	28,500,000	7,460,000	398,986	199,493	0	0	142,350,000	0.26	0.00	0.26
2020	28,500,000	7,460,000	292,590	146,295	0	0	142,350,000	0.26	0.00	0.26
2021	28,500,000	7,460,000	186,193	93,097	0	0	142,350,000	0.25	0.00	0.25
2022	28,500,000	7,460,000	79,797	39,899	0	0	142,350,000	0.25	0.00	0.25

$$\text{Tarifa O\&M} = \frac{\text{C.fijos} + \text{c.variables} + \text{impuestos} + 15\% \text{trabajadores} + \text{Impuesto Renta}}{\text{Volumen anual}}$$

4.6. FLUJO DE EFECTIVO

Para efectuar el flujo de efectivo para este proyecto se parte de los datos de los ingresos brutos, costos fijos y variables, impuestos al Municipio y a la Superintendencia, las depreciaciones, 15 % participación trabajadores, e Impuestos a la Renta.

4.6.1 Flujo de caja con financiamiento.

A continuación se muestra el cuadro el flujo de caja del proyecto con financiamiento.

4.6.2 Flujo de caja sin financiamiento.

A continuación se muestra el cuadro el flujo de caja del proyecto sin financiamiento.

**FLUJO DE EFECTIVO DEL PROYECTO O. C. P. LTDA.
(CON FINANCIAMIENTO)**

Inversion total	1,063,961,863
Financiamiento externo (70%)	744,773,318
Financiamiento propio (30%)	319,188,565

Año	Volumen	Tarifa	Ingresos Brutos	Intereses Pagados	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciacion	Utilidad antes 15% trabajadoras	15% trabajadoras	Utilidad Tributable	Impuesto a la Renta	Utilidad antes otros impuestos	Contribuciones		utilidad Neta	Pago Capital	Depreciacion	Flujo de Efectivo	
													Municipal	Superintenden					
Financiamiento propio																			(319,188,565)
2002	35,587,500	1.79	63,595,442	18,824,500	7,125,000	1,865,000	13,299,524	22,481,418	3,372,213	19,109,205	4,777,301	14,331,904	638,377	1,063,962	12,629,565	-	13,299,524	25,929,089	
2003	142,350,000	1.72	244,657,337	78,201,188	28,500,000	7,480,000	53,188,094	77,288,044	11,594,707	65,703,338	16,425,834	49,277,503	611,778	1,050,662	47,615,063	29,377,871	53,188,094	71,435,486	
2004	142,350,000	1.73	246,253,178	75,118,543	28,500,000	7,480,000	53,188,094	81,876,541	12,286,781	69,691,760	17,420,440	52,261,320	584,137	897,464	50,699,718	32,462,326	53,188,094	71,435,486	
2005	142,350,000	1.74	248,042,888	71,707,899	28,500,000	7,480,000	53,188,094	87,176,775	13,076,516	74,100,259	18,526,065	55,575,194	522,666	944,266	54,108,262	35,870,871	53,188,094	71,435,486	
2006	142,350,000	1.76	250,046,763	67,941,557	28,500,000	7,480,000	53,188,094	92,947,111	13,842,067	79,005,044	19,751,261	59,253,783	488,011	891,068	57,874,704	39,637,312	53,188,094	71,435,486	
2007	142,350,000	1.77	252,287,352	63,778,840	28,500,000	7,480,000	53,188,094	99,349,818	14,802,443	84,447,176	21,111,794	63,335,382	480,890	837,870	62,036,622	43,799,230	53,188,094	71,435,486	
2008	142,350,000	1.79	254,769,488	59,180,720	28,500,000	7,480,000	53,188,094	106,450,874	15,967,601	90,483,073	22,620,768	67,862,304	442,092	784,872	66,635,541	46,398,149	53,188,094	71,435,486	
2009	142,350,000	1.81	257,580,636	54,096,915	28,500,000	7,480,000	53,188,094	114,323,827	17,148,544	97,175,083	24,289,771	72,881,312	432,492	731,474	71,717,346	53,479,854	53,188,094	71,435,486	
2010	142,350,000	1.83	260,691,140	48,483,520	28,500,000	7,480,000	53,188,094	123,049,526	18,457,429	104,592,097	26,148,024	78,444,073	439,058	678,278	77,332,741	59,095,350	53,188,094	71,435,486	
2011	142,350,000	1.86	264,154,533	42,278,508	28,500,000	7,480,000	53,188,094	132,717,931	19,907,890	112,810,242	28,202,580	84,607,881	444,850	625,076	83,537,753	65,300,361	53,188,094	71,435,486	
2012	142,350,000	1.88	268,007,870	35,421,970	28,500,000	7,480,000	53,188,094	143,427,806	21,514,171	121,913,635	30,478,409	91,435,226	489,055	571,880	90,394,282	72,158,899	53,188,094	71,435,486	
2013	142,350,000	1.91	272,282,091	27,845,495	28,500,000	7,480,000	53,188,094	155,286,502	23,283,275	131,995,228	32,898,907	98,996,420	506,972	518,681	97,970,766	79,733,374	53,188,094	71,435,486	
2014	142,350,000	1.95	277,052,443	19,473,491	28,500,000	7,480,000	53,188,094	168,420,857	25,283,129	143,157,729	35,789,432	107,368,296	590,043	465,493	106,342,770	88,105,378	53,188,094	71,435,486	
2015	142,350,000	1.98	282,336,916	10,222,426	28,500,000	7,480,000	53,188,094	182,958,395	27,443,759	155,514,636	38,878,669	116,636,977	629,669	412,285	115,593,834	97,356,443	53,188,094	71,435,486	
2016	142,350,000	0.26	37,097,261	0	28,500,000	7,480,000	53,188,094	(52,120,833)		(52,120,833)		(52,120,833)	718,174	369,087	(53,188,094)	-	53,188,094	(0)	
2017	142,350,000	0.26	36,877,667	0	28,500,000	7,480,000	53,188,094	(52,280,427)		(52,280,427)		(52,280,427)	611,778	305,889	(53,188,094)	-	53,188,094	(0)	
2018	142,350,000	0.26	36,718,073	0	28,500,000	7,480,000	53,188,094	(52,440,021)		(52,440,021)		(52,440,021)	505,382	252,691	(53,188,094)	-	53,188,094	(0)	
2019	142,350,000	0.26	36,559,479	0	28,500,000	7,480,000	53,188,094	(52,599,616)		(52,599,616)		(52,599,616)	398,968	199,483	(53,188,094)	-	53,188,094	(0)	
2020	142,350,000	0.26	36,398,884	0	28,500,000	7,480,000	53,188,094	(52,759,210)		(52,759,210)		(52,759,210)	292,590	148,295	(53,188,094)	-	53,188,094	(0)	
2021	142,350,000	0.25	36,239,290	0	28,500,000	7,480,000	53,188,094	(52,918,804)		(52,918,804)		(52,918,804)	186,189	83,097	(53,188,094)	-	53,188,094	(0)	
2022	142,350,000	0.25	36,079,696	0	28,500,000	7,480,000	53,188,094	(53,078,398)		(53,078,398)		(53,078,398)	79,797	39,699	(53,098,571)	-	39,698,571	(0)	

VAN de Flujo de caja= \$319,188,565

TIR= 18%

Tasa de descuento= 13%
VAN 13%= \$409,850,150

**FLUJO DE EFECTIVO DEL PROYECTO O.C.P. LTDA.
(SIN FINANCIAMIENTO)**

Año	Volumen	Tarifa	Ingresos Brutos	Intereses Pagados	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciacion	Utilidad antes 5% trabajadores	15% trabajadores	Utilidad Tributable	Impuesto a la Renta	Utilidad antes otros impuestos	Contribuciones		utilidad Neta	Pago Capital	Depreciacion	Flujo de Efectivo	
													Municipal	Superintenden					
Total proyecto																			(1.063.991.863)
2002	35.587.500	1.81	67.806.413	0	7.125.000	1.665.000	13.299.524	45.518.890	8.827.533	38.689.356	9.872.339	29.017.017	2.127.924	1.063.962	25.825.131	-	13.299.524	39.124.655	
2003	142.350.000	1.81	257.032.582	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	187.874.488	25.161.173	142.693.315	35.873.329	107.019.886	2.101.325	1.050.882	103.867.899	-	53.198.094	157.066.089	
2004	142.350.000	1.82	258.569.668	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	169.411.574	25.411.736	143.999.838	35.889.859	107.899.878	1.894.929	997.484	105.007.485	-	53.198.094	158.205.580	
2005	142.350.000	1.83	260.294.434	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	171.138.339	25.870.451	145.485.889	36.366.472	108.089.416	1.888.532	944.286	106.288.818	-	53.198.094	159.484.712	
2006	142.350.000	1.84	262.228.586	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	173.068.492	26.060.274	147.108.218	36.777.055	110.331.184	1.782.136	891.068	107.657.860	-	53.198.094	160.856.054	
2007	142.350.000	1.86	264.387.801	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	175.228.807	26.284.471	148.945.336	37.236.334	111.709.002	1.675.740	837.970	109.185.392	-	53.198.094	162.393.486	
2008	142.350.000	1.87	268.802.439	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	177.844.345	26.848.652	150.997.693	37.749.423	113.248.270	1.589.344	784.672	110.894.254	-	53.198.094	164.092.348	
2009	142.350.000	1.89	269.498.790	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	180.338.698	27.050.604	153.287.892	38.321.973	114.865.919	1.482.948	731.474	112.771.498	-	53.198.094	165.969.592	
2010	142.350.000	1.91	272.500.334	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	183.342.240	27.501.338	155.840.904	38.860.226	116.880.678	1.358.531	678.278	114.845.851	-	53.198.094	168.049.945	
2011	142.350.000	1.94	275.845.537	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	186.687.443	28.003.116	158.684.328	39.671.082	118.013.245	1.250.155	625.078	117.138.012	-	53.198.094	170.336.106	
2012	142.350.000	1.96	279.668.273	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	190.410.179	28.551.527	161.848.652	40.462.163	121.386.489	1.149.759	571.880	119.670.850	-	53.198.094	172.866.944	
2013	142.350.000	1.99	283.708.180	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	194.550.088	29.182.513	165.367.573	41.341.893	124.025.660	1.037.353	518.681	122.469.536	-	53.198.094	175.667.730	
2014	142.350.000	2.09	288.309.085	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	199.150.871	29.872.848	169.278.023	42.319.581	126.858.744	930.967	485.483	125.562.264	-	53.198.094	178.780.366	
2015	142.350.000	2.08	293.419.328	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	204.281.234	30.639.185	173.622.049	43.405.512	130.218.536	824.570	412.285	128.979.681	-	53.198.094	182.177.775	
2016	142.350.000	1.59	228.837.316	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	137.779.221	20.686.683	117.112.338	29.278.085	87.834.254	718.174	359.087	86.753.892	-	53.198.094	139.955.086	
2017	142.350.000	1.59	228.777.721	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	137.819.627	20.642.944	118.976.683	29.244.171	87.732.512	611.778	305.889	86.814.845	-	53.198.094	140.012.939	
2018	142.350.000	1.59	228.818.127	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	137.460.039	20.619.005	116.841.029	29.210.257	87.630.771	505.382	262.691	86.872.698	-	53.198.094	140.070.792	
2019	142.350.000	1.59	228.438.539	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	137.300.439	20.595.066	116.705.373	29.178.343	87.529.030	399.966	199.493	86.830.551	-	53.198.094	140.128.645	
2020	142.350.000	1.59	228.299.936	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	137.140.844	20.571.127	116.569.719	29.142.429	87.427.268	282.590	148.285	86.868.404	-	53.198.094	140.186.498	
2021	142.350.000	1.59	228.139.344	0	28.500.000	7.460.000	53.198.094	136.981.250	20.547.187	116.434.062	29.108.516	87.325.547	188.189	83.097	87.048.257	-	53.198.094	140.244.351	
2022	142.350.000	1.59	228.979.750	0	28.500.000	7.460.000	39.898.571	150.121.178	22.518.177	127.603.002	31.900.751	85.702.252	79.797	39.899	85.582.556	-	39.898.571	135.481.127	

VAN de Flujo de caja= 253.886.977
TIR 13%

4.7. RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Partiendo de los flujos de efectivo, se calcula la Tasa interna de retorno (T I R) para determinar la rentabilidad que tendrá el proyecto.

Para establecer la rentabilidad del proyecto se utilizó la ecuación 3.1 en el cálculo de la TIR, y la ecuación 3.3 para el calculo del valor actual neto del flujo de efectivo, dando como resultado una tasa del 18%, lo que demuestra que el proyecto es rentable y que cumple la tasa mínima exigida con un valor actual neto de \$ 319.188.565 dólares americanos.

Aplicando una tasa de descuento de 13%, la rentabilidad del proyecto da como resultado un Valor Actual Neto de **US\$ 409.950.150.**

Concluimos que el proyecto con este financiamiento es optimo, ya que el apalancamiento que produce la fracción de deuda cumple con la rentabilidad deseada por el inversionista.

4.8 ANALISIS DEL PUNTO DE EQUILIBRIO DE BENEFICIOS

El punto de equilibrio de beneficios es el volumen de ventas donde no exista ni pérdidas ni ganancias.

El análisis del punto de equilibrio de beneficios es el impacto del volumen de producción sobre los costos y beneficios, puesto que la meta no es operar en el mismo punto de equilibrio, el estudio nos sirve para analizar el comportamiento de los gastos fijos y variables para tomar las decisiones que se puede adoptar sobre los costos y para determinar los ingresos a fin de conseguir un beneficio.

4.8.1 Punto de equilibrio de beneficios expresada en unidades

Este punto de equilibrio se determina empleando ecuaciones y técnicas gráficas y se puede expresar en unidades o en la cantidad de ventas en efectivo.

La ecuación aplicada en este caso es la siguiente:

$$\text{Ingresos} = \text{gastos fijos} + \text{gastos variables} + \text{utilidad}$$

Definiciones:

Costos fijos: Son los que permanecen invariables para un determinado tiempo y volumen de producción.

Costos variables: Son aquellos que varían directamente con los cambios en el volumen de producción.

El precio de venta unitario: Esta dado por el valor de la tarifa.

Punto de equilibrio: No existen beneficios. Utilidad = cero

La ecuación aplicada indica que si la empresa vendiera el número de unidades encontrada alcanzaría el Punto de Equilibrio, sin embargo, no se debe suponer que cuando el volumen es exactamente al número de unidades vendidas existirían estas condiciones, ya que se debe estimar el volumen de producción antes de establecer los costos fijos y variables.

Puede que no se alcance el punto de equilibrio ya que los ratios reales ³de costo pueden variar respecto a los previstos.

En el análisis se emplean los gastos variables unitarios y no los totales, ya que los gastos variables totales se pueden calcular únicamente después de determinar el volumen de actividad.

A continuación se muestra el cuadro del Punto de equilibrio (P.E) expresado en unidades en donde se establece las unidades que se han de vender en el punto de equilibrio.

³ EL RATIO DE COSTOS VARIABLES se define como los costos variables divididos para las ventas Este ratio se puede determinar también restando el ratio del margen de contribución del 100%. Tomado de " Contabilidad de costos 2º L.G. Rayburn . capitulo 12 pp 463-468.

PUNTO DE EQUILIBRIO EXPRESADO EN UNIDADES

Año	Tarifa	ventas	Gastos fijos	Gastos variables	Utilidad	No.unidades en el Punto de Equilibrio
2002	1.79	8,990,000	7,125,000	1,865,000	0	5,030,732
2003	1.72	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	20,922,757
2004	1.73	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	20,787,167
2005	1.74	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	20,637,183
2006	1.76	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	20,471,795
2007	1.77	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	20,289,983
2008	1.79	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	20,090,727
2009	1.81	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	19,873,023
2010	1.83	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	19,635,903
2011	1.86	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	19,378,452
2012	1.88	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	19,099,835
2013	1.91	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	18,799,319
2014	1.95	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	18,476,307
2015	1.98	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	18,130,359
2016	0.26	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	138,209,627
2017	0.26	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	138,807,749
2018	0.26	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	140,019,664
2019	0.26	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	140,633,599
2020	0.25	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	141,252,933
2021	0.25	35,960,000	28,500,000	7,460,000	0	141,877,749

P.E = Punto de equilibrio

Utilidad en el PE = 0

Ventas = Gasto fijo + Gasto variable + Utilidad

Ventas = (No. unidades en PE) x (tarifa) =

No. unidades en PE = (Costo fijo + costo variable + utilidad) / tarifa

4.8.2 Punto de equilibrio de beneficios expresada en Valores

Los datos anteriores se emplean también para determinar el valor de las ventas para el punto de equilibrio.

Después de obtener el número de unidades necesarias para alcanzar el Punto de equilibrio (P E), se multiplica estas unidades por el precio de venta unitario (tarifa) para obtener el valor de las ventas en el Punto de equilibrio, bien expresando los gastos variables unitarios como un porcentaje del valor de las ventas, o determinando el ratio del margen de contribución, que resulta del ratio entre el margen de contribución unitario y el precio de venta unitario.

A continuación se muestra el cuadro del Punto de equilibrio (P.E) expresado en valores.

PUNTO DE EQUILIBRIO EXPRESADO EN VALORES

Año	Valor Unitario de venta	Ingreso total	Gastos variables	Costo de venta unitario	Gastos fijos	Margen de contribución unitaria	% contribución unitaria	Utilidad	No. Barriles en el Punto de Equilibrio	Punto de Equilibrio en Valores
2002	1.79	8,990,000	1,865,000	0.37	7,125,000	1.42	79%	0	5,030,732	8,990,000
2003	1.72	35,960,000	7,460,000	0.36	28,500,000	1.36	79%	0	20,922,757	35,960,000
2004	1.73	35,960,000	7,460,000	0.36	28,500,000	1.37	79%	0	20,787,167	35,960,000
2005	1.74	35,960,000	7,460,000	0.36	28,500,000	1.38	79%	0	20,637,183	35,960,000
2006	1.76	35,960,000	7,460,000	0.36	28,500,000	1.39	79%	0	20,471,795	35,960,000
2007	1.77	35,960,000	7,460,000	0.37	28,500,000	1.40	79%	0	20,289,983	35,960,000
2008	1.79	35,960,000	7,460,000	0.37	28,500,000	1.42	79%	0	20,090,727	35,960,000
2009	1.81	35,960,000	7,460,000	0.38	28,500,000	1.43	79%	0	19,873,023	35,960,000
2010	1.83	35,960,000	7,460,000	0.38	28,500,000	1.45	79%	0	19,635,903	35,960,000
2011	1.86	35,960,000	7,460,000	0.38	28,500,000	1.47	79%	0	19,378,452	35,960,000
2012	1.88	35,960,000	7,460,000	0.39	28,500,000	1.49	79%	0	19,099,835	35,960,000
2013	1.91	35,960,000	7,460,000	0.40	28,500,000	1.52	79%	0	18,799,319	35,960,000
2014	1.95	35,960,000	7,460,000	0.40	28,500,000	1.54	79%	0	18,476,307	35,960,000
2015	1.98	35,960,000	7,460,000	0.41	28,500,000	1.57	79%	0	18,130,359	35,960,000
2016	0.26	35,960,000	7,460,000	0.05	28,500,000	0.21	79%	0	138,209,627	35,960,000
2017	0.26	35,960,000	7,460,000	0.05	28,500,000	0.21	79%	0	138,807,749	35,960,000
2018	0.26	35,960,000	7,460,000	0.05	28,500,000	0.20	79%	0	140,019,664	35,960,000
2019	0.26	35,960,000	7,460,000	0.05	28,500,000	0.20	79%	0	140,633,599	35,960,000
2020	0.25	35,960,000	7,460,000	0.05	28,500,000	0.20	79%	0	141,252,933	35,960,000
2021	0.25	35,960,000	7,460,000	0.05	28,500,000	0.20	79%	0	141,877,749	35,960,000

P.E = Punto de Equilibrio

Costo de venta unitario = Costo variable / No. Barriles en PE

Margen Contribución Unitario (MCU) = (Valor de venta unitario) - (Valor de costo unitario)

% contribución Unitaria = M. C. U. / Valor Unit de venta

PUNTO de EQUILIBRIO = Gastos fijos / % contribucion Unitaria

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

La construcción del sistema de crudos pesados, permitirá que en 25 meses se ejecute en el país una inversión estimada en US\$ 1.100 millones, o sea US\$ 550.000. cada año De esto el 60% corresponde a importación de bienes de capital y el resto inversión local. Esto representa el 0.98% del PIB de este año (\$ 20.487 millones), o sea que si la economía crece como se prevé al 4% alrededor de un punto porcentual, se debe al OCP.

Si bien el objetivo central del oleoducto es generar la posibilidad de exportar y transportar mas petróleo, en esta fase de construcción hay un impacto interesante en la generación del empleo, ingresos por impuestos a las importaciones y la actividad económica sobre todo para el sector de la construcción o metalmecánica.

El periodo de construcción del oleoducto de crudos pesados ha creado un impacto directo con la reactivación de la producción con una serie de efectos multiplicadores en los sectores económicos relacionados con el proyecto como son: la agricultura, ganadería, pesca, y producción de cemento.

En lo social, se espera que la construcción del OCP genere \$43.000 puestos de trabajo directo e indirectos, en su mayoría a personas de escasos recursos económicos y, geográficamente el mayor impacto de empleo directo sea en beneficio de las cuatro regiones del área de influencia del proyecto: Pichincha, Sucumbios, Esmeraldas y Napo.

El OCP ha generado también un efecto multiplicador en otras ramas económicas como transporte, servicios mecánicos, repuestos, combustible, textiles, servicios de restaurantes y hoteles.

Ha dinamizado fuertemente al sector de la construcción que durante el año 2002 de iniciación del proyecto alcanzó tasas reales de expansión del 10.5%,

Además, el país se beneficia por el pago de impuestos y aranceles, la inversión directa y el financiamiento que demanda la obra.

El fisco se beneficia por el pago de Impuesto al Valor Agregado (IVA) y, por el pago de impuesto a la renta que OCP pagara alrededor de US\$ 26 millones.

Durante el plazo del contrato el efecto positivo que registrara la Balanza de Pagos es de unos US\$ 26 mil millones, mientras que el saldo neto positivo al fisco será de por lo menos US\$ 5.800 millones, debido a que recibirá ingresos fiscales petroleros netos de US\$ 3.800 millones como consecuencia de las exportaciones de crudos pesados, debido a la participación que el Estado tiene dentro de los contratos suscritos con las compañías privadas.

Para la construcción el OCP, ha requerido de la importación de maquinarias, materiales como tuberías, bombas, equipos para tanques de almacenamiento, repuestos, entre otros, este volumen de importaciones ha impactado en la Balanza Comercial del país.

El beneficio económico de la construcción del OCP en la producción del país es a través del efecto directo que esta obra a tenido en el sector de la construcción y en el Producto Interno Bruto (PIB).

El efecto neto positivo en la balanza de pagos durante el periodo de construcción será de US\$ 608 millones en cada año que se convierte en un aumento de las reservas internacionales.

Se calcula que el proyecto genera aranceles por las importaciones de maquinarias y equipos en alrededor de US\$ 150 millones en cada año mientras que por las exportaciones de crudos pesados del Estado, deducidas las participaciones de ley, recibirá un valor neto US\$ 340 millones en el primer año de operación.

Según el Banco Central del Ecuador OCP Ecuador S.A. invirtió en el país US\$ 756 millones en el año 2002, que representa el 40% del total de la producción nominal de la actividad constructora que es US\$ 1.891 millones, y el 3.1% del PIB nominal del país.

Según El BCE entre enero y noviembre del 2002 la empresa OCP Ecuador S.A. importó un total de US\$ 257 millones que representan el 15% del total de las importaciones de bienes de capital del país, este efecto elevará la Balanza Comercial al incluir la importaciones del las subcontratistas.

Las empresas petroleras deberán realizar nuevas inversiones en sus campos con el fin de aumentar su producción, lo que constituye un beneficio indirecto de la construcción del oleoducto que se extenderá por un año.

Como política del Estado los nuevos ingresos que se obtendrán serán destinados a obras de interés social que repercuten en un desarrollo social sostenible.

5.2. RECOMENDACIONES

Con respecto al análisis financiero del proyecto OCP, debemos señalar que la empresa partió desde una Tasa interna de Retorno mínima para aceptar el proyecto de 18%.

Para calcular los ingresos brutos se partió de la suma de dos tarifas la primera correspondiente a la tarifa de capital que fue de 1.26 dólares y la otra segunda tarifa de Operación y Mantenimiento la misma que se obtuvo de la suma de todos los costos e impuestos sobre el volumen total anual.

Con el valor de las inversiones, costos, los ingresos, etc., y demás datos incluyendo el financiamiento, las depreciaciones, llegamos a establecer el flujo de efectivo del proyecto en donde se concluye que el valor actual neto de este proyecto es de 319.188.565 con lo que se comprobó que la tasa interna de retorno mínima es el 18%, requerido, mientras que con una tasa de descuento del 13% su VAN fue de US\$ 409.950.150.

No es necesario que este proyecto sea financiado en el 100% por el inversionista por cuanto la TIR sin financiamiento disminuye al 13% y el valor actual neto se incrementa a US\$ 764.372.870, ocasionando que la tarifa de capital por el transporte sin financiamiento suba de 1.26 a 1.33 dólares y lo por lo tanto aumente la tarifa total

Por lo tanto se recomienda que el proyecto continúe con su ejecución en las condiciones actuales y con los supuestos establecidos.

En el caso de que la capacidad del oleoducto llegue a la máxima capacidad, podemos hablar de US\$ 400.000 millones al año, de este monto el 20% o sea 80 millones se recomienda que sea destinado al fondo de Estabilización.

Efectuando la recompra de la Deuda y bajando el pago de los intereses se dispondría de un remanente de 280 millones para pago de la deuda,, con lo que se produciría un ahorro adicional en el pago de intereses de 40 millones, los cuales sumados a los 80 millones anteriores nos con lo que se dispondría de 120 millones para el Fondo de Estabilización.

ANEXOS

1 ANTECEDENTES Y CRONOLOGÍA DE LOS HECHOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS.-

- Marzo 13 del 2000. Reforma a la Ley de Hidrocarburos con el objetivo de modernizar el sector, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 34 del 13 de marzo del 2000.
- Abril 5 del 2000. El Presidente Constitucional de la República, mediante Decreto Ejecutivo publicado en el Registro Oficial No.57 del 13 de abril, crea la Comisión Especial Asesora para la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados.
- Abril 13 del 2000. Wilfrido Lucero Bolaños, Henry Llanes Suárez, diputados del partido Izquierda Democrática presentaron una "Demanda de Inconstitucionalidad" por el fondo, del Artículo 46, tercer inciso de la Ley Trole I por medio de la cual se plantea la anulación de las disposiciones legales que permiten la posibilidad de construir ductos principales privados por la empresa privada, aduciendo violación constitucional.
- Julio 18 del 2000. El Tribunal Constitucional rechazó la demanda presentada por la Izquierda Democrática.
- Julio 19 del 2000. El Presidente Constitucional de la República firma Decreto Ejecutivo No. 592 que contiene el Reglamento para la construcción y operación de ductos principales privados para el transporte de hidrocarburos.
- Julio 20 del 2000. El Ministro de Energía y Minas, en cadena nacional de televisión, invitó a las compañías privadas nacionales y extranjeras a que presenten sus propuestas para la construcción del OCP.
- Agosto 24 del 2000. La compañía Williams presenta la Solicitud de Autorización para construir el OCP al Ministro de Energía.
- Agosto 29 del 2000. OCP Ltd. presenta Solicitud de Autorización para el OCP.

- Agosto 31 del 2000. El Cuerpo de Ingenieros del Ejército presenta su Solicitud de Autorización para la construcción del OCP.
- Septiembre 1 del 2000. Apertura pública de las Solicitudes de Autorización (Ministerio de Energía).
- Septiembre 10 del 2000. El Ministro de Energía crea una "Comisión Especial" para analizar las propuestas.
- Septiembre 25 del 2000. El Ministro de Energía presenta al Señor Presidente de la República el Informe de la Comisión Especial, por medio del cual:
 - La empresa Williams tiene capacidad legal, económica y técnica para construir y operar el Oleoducto de Crudos Pesados, de acuerdo a la Ley y al Decreto No. 592.
 - El Cuerpo de Ingenieros del Ejército no tiene aptitud legal para ser beneficiario de una autorización directa y para suscribir con el Gobierno un Convenio para la construcción y operación del OCP de acuerdo a lo estipulado en el Art. 3 de la Ley de Hidrocarburos. Adicionalmente, el Cuerpo de Ingenieros no tiene la capacidad económica, técnica ni operativa para construir el OCP.
- Noviembre 16 del 2000. El Presidente Gustavo Noboa invita a los representantes de OCP Ltd. y Williams al Palacio Nacional para informarles que el Gobierno Nacional autoriza a las dos empresas empezar negociaciones con el Ministerio de Energía para la construcción del OCP.
- Noviembre 23 del 2000. Se publica en el Registro Oficial No. 210, del 23 de noviembre del 2000, la autorización a las compañías Williams y OCP Ltd. para construir el OCP.
- Diciembre 7 del 2000. La empresa Williams se retira del proceso, aduciendo que no ha llegado a ningún acuerdo con las compañías productoras de crudo.
- Diciembre, 2000. La Empresa OCP Ltd. empieza negociaciones con el Ministro de Energía y Minas.
- Febrero 15 del 2001. OCP del Ecuador S.A. firma el Contrato de Autorización para la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados con el Gobierno Ecuatoriano.

- Firma del contrato de inversión entre el Estado Ecuatoriano, representado por el Ministro de Comercio, Industrialización y Pesca a favor de las compañías del Oleoducto de Crudos Pesados OCP Ltd. y Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.
- Firma del Convenio de Pre-inicio de la Construcción entre OCP Ecuador S.A. y Techint.
- Junio 6 del 2001. Aprobación del Estudio de Impacto Ambiental por parte de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.
- Junio 7 del 2001. El Ministerio de Ambiente ratifica la aprobación del EIA y otorga la Licencia Ambiental.
- Junio 26 del 2001. Firma del Convenio para compartir el Derecho de Vía del SOTE entre Petroecuador y OCP Ecuador S.A.
 - Firma del Acuerdo Ministerial en el que se declara de utilidad pública el derecho de vía del OCP por parte del Ministerio de Energía y Minas.
- Julio 3 del 2001. Firma del Contrato de Construcción entre OCP Ecuador S.A. y Techint International.
- Octubre 1, 2001. El Municipio del Distrito Metropolitano de Quito aprueba la construcción del OCP a través del territorio del Distrito Metropolitano.

2 DECRETO DEL OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS (OCP)

OLEODUCTO DE CRUDO PESADO (OCP)

TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS DE PROPIEDAD PRIVADA.

Decreto Ejecutivo No. 592. RO/ 129 de 27 de Julio del 2000.

Gustavo Noboa Bejarano

PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPUBLICA

Considerando:

Que el artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos reformado por el artículo 46 de la Ley para la Transformación Económica del Ecuador, publicada en el Registro Oficial No. 34, Suplemento de 13 de marzo del 2000, y reformado a su vez por el artículo 7 de la Ley No. 2000-10, publicada en el Registro Oficial No. 48, Suplemento de 31 de marzo del 2000, establece que el transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, su refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización, serán realizados por PETROECUADOR o por empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esas actividades, legalmente establecidas en el país, asumiendo la responsabilidad y riesgos exclusivos de su inversión y sin comprometer recursos públicos;

Que la indicada disposición prevé que cuando las actividades señaladas en el párrafo precedente sean realizadas en el futuro por empresas privadas que tengan o no contratos suscritos de exploración y explotación de hidrocarburos, éstas asumirán la responsabilidad y riesgos exclusivos de la inversión sin comprometer recursos públicos, y podrán hacerlo, siempre que obtengan autorización directa expedida por el Presidente de la República, mediante Decreto Ejecutivo, previo el informe del Ministro del Ramo, autorizándolas a ejecutar cualquiera de esas actividades;

Que dichas empresas también podrán ser autorizadas para realizar actividades de transporte por ductos construyéndolos u operándolos a través de compañías relacionadas, por sí solas o en asociación con compañías especializadas en tales actividades;

Que en el caso de ductos principales privados para el transporte de hidrocarburos, por tratarse de un servicio público, el Ministro del Ramo previa autorización del Presidente de la República y contando con el informe favorable del Procurador General del Estado, celebrará con la empresa o consorcio autorizados, el respectivo contrato que regulará los términos y condiciones bajo los cuales podrá construir y operar tales ductos principales privados;

Que el artículo 61 de la Ley de Hidrocarburos dispone que el funcionamiento inicial de un oleoducto o de un gasoducto requerirá de un permiso de operación del Ministerio del Ramo, el que será otorgado previo un informe técnico de eficiencia y seguridad;

Que mediante Ley No. 2000-4, publicada en el Registro Oficial No. 34, Suplemento de 13 de marzo del 2000, se modifican los artículos 62 y 64 de la Ley de Hidrocarburos, respecto a la fijación de tarifas y acceso al transporte por ductos principales privados;

Que es necesario reglamentar las disposiciones legales antes citadas; y,
En ejercicio de las facultades que le confiere el numeral 5 del artículo 171 de la Constitución Política de la República.

Decreta:

El siguiente REGLAMENTO PARA LA CONSTRUCCION Y OPERACION DE DUCTOS PRINCIPALES PRIVADOS PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.

Art. 1.- TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS: El transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos principales privados podrá ser realizado por personas jurídicas nacionales o extranjeras, o uniones de personas jurídicas, tales como consorcios o asociaciones, de reconocida experiencia en esas actividades.

Art. 2.- REGULACION DEL TRANSPORTE: Las actividades de transporte de hidrocarburos están sujetas a las regulaciones que establezca el Ministerio de Energía y Minas, conforme al artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos.

Art. 3.- AUTORIZACION: Las actividades de transporte de hidrocarburos a cargo de empresas privadas que tengan o no contratos suscritos de exploración y explotación de hidrocarburos, por oleoductos, poliductos y gasoductos, será autorizada por el Presidente de la República, mediante Decreto Ejecutivo, previo el informe del Ministro de Energía y Minas.

Art. 4.- CONSTRUCCION Y OPERACION DE DUCTOS PRINCIPALES PRIVADOS: Una empresa o consorcio de empresas nacionales o extranjeras, con sujeción a los procedimientos establecidos en la Ley de Hidrocarburos, en este reglamento y las demás normas que fueren pertinentes, podrá diseñar, construir y operar ductos principales privados, con una capacidad de evacuación y ruta autorizada por el Ministerio de Energía y Minas, asumiendo la responsabilidad y riesgo de la totalidad de la inversión, costos y gastos, y prestar dicho servicio, previo la celebración de un contrato con el Estado ecuatoriano, en el que se regularán los términos y condiciones bajo los cuales podrá construir y operar tales ductos principales privados.

En el caso de la construcción y operación de ductos principales privados, por tratarse de un servicio público, el Presidente de la República, previa la calificación de los antecedentes de las personas jurídicas nacionales o extranjeras, o uniones de personas jurídicas, autorizará al Ministro de Energía y Minas la suscripción del correspondiente contrato que regulará los términos y condiciones bajo los cuales se podrá construir y operar los ductos principales privados de los cuales se tratare.

Las o las empresas o consorcio de empresas constructoras y operadoras de un ducto principal privado, cuya idoneidad será calificada por el Ministerio de Energía y Minas, podrán ser nacionales o extranjeras, legalmente establecidas en el país, con personalidad jurídica o como unión de empresas, tales como consorcios o asociaciones, cuyos integrantes responderán solidariamente por las obligaciones que se deriven del contrato, sin perjuicio de la obligación contenida en el último inciso del artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos.

Art. 5.- CARACTERISTICAS TECNICAS DE UN DUCTO PRINCIPAL PRIVADO: El diseño de un ducto principal privado contemplará el tendido de la tubería, la ruta, las estaciones de bombeo y reductoras de presión, el almacenamiento, el sistema SCADA y de telecomunicaciones, los sistemas de medición, las interconexiones, el despacho, las obras viales para una operación eficiente y confiable y demás elementos necesarios para su construcción y operación.

Art. 6.- RESPONSABILIDAD Y RIESGO: Las empresas autorizadas, podrán construir, mantener en propiedad o tenencia y operar tales ductos principales privados, asumiendo la responsabilidad y riesgo de la inversión, sin comprometer recursos públicos, esto es, sin que el Estado o sus instituciones tengan que realizar inversiones en el capital o financiar o garantizar créditos requeridos para tales efectos.

La responsabilidad y riesgo de la inversión comprende la gestión, administración y control de todas las actividades relacionadas con la construcción, propiedad o tenencia y operación de los ductos principales privados y la prestación del correspondiente servicio público de transporte de hidrocarburos, así como la obligación de pagar todos los costos y gastos

relacionados y el derecho a percibir y administrar los ingresos provenientes de esas actividades

En el caso de que la autorización se conceda a uniones de personas jurídicas que no constituyan una nueva persona jurídica distinta de sus miembros, tales como consorcios o asociaciones, sus integrantes responderán solidariamente por las obligaciones que se deriven de las actividades antes descritas, sin perjuicio de la obligación contenida en el último inciso del artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos.

Art. 7.- REQUISITOS: Las personas jurídicas nacionales o extranjeras, o uniones de personas jurídicas interesadas en construir y operar un ducto principal privado, presentarán una solicitud en tal sentido al Ministro de Energía y Minas, que deberá contener la siguiente información:

- a. Certificado de existencia legal de la persona jurídica solicitante expedido por autoridad competente de su país de origen, debidamente legalizado por Cónsul ecuatoriano, y el compromiso de establecer una sucursal en el país, en el caso de ser autorizada a construir y operar el ducto principal privado. Si la solicitud es presentada por una unión de personas jurídicas, a más de lo ya señalado, aun cuando la unión constituya una nueva persona jurídica distinta, cada una de ellas deberá cumplir con este requisito;
- b. Estados Financieros auditados de los últimos tres años de la solicitante. Si la solicitud es presentada por una unión de personas jurídicas, cada una de ellas deberá cumplir con este requisito. Si la persona jurídica solicitante ha sido constituida específicamente para ejecutar el proyecto, deberá presentarse los estados financieros de los últimos tres años de las empresas socias de la persona jurídica solicitante o de las casas matrices de las empresas socias;
- c. Los documentos certificados por autoridad competente o notariados, sobre los ductos que la persona jurídica solicitante o sus empresas relacionadas tengan en operación o propiedad o hayan construido en otros países para el transporte de hidrocarburos, y su capacidad de transporte. Si la persona jurídica solicitante ha sido constituida específicamente para ejecutar el proyecto, deberá presentar la información antes referida relativa a por lo menos uno de sus socios; si la solicitud es presentada por una unión de personas jurídicas, por lo menos una de las integrantes deberá presentar la información;
Para los efectos antes previstos se entenderá como empresa relacionada de la solicitante cualquier otra entidad que controla directa o indirectamente a la solicitante o es controlada directa o indirectamente por la solicitante o se encuentre sujeta al control común de la solicitante. Existirá control cuando una entidad tiene la propiedad de 50% o más de las acciones de otra entidad. En la relación entre la solicitante y cada uno de sus accionistas, siempre se entenderá que los accionistas son compañías relacionadas de la solicitante, aunque su participación accionaria en la solicitante fuese inferior al 50%;
- d. Los estudios económicos y financieros que establezcan la viabilidad del proyecto a realizarse, incluyendo un presupuesto estimado de construcción, cronograma de actividades y fuentes de financiamiento; forma de determinación de las tarifas, condiciones para acceder a los servicios de transporte, determinación del período de amortización de la inversión, derechos y obligaciones de las partes contratantes y garantías contractuales sobre el cumplimiento de obligaciones de la empresa autorizada;
- e. Las bases o términos de referencia para el estudio de impacto ambiental y de los correspondientes planes de manejo de acuerdo con la Ley de Gestión Ambiental;
- f. Información técnica y mapas del ducto principal privado, que se refieran a la ruta propuesta, y una descripción de los parámetros de diseño del ducto y las correspondientes estaciones de bombeo y reductoras de presión, instalaciones de almacenamiento, sistemas SCADA y de telecomunicaciones, sistemas de medición en los centros de entrega y de recepción, las interconexiones en las terminales de exportación con ductos existentes y con refinerías, el

despacho y las obras viales para una operación eficiente y confiable, los terminales e instalaciones en tierra y costa afuera y la localización de los centros de entrega y de recepción de los hidrocarburos;

g. La certificación de que el proyecto propuesto se apega a las normas internacionales de calidad API o DIN y a las normas de seguridad sobre protección al medio ambiente, vigentes en el Ecuador a la fecha de la solicitud;

h. La declaración de si la oferta implica para los ofertantes el dominio del ducto ofertado por un determinado tiempo o si la oferta plantea para los proponentes el control, tenencia, administración y usufructo temporal del ducto; e,

i. Una garantía bancaria de seriedad de la oferta, por un monto equivalente al siete por ciento del valor de la inversión.

Art. 8.- ANALISIS Y EVALUACION: La solicitud presentada por la empresa interesada será analizada y evaluada, para lo cual el Ministro de Energía y Minas conformará una comisión integrada por tres personas calificadas en las áreas técnica, económica y legal, que informará sobre la idoneidad legal y la capacidad económica, técnica y operativa de la proponente, de tal manera que aseguren la eficiencia y seguridad de la construcción y del servicio público de transporte de hidrocarburos, sobre la base de los requisitos y condiciones establecidas en la ley y este reglamento.

La Comisión analizará la documentación presentada y entregará su informe en el término de diez días, a contarse desde la fecha en que sean designados sus miembros.

En el caso que la comisión formule observaciones sobre la idoneidad legal o la capacidad económica, técnica u operativa de la proponente o respecto al cumplimiento de las normas API o DIN y a las normas de seguridad sobre protección al medio ambiente, el Ministro de Energía y Minas pondrá estas observaciones en conocimiento de la solicitante para que haga las aclaraciones o presente la documentación adicional que considere del caso, dentro del término de cinco días. Con esta aclaración o información adicional, el Ministro de Energía y Minas, remitirá nuevamente la documentación recibida a la comisión, la que emitirá su informe en un término no mayor de cinco días a contarse desde la fecha en que la comisión reciba esa información adicional.

Art. 9.- DICTAMEN: En caso de que el informe de la comisión estableciere la capacidad de la solicitante como apta para construir y operar el ducto principal privado propuesto y la oferta se ciña a los términos y condiciones establecidos en la ley y este reglamento, el Ministro de Energía y Minas de conformidad con los artículos 8 y 81 de la Ley de Hidrocarburos solicitará el dictamen del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, en los aspectos referentes a la seguridad nacional en relación con el ducto principal privado propuesto. El Comando Conjunto deberá expedir su dictamen dentro del término de ocho días, contados a partir de la recepción del pedido por parte del Ministro de Energía y Minas.

En el caso que el Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas formule observaciones sobre los aspectos referentes a la seguridad nacional del ducto principal privado propuesto, el Ministro de Energía y Minas las pondrá en conocimiento de la solicitante para que haga las aclaraciones o presente la documentación adicional que considere del caso, dentro del término de cinco días. Con esta aclaración o información adicional, el Ministro de Energía y Minas, remitirá la documentación recibida al Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas a fin de que se emita el dictamen, dentro del término de diez días de recibida la información.

Art. 10.- INFORME AL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA: El Ministro de Energía y Minas, luego de la recepción del dictamen favorable del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, emitirá el informe al que se refiere el inciso tercero del artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos y lo presentará al Presidente de la República. El informe se referirá a la solicitud presentada por la o las personas jurídicas nacionales o extranjeras, o uniones de personas jurídicas proponentes, señalará si la oferta se ciña a las estipulaciones de la ley y disposiciones de este reglamento, y analizará la conveniencia de conceder o no la autorización solicitada en los términos propuestos o con las modificaciones que considere pertinentes.

Art. 11.- AUTORIZACION: El Presidente de la República, sobre la base del informe del Ministro de Energía y Minas, tomando en cuenta que la oferta se ciñe a los términos y condiciones requeridos para el efecto y si lo considera conveniente para los intereses del país, mediante Decreto Ejecutivo, autorizará a la persona jurídica o unión de ellas solicitantes, la construcción y operación del ducto principal privado, en los términos de la propuesta o con las modificaciones que estime pertinentes.

En el mismo Decreto Ejecutivo, el Presidente de la República facultará al Ministro de Energía y Minas para que, a nombre y en representación del Estado, negocie con la solicitante el texto contractual y, previo el informe favorable del Procurador General del Estado, suscriba el respectivo contrato.

Art. 12.- NEGOCIACION DEL CONTRATO: Recibida la autorización del Presidente de la República, el Ministro de Energía y Minas organizará y desarrollará el proceso de negociación del contrato.

La negociación del contrato solo se referirá a los términos y condiciones a base de las cuales la o las empresas autorizadas contraerán las obligaciones inherentes al respectivo ducto principal privado, prescindiendo de toda vinculación, relación o condiciones que se refieran a otro u otros aspectos de relación jurídica o contractual del Estado ecuatoriano y sus instituciones con la o las empresas autorizadas.

Art. 13.- CONTENIDO DEL CONTRATO: El contrato se remitirá a los términos y condiciones bajo los cuales la o las personas solicitantes podrán construir y operar el correspondiente ducto principal privado; deberá contener cláusulas relativas al objeto y naturaleza de las actividades a ser ejecutadas y los servicios de transporte de hidrocarburos a ser provistos, forma de determinación de las tarifas, condiciones para acceder a los servicios de transporte, determinación del período de amortización de la inversión, derechos y obligaciones de las partes contratantes, sistemas de control ambiental de acuerdo con la Ley de Gestión Ambiental, garantías contractuales sobre el cumplimiento de obligaciones de la empresa autorizada, que no podrá ser inferior al tres por ciento ni superior al siete por ciento del valor del costo de la obra, de estabilidad jurídica y de inversión, seguros, fiscalización de la ejecución y auditoría de la operación, terminación del contrato y mecanismos de solución de controversias, el marco legal y reglamentario vigente bajo el cual se celebra, y las demás estipulaciones que sean necesarias según la naturaleza del contrato.

En el contrato constará que de conformidad con lo previsto en los artículos 249 y 271 de la Constitución de la República, las condiciones contractuales que se acordaren no podrán modificarse unilateralmente por leyes u otras disposiciones.

Art. 14.- INFORME DEL PROCURADOR GENERAL DEL ESTADO: Terminada la negociación del contrato con la empresa autorizada, el Ministro de Energía y Minas solicitará el informe del Procurador General del Estado, quien deberá emitirlo dentro del término de quince días de recibida la solicitud.

Art. 15.- SUSCRIPCION DEL CONTRATO: Con el informe favorable del Procurador General del Estado, el Ministro de Energía y Minas suscribirá con la solicitante el respectivo contrato, incorporando las observaciones formuladas en el informe del Procurador General si las hubiere, mediante escritura pública que será inscrita en el Registro Nacional de Hidrocarburos dentro del plazo de treinta días contados desde su suscripción.

Art. 16.- GARANTIA DE INVERSION: Las inversiones que se efectúen para la ejecución del contrato serán garantizadas de conformidad con la Ley de Promoción y Garantía de Inversiones y su reglamento. Si se solicitare el contrato de inversión, éste podrá ser suscrito con el Ministro de Comercio Exterior, Industrialización y Pesca, quien intervendrá a nombre y en representación del Estado ecuatoriano, de conformidad con la Ley de Promoción y Garantía de Inversiones y su reglamento.

Art. 17.- UTILIDAD PUBLICA: De acuerdo con los artículos 4 y 91 de la Ley de Hidrocarburos, la empresa solicitante podrá solicitar al Ministerio de Energía y Minas la declaratoria de utilidad pública y la expropiación a favor de ella, de terrenos u otros bienes inmuebles, o constituir servidumbres, que fuesen indispensables para la construcción y operación del ducto. Todos los gastos y pagos que deban efectuarse para estos fines correrán por cuenta de la empresa interesada.

Art. 18.- NORMAS DE CONSTRUCCION Y OPERACION: Los ductos principales privados deberán ser diseñados, construidos y operados de conformidad con estándares de protección ambiental y calidad internacionales (API o DIN, según se convenga en el respectivo contrato), y las normas ambientales vigentes en el Ecuador. Los ductos principales privados deben ser operados de conformidad con las regulaciones que emita el Ministro de Energía y Minas, atendiendo los estándares de la industria hidrocarburífera internacional.

Art. 19.- PERMISO INICIAL DE FUNCIONAMIENTO: El Ministro de Energía y Minas, de acuerdo con el artículo 61 de la Ley de Hidrocarburos, expedirá el permiso inicial de funcionamiento del ducto principal privado, previo un informe técnico de eficiencia y seguridad, preparado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, para cuyo efecto realizará la verificación del funcionamiento del ducto principal privado en condiciones adecuadas de seguridad y eficiencia técnica.

Cualquier discrepancia entre el Ministro de Energía y Minas y la empresa autorizada respecto al funcionamiento del ducto principal privado, será sometida al proceso de solución de diferencias que se establezca en el contrato.

Art. 20.- TRANSFERENCIA O TRASPASO: Al vencimiento del plazo se transferirán al Estado, la propiedad y el control de todas las acciones emitidas por la o las empresas autorizadas y se le entregará para su pleno control y dominio todos los bienes muebles e inmuebles afectados al ducto principal privado, en buen estado de conservación, salvo el deterioro derivado de su uso normal. En el contrato se determinarán los términos y condiciones bajo los cuales se realizará la transferencia.

Art. 21.- ACCESO AL TRANSPORTE: Los términos y condiciones para el transporte de hidrocarburos por ductos principales privados se establecerán exclusivamente mediante convenios negociados entre la empresa autorizada y los usuarios, sean éstos empresas privadas o de propiedad del Estado, los que tendrán derecho prioritario de acceso para el transporte por los ductos indicados, de los volúmenes de hidrocarburos contratados por cada uno de ellos en dichos convenios, incluyendo la participación del Estado en los respectivos contratos de exploración y explotación.

Si durante el período de operaciones del ducto principal privado hubiese capacidad de transporte en exceso a la capacidad comprometida por la o las empresas autorizadas, según los convenios a que se hace referencia en el inciso precedente, la o las empresas autorizadas deberán ofrecerlas a usuarios o potenciales usuarios, empresas de propiedad privada o del Estado, en términos y condiciones comerciales de aplicación general que no podrán ser discriminatorios aún que si diferenciados, con sujeción a lo que se estipule en el contrato que suscriba el Ministerio de Energía y Minas y la empresa autorizada. El Estado tendrá derecho preferencial para contratar dicha capacidad excedente, bajo los mismos términos y condiciones ofrecidos al mercado por la o las empresas autorizadas. Para este efecto, iguales términos y condiciones significan aquellos que no son discriminatorios para los distintos o potenciales usuarios del ducto principal privado.

Los usuarios podrán transferir o disponer en cualquier otra forma de la capacidad de transporte a la que tenga derecho según sus respectivos contratos, sin restricción alguna, salvo las acordadas en el contrato que cada uno de ellos haya suscrito con la empresa autorizada.

Los usuarios de ductos principales privados entregarán los hidrocarburos en los centros de recepción que determine la empresa autorizada y que sean aprobados por la autoridad competente, corriendo por cuenta de los usuarios los costos en que deba incurrirse para

efectuar esa entrega en los centros señalados, incluyendo la construcción de ductos secundarios para empalmar con dichos centros.

Art. 22.-AMPLIACIONES: En cualquier momento durante la vigencia del respectivo contrato, las partes podrán acordar por necesidad del servicio, la ampliación del respectivo ducto principal privado siempre que la expansión propuesta sea técnica, operacional, económica y financieramente conveniente y no perjudique la operación del ducto ni el cumplimiento de las obligaciones que la o las empresas autorizadas hayan asumido a favor de los usuarios con los que la o las empresas autorizadas hayan celebrado previamente contratos de transporte. El procedimiento, los términos y condiciones para la ampliación se establecerán en el contrato a suscribirse con el Ministerio, de Energía y Minas, de la manera como lo establece el artículo agregado luego del artículo 64 de la Ley de Hidrocarburos.

Art. 23.- TARIFAS: Las tarifas de transporte por ductos principales privados serán acordados entre la o las empresas autorizadas y cada usuario. Cualquier discrepancia sobre la aplicación de las tarifas acordadas será sometida a los mecanismos de solución que acuerden la o las empresas autorizadas y el usuario en el respectivo contrato de transporte.

Cuando no exista acuerdo sobre las tarifas, éstas serán fijadas por el Ministro de Energía y Minas a pedido de los nuevos usuarios. Las tarifas serán fijadas considerando los costos y gastos efectuados por la o las empresas autorizadas en el ducto principal privado y una rentabilidad razonable sobre la inversión de conformidad con la práctica petrolera internacional, adoptando criterios que no perjudiquen los intereses de la o las empresas autorizadas ni del usuario.

Las mismas disposiciones precedentes se aplicarán también a cualquier capacidad de transporte resultante de ampliaciones del respectivo ducto principal privado.

La forma de pago de las tarifas será acordada exclusivamente entre las partes.

Art. 24.- SEGUROS: La o las empresas autorizadas deberán presentar al Ministro de Energía y Minas, antes del inicio de la construcción u operación del ducto, copias certificadas de los seguros contratados por la o las empresas para responder por responsabilidades civiles por los daños materiales o personales que pudieren causarse a terceros, directa o indirectamente, como resultado de la construcción u operación del ducto y de los seguros contratados para responder por la protección del medio ambiente. Las pólizas de seguros se expedirán por los montos, con los deducibles y otros términos que se acordarán en el contrato, considerando las condiciones usuales en la industria hidrocarburífera internacional para este tipo de actividades.

Art. 25.- PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE: La empresa autorizada deberá cumplir con lo previsto en las leyes y reglamentos de protección del medio ambiente vigentes en el país. La empresa autorizada, antes de iniciar la construcción u operación del ducto, deberá presentar al Ministerio de Energía y Minas, un estudio de impacto ambiental y los correspondientes planes de manejo que procuren la conservación y defensa de la naturaleza. En el caso que el Ministerio de Energía y Minas formulase cualquier observación sobre los aspectos referentes al estudio de impacto ambiental o a los correspondientes planes de manejo, el Ministro de Energía y Minas pondrá estas observaciones en conocimiento de la solicitante para que haga las aclaraciones o presente documentación adicional que considere del caso, dentro del término de cinco días. Con esta aclaración o información adicional, el Ministro de Energía y Minas emitirá su pronunciamiento al respecto.

La empresa autorizada que cause daños al medio ambiente, como consecuencia de la construcción u operación del respectivo ducto principal privado, será responsable de dichos daños, en los términos previstos por las leyes ecuatorianas aplicables.

Art. 26.- RESPONSABILIDAD COMPARTIDA: Si uno o más ductos comparten la misma ruta, ya sea con otro ducto principal o secundario, la empresa autorizada constructora u operadora de cada uno de ellos, según el caso, responderá por los daños que por su responsabilidad haya causado a las otras constructoras u operadoras, a terceros y al medio ambiente, según se establece en las leyes ecuatorianas de protección del medio ambiente.

Si los daños fuesen causados por la construcción u operación de más de un ducto y la responsabilidad no pudiese asignarse, las personas jurídicas constructoras u operadoras autorizadas de cada uno de los ductos involucrados serán responsables individualmente en forma proporcional de su reparación y remediación conforme a las leyes ecuatorianas. Si la ruta propuesta para el ducto principal privado comparte total o parcialmente el derecho de vía para sistemas de transporte por ductos existentes, el estudio de impacto ambiental, a costa del proponente, deberá incluir una auditoría ambiental de las áreas que serán compartidas por ambos sistemas a fin de establecer una línea base ambiental para poder determinar en el futuro las responsabilidades que serán asumidas por los constructores u operadores de cada sistema.

Art. 27.- ENTREGA DE INFORMACION: La empresa autorizada entregará al Ministerio de Energía y Minas un reporte mensual en el que se detalle los volúmenes y especificaciones de los hidrocarburos transportados por el sistema de transporte por ductos principales privados de que sea titular, respecto al mes inmediato anterior.

Art. 28.- CESION Y TERMINACION.- Los términos y condiciones para la cesión y transferencia de derechos y obligaciones adquiridos y asumidos en virtud de un contrato para construir y operar un ducto principal privado, y para su terminación, se establecerán en el respectivo contrato.

La cesión o transferencia de derechos y obligaciones o acciones de la empresa autorizada será aprobada previamente por el Ministro de Energía y Minas.

El cambio de contratistas o subcontratistas será notificado al Ministro de Energía y Minas.

Art. 29.- DEROGATORIAS: Derógase los Decretos Ejecutivos No. 3730 publicado en el Registro Oficial No. 931 del 23 de abril de 1996 y No. 325 publicado en el Registro Oficial No. 75 de 25 de noviembre de 1996 y cualquier otra norma reglamentaria que se oponga al presente reglamento.

ARTICULO FINAL.- VIGENCIA: De la ejecución de este decreto, que entrará en vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Registro Oficial, encárguese al Ministro de Energía y Minas.

DISPOSICION TRANSITORIA: El Ministro de Energía y Minas en forma inmediata a la vigencia de este reglamento, promoverá y promocionará la participación de las empresas a las que se refiere el artículo 1 de este reglamento con la finalidad que presenten sus solicitudes, las mismas que por esta ocasión las presentarán dentro del término de treinta días, contados desde la fecha de la invitación del Ministro de Energía y Minas.

BIBLIOGRAFIA

- ❖ ANCON Historia Petrolera del Ecuador, Jenny Estrada.
- ❖ OCP Ecuador S.A. Abril 2001.
- ❖ Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ministerio de Energía y Minas.
Estudios Ambientales, ENTRIX.
- ❖ REVISTA GESTION EDICION
Mayo 2002.
- ❖ ECONOMIA Y FINANZAS, EKOS
Abril 2002.
- ❖ EL MILAGRO ECONÓMICO: ¿Mito o Realidad?, Juan F.
- ❖ FUNDAMENTOS DE ADMINISTRACION FINANCIERA, James Van Horne, octava edición, Mexico,1994.
- ❖ REVISTA NOTICIAS – OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS (OCP) No. 13. Enero 2003

DIRECCIONES ELECTRONICAS

❖ www.petroecuador.com.ec

❖ www.ocpecuador.com

❖ www.menergia.com.ec

INDICE

CAPITULO I

Pagina

1. MARCO DE REFERENCIA

1.1 PETROLEO

- 1.1.1. Origen 1
- 1.1.2. Petróleo: Características y clasificación 6
- 1.1.3. Crudos pesados - Recurso estratégico 9

1.2. ANTECEDENTES PARA LA CONSTRUCCION 11

- 1.2.1. Proceso de Licitación 16
- 1.2.2. Aprobación del estudio de impacto Ambiental- Entrega de Licencia 21

CAPITULO II

2. PRINCIPALES CLAUSULAS DEL CONTRATO

2.1 COMENTARIO A LAS PRINCIPALES CLÁUSULAS 25

2.2. SELECCIÓN DE LA RUTA DEL OCP 36

2.3 TECNICAS DE CONSTRUCCION DEL OCP 52

- 2.3.1. Alternativas de diseño 53
- 2.3.2. Configuración del OCP 54
- 2.3.3. Características del oleoducto 55
- 2.3.4. Techint 57

2.4 AREAS SENSIBLES: EVALUACION Y MITIGACION DE IMPACTOS 58

- 2.4.1 Análisis de riesgos Físicos 60
- 2.4.2 Plan de manejo Ambiental 63
- 2.4.3 Normas y especificaciones ambientales 65

CAPITULO III

3. IMPACTO EN LA ECONOMIA ECUADOR

3.1. INVERSION DIRECTA E INDIRECTA 73

3.2. CRECIMIENTO ECONOMICO DEL PIB 75

3.3. INCREMENTO DE LA PRODUCCION 76

3.5 BALANZA DE PAGOS Y EN LA CAJA FISCAL 77

3.6 IMPACTO EN EL EMPLEO 80

<u>CAPITULO IV</u>	<u>Pagina</u>
4 INVERSIONES Y COSTOS DE OPERACIÓN	
4.1 INVERSIONES ESTIMADAS	84
4.2 INVERSIONES REQUERIDAS EN TM.	85
4.3 CALCULO DE LAS DEPRECIACIONES	86
4.4 FINANCIAMIENTO	88
4.5 CALCULO DE LA TARIFA DE TRANSPORTE	
4.5.1. Tarifa de capital	90
4.5.2. Tarifa de Operación & Mantenimiento	94
4.6 FLUJO DE EFECTIVO	96
4.6.1. Con financiamiento	97
4.6.2. Sin Financiamiento	98
4.7 RENTABILIDAD DEL PROYECTO	99
4.8 ANALISIS DEL PUNTO DE EQUILIBRIO	100
4.8.1. Punto de equilibrio en unidades	100
4.8.2. Punto de equilibrio en valores	103
 <u>CAPITULO V</u>	
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1 CONCLUSIONES	105
5.2 RECOMENDACIONES	108
 <u>ANEXOS</u>	
1 CRONOLOGIA DE LOS HECHOS	109
2 DECRETO DEL OCP	112
 <u>BIBLIOGRAFIA</u>	
1 Bibliografía	120
2 Direcciones electrónicas	121
 <u>INDICE</u>	122