

REPÚBLICA DEL ECUADOR

INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES

TESIS

**INCORPORACIÓN DE NUEVAS ÁREAS DE EXPLOTACIÓN
HIDROCARBURÍFERA COMO ESTRATEGIAS PARA LA
SEGURIDAD Y DESARROLLO DEL PAÍS**

**Tesis presentada como requisito para optar al Título de Máster en Seguridad y
Desarrollo con Mención en Gestión Pública y Gerencia Empresarial**

**Autor: Ing. Petr. Galo Ordóñez Z.
Asesor: Econ. Vicente Aguilera P-**

Quito, abril del 2000

**INCORPORACIÓN DE NUEVAS ÁREAS DE
EXPLOTACIÓN HIDROCARBURÍFERA COMO
ESTRATEGIA PARA LA SEGURIDAD Y DESARROLLO
DEL PAÍS.**

POR: Galo Ordóñez Z.

Tesis de Grado de Maestría aprobado en nombre del Instituto de Altos Estudios Nacionales por el siguiente tribunal, a los del mes de mayo del año 2000.

C.I.

C.I.

C.I.

AGRADECIMIENTO:

Al Instituto de Altos Estudios Nacionales, a sus autoridades y cuerpo de asesores, por haberme brindado la oportunidad de mirar un poco de cerca el ámbito en que se conjuga la seguridad y el desarrollo del país.

AL Ministerio de Energía y Mina, al haberme conferido el auspicio que hizo posible mi participación en el XXVII curso superior de Seguridad y Desarrollo.

Al Señor Econ. Vicente Aguilera P. en reconocimiento al esfuerzo y dedicación dispensada para la exitosa culminación del presente trabajo

DEDICATORIA

A mi esposa y a mis hijos, por el inmenso apoyo demostrado en el desarrollo de todo el evento académico, sin cuyo esfuerzo y comprensión no hubiese sido posible culminar con éxito el mismo.

INDICE GENERAL

página

RESUMEN

CAPÍTULO

I. EVOLUCIÓN DE LA CONTRATACIÓN PETROLERA EN EL PAÍS.

| | |
|---|----|
| Historia de las Modalidades de Contratación | 1 |
| Contratos Hidrocarburíferos | 3 |
| Contratos de Concesión y Contratos Tipo | 6 |
| Contratos de Asociación | 8 |
| Contrato de Prestación de Servicios | 10 |
| Contratos de Participación | 12 |
| Contratos de Gestión Compartida | 13 |
| Otras Formas Contractuales | 14 |
| Alianzas Estratégicas y Capitalización | 15 |
| Ubicación Geográfica de los campos petroleros | 18 |
| Campos Marginales | 20 |
| Características geológicas de la cuenca del Oriente | 22 |
| Estratigrafía | 22 |
| Precámbrico | 22 |
| Formación Pumbuiza (Paleozóico Inferior) | 23 |
| Formación Macuma (Carbinífero Superior Pensilvanio) | 23 |
| Formación Santiago | 23 |
| Formación Chapiza (Jurásico Medio y Superior) | 24 |
| El Cretácico | 25 |
| Cretácico Pre-Hollín | 25 |
| Formación Hollín | 25 |
| Formación Napo | 26 |
| Formación Tena | 29 |
| Terciario | 30 |
| Formación Tiyuyacu (Eoceno) | 30 |
| Formación Orteguaza (Mioceno) | 31 |
| Formación Arajuno | 31 |
| Formación Chambira y Ushpa (Mioceno SuperiorPlioceno) | 32 |
| Formación Mesa (Cuaternario) | 32 |

II. RESERVAS DE PETRÓLEO 33

| | |
|-------------------------------------|----|
| Introducción | 33 |
| Mecanismos Naturales y Artificiales | 33 |
| Mecanismos Naturales | 33 |
| Mecanismos Artificiales | 35 |
| Definición de Reservas de Petróleo | 35 |

| | |
|---|-----------|
| Breve Resumen del inicio de la actividad petrolera en la (R.A.) | 36 |
| Producción actual de petróleo de la (R.A.) | 37 |
| Campos de Petroproducción | 39 |
| Campos en producción de las diferentes compañías operadoras | 41 |
| Reservas de Petróleo | 43 |
| Reservas de Petroproducción | 45 |
| Reservas Compañías de Prestación de Servicios y de participación | 47 |
| Reservas Totales de la Región Amazónica | 49 |
| | |
| III. INCORPORACIÓN DE CAMPOS DESCUBIERTOS A LA PRODUCCIÓN NACIONAL. | 50 |
| | |
| Nuevos campos de Petroproducción | 50 |
| Consideraciones para el Desarrollo de los Campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini, de Petroproducción. | 55 |
| Modelo Geológico | 58 |
| Evaluación de Reservas y Estimación de Producción Futura | 61 |
| Alternativas de Perforación | 65 |
| Completación de Pozos | 67 |
| Facilidades de Producción y Oleoductos | 68 |
| Las Plataformas de Perforación | 69 |
| Centro de Fiscalización de la Producción, (CPF) | 70 |
| Sistema de Tratamiento de Crudo, Agua y Gas | 70 |
| Sistema de Generación Eléctrica | 71 |
| Almacenamiento de crudo, diesel y agua de producción | 72 |
| Estaciones de Bombeo de crudo y agua | 72 |
| Infraestructura de Apoyo | 72 |
| Oleoductos | 73 |
| Consideraciones Ambientales | 74 |
| Incorporación efectiva de los campos descubiertos | 76 |
| | |
| IV. PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL | 79 |
| | |
| Proyección de producción de crudo | 79 |
| Proyecciones de producción de Petroproducción | 80 |
| Proyecciones de producción, Compañías de Prestación de Servicios y de Participación | 83 |
| Proyecciones de producción de la Región Amazónica | 84 |
| Análisis de la Relación Consumo Interno/Saldo Exportable | 87 |
| Aspectos Generales | 87 |
| Producción de petróleo y consumo de combustibles | 88 |
| | |
| V. REQUERIMIENTO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE CRUDO | 95 |
| | |
| El Oleoducto Transecuatoriano | 95 |
| Situación Actual del SOTE | 98 |
| Ampliación del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE | 101 |
| Aspectos y Responsabilidades de las Partes en la Ampliación | 103 |
| Nuevo Oleoducto para Crudos Pesados, OCP. | 108 |
| Justificativos para la Construcción de un Nuevo Oleoducto | 113 |

| | |
|---|------------|
| La Eventual Utilización del Oleoducto Transandino, OTA. | 114 |
| Alternativa de Interconexión a Oleoducto Nor-Peruano | 115 |
| VI. EXPLOTACIÓN ANTICIPADA DE GAS DEL GOLFO, CAMPO AMISTAD | 121 |
| Antecedentes | 121 |
| Ubicación | |
| Estrategias de desarrollo del gas del Campo Amistad | 122 |
| Aspectos Geológicos | 127 |
| Estructura | 127 |
| Roca Sello y Roca Madre | 128 |
| Reservas de Gas del Campo Amistad | 130 |
| Consideraciones Técnicas | 130 |
| Gas Original en Sitio | 134 |
| Análisis Económico | 137 |
| Gastos de Capital | 139 |
| Gastos de Operación | 140 |
| Resumen Económico | 141 |
| Análisis de Sensibilidad | 141 |
| Análisis de Mercado | 149 |
| VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 153 |
| Conclusiones | 153 |
| Recomendaciones | 162 |

INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES
INCORPORACIÓN DE NUEVAS ÁREAS DE EXPLOTACIÓN
HIDROCARBURÍFERA COMO ESTRATEGIA PARA LA SEGURIDAD Y
DESARROLLO DEL PAÍS.

Autor: Galo Ordóñez Z.

Asesor: Econ. Vicente Aguilera P.

Año 2000

Resumen

La crisis económica que enfrenta el país por falta de producción no es ajena a un manejo muy pobre de su política económica, los graves síntomas de corrupción de instituciones del Estado, del sector bancario inescrupuloso y de aspectos muy lamentables de falta de entendimiento entre los ecuatorianos, sumado a lo cual el país no ha tenido una política de Estado que permita una coherente administración de su sector más fundamental de la economía, su sector hidrocarburífero, venido a menos por falta de decisiones oportunas en la visión de lo que significa una apropiada política petrolera.

El presente trabajo pretende mostrar precisamente la fragilidad de las políticas en materia hidrocarburífera, en razón de que muchos proyectos hidrocarburíferos han sufrido una postergación incomprensible y que ahora el país sufre las consecuencias de ello como la postergación de la ampliación del oleoducto transecuatoriano, SOTE (Ampliación a 410.000 BPPD. para Junio-2000) que se vino difiriendo desde 1997, y la construcción de un nuevo oleoducto para crudos pesados OCP., desde 1990. Alrededor de la falta de capacidad de transporte de crudo por sistemas de oleoductos ha conducido a que el país no pueda incrementar la producción de petróleo y los campos descubiertos no hayan podido ser desarrollados como en el caso de: Ishpingo-Tambococha-Tiputini, Pañacocha, Oglán, Edén-Yuturi, Balsaurá, Huito, Amazonas, Conambo, Marañón, entre otros, lo que ha significado prácticamente el colapso de la

industria petrolera, donde es notoria la falta de recursos económicos de Petroecuador y por ende la imposibilidad de que pueda desarrollarlos al haberle sido arrebatada la capacidad operativa para desarrollar proyectos de inversión, con la maladada Ley de Presupuestos del Estado de 1992 por lo que hoy es una empresa descapitalizada.

El Estado sin recursos para modernizar la infraestructura hidrocarburífera del país, y para incorporar los nuevos campos descubiertos a la producción nacional ha tenido que recurrir a la participación del sector privado y con ello también introducir reformas a la Ley de Hidrocarburos para armonizarla a una suerte de permitir un marco legal más apropiado para atraer la inversión extranjera y poder reactivar los campos en actual producción, con la incorporación de nuevas tecnologías de recuperación mejorada que eleven los factores de recobro de petróleo y optimizar la producción mediante otros sistemas de levantamiento artificial, bajo un esquema de modalidad de Gestión Compartida y Capitalización mediante Alianzas Estratégicas de carácter tecnológico.

El temario desarrollado desde la evolución de la contratación petrolera en el país, las reservas con que cuenta, la incorporación de campos descubiertos a la producción nacional, la proyección de la producción asociada a los requerimientos de capacidad de transporte de crudo, a la ampliación del SOTE, la construcción de un nuevo oleoducto para crudos pesados y la explotación de gas del campo Amistad, en buena medida constituyen los proyectos más importantes con que cuenta el país para reactivar la economía sobre la base del fortalecimiento del sector hidrocarburífero, en busca de mejores días para todos los ecuatorianos.

CAPÍTULO I

EVOLUCIÓN DE LA CONTRATACIÓN PETROLERA EN EL PAÍS

1.1. Historia de las Modalidades de Contratación

Al descubrirse petróleo comercial en la Región Amazónica por primera vez con la perforación del pozo Lago Agrio - 1 en 1967, en una concesión que mantenía el Consorcio TEXACO-GULF, se abrieron importantes caminos para un proceso de exploración y explotación hidrocarburífera sustancial para el país, hubo mucho interés por parte de grandes compañías internacionales para venir a buscar hidrocarburos en el Ecuador. Para 1968, solamente en los meses de julio y agosto se firmaron contratos de concesión para la exploración y explotación de hidrocarburos con 7 compañías extranjeras por 3'933.439 hectáreas en la Región Amazónica y se concede también la exploración y explotación del golfo de Guayaquil, al consorcio ADA. Las mencionadas empresas desarrollaron una intensa actividad de perforación exploratoria que permitió descubrir importantes estructuras productivas, ubicadas especialmente en el norte de la Región Amazónica, por parte de TEXACO-GULF y el Consorcio CAYMAN-CITY-CEPCO que más tarde desde 1972 incorporaron a la producción campos tales como : Lago Agrio, Sacha, Shushufindi por parte de TEXACO-GULF y para 1978 los campos Fanny-18B, Mariann y Tarapoa de CAYMAN-CITY-CEPCO.

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, a partir del 6 de junio de 1972 fecha en que fue creada, asumió con responsabilidad las tareas que hasta entonces desarrollaron compañías extranjeras, esto es, de explorar y explotar hidrocarburos en áreas revertidas al Estado por aquellas compañías que no tuvieron éxito en las perforaciones realizadas y/o no se sometieron a las nuevas disposiciones jurídico-contractuales

dictadas por el Gobierno Ecuatoriano mediante la Ley de Hidrocarburos de 1971 y sus conexos como son las bases contractuales: Tipo, Asociación y Prestación de Servicios, expedidas en 1973. CEPE perfora su primer pozo en 1975 y ya para 1981 incorpora a la producción los campos Shuara, Secoya y Shushuqui.

En 1982 mediante Decreto Legislativo No. 101 de 06 de agosto se reforma la Ley de Hidrocarburos, con el objeto de posibilitar una nueva modalidad de contratación (Ver Contratos de Prestación de Servicios), que esté de acuerdo con las tendencias modernas y dinámicas de la industria petrolera e incrementar al mismo tiempo las reservas hidrocarburíferas, cual es la Prestación de Servicios con capital de riesgo. La primera compañía que opera en el País como Contratista de CEPE y bajo esta nueva modalidad de contratación es la Occidental Exploration and Production Company, misma que en 1985 inicia la perforación de su primer pozo exploratorio.

Puesto que a partir de 1967 empieza en el país una agresiva campaña de perforación exploratoria sobre la base de nuevos esquemas de contratación, es importante señalar los siguientes aspectos:

- Durante el período comprendido entre 1967-1989 (I Semestre) se perforan en el país 573 pozos en la Región Amazónica, 68 pozos en el Litoral y 19 pozos en el Mar Territorial Ecuatoriano.
- En cuanto al éxito exploratorio obtenido en las diferentes regiones del país se puede establecer que éste ha sido muy halagador, en razón de que, en la Región Amazónica, por cada 1.86 pozos exploratorios perforados uno resultó productivo. En la Costa se observa que el éxito exploratorio se encuentra en el orden de que por cada 2.10 pozos exploratorios perforados uno resultó productivo. Finalmente, costa afuera, el índice de efectividad en la perforación exploratoria es mucho

menor, al obtenerse por cada 6.3 pozos exploratorios perforados, uno productivo.

- A nivel mundial este índice de eficiencia exploratoria determina que por cada 10 pozos perforados uno es productivo, situación que ha incidido muy favorablemente en el grado de interés por parte de muchas empresas internacionales para invertir en exploración petrolera en nuestro país, en los últimos 14 años.

1.1.1. Contratos Hidrocarburíferos

El desenvolvimiento histórico de la contratación petrolera en el Ecuador, ha tenido necesariamente que ir unido al desarrollo internacional de la industria petrolera, dado que esta actividad como ninguna otra se enmarca en un contexto de integración de servicios , y en tal razón podemos encontrar una serie de similitudes que varían en muchas ocasiones en la forma de implementación de: tecnologías, seguridad industrial, protección del medio ambiente, operaciones logísticas, etc. donde lo que marca la diferencia son las condiciones locales predominantes de cada Estado, donde se realizan actividades hidrocarburíferas .

Por lo tanto, se puede resumir una evolución contractual que parte de la transferencia del dominio del Estado a los particulares, en el siglo anterior, para pasar a los sistemas de arrendamientos imperantes a fines de ese mismo siglo y los primeros años del presente y estabilizarse por largo tiempo en la modalidad conocida con el nombre de **Concesión** , posteriormente mejorada con formas de **Asociación** que ahora tienden a ser superados mediante la implantación de **Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Contratos de Participación, Contratos de Gestión Compartida**, y otras formas contractuales previstas en la ley.

El desarrollo del sistema de concesiones, que en el Ecuador fue abolido en el año de 1971 con la expedición de la Ley de Hidrocarburos, hasta el punto en que se convierte en un sistema de contratos de Prestación de Servicios, puede considerarse un proceso evolutivo que parte de la primera legislación minera. El conjunto es un proceso dinámico que responde en parte a las necesidades sociales y económicas del país y en parte a la demanda de energía en el mundo; sin embargo, este proceso no ha sido constante, en su desarrollo han habido muchos inconvenientes.

La Ley de Hidrocarburos del Ecuador vigente (1992), establece las modalidades contractuales que la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR), creada mediante Ley Especial publicada en el Registro Oficial No. 283 de 26 de septiembre de 1989, para sustituir a la ex-CEPE, ha utilizado para la exploración y explotación de hidrocarburos, así como para las demás actividades de la industria petrolera las siguientes formas contractuales, mismas que se resumen a continuación.

Antes, es importante resaltar las disposiciones establecidas en los Principios Fundamentales de la Constitución Política de la República del Ecuador, sobre materia de recursos naturales, que en su Art. 247 expresa lo siguiente : “ Son de propiedad inalienable e imprescriptible del Estado los recursos naturales no renovables y, en general , los productos del subsuelo, los minerales y sustancias cuya naturaleza sea distinta de la del suelo, incluso los que se encuentran en las áreas cubiertas por las aguas del mar territorial

Estos bienes serán explotados en función de los intereses nacionales. Su exploración y explotación racional podrán ser llevadas a cabo por empresas públicas, mixtas o privadas, de acuerdo con la ley ... “ .

Además, es necesario considerar también el Art. 249 de la actual Constitución referente a que : “ Será responsabilidad del Estado la provisión de servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento,

fuerza eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, facilidades portuarias y otros de naturaleza similar. Podrá prestarlos directamente o por delegación a empresas mixtas o privadas, mediante concesión, asociación, capitalización, traspaso de la propiedad accionaria o cualquier otra forma contractual, de acuerdo con la ley. Las condiciones contractuales acordadas no podrán modificarse unilateralmente por leyes u otras disposiciones ... “ .

Por otra parte, es necesario observar las Disposiciones Fundamentales de la Ley de Hidrocarburos en los Art. 1, 2 y 3 que se refieren a lo siguiente:

Art. 1.- “Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan , en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado “.

Art. 2.- “ El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior en forma directa a través de PETROECUADOR la que podrá hacerlo por si misma o celebrando contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También podrá constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el país... “.

Art. 3.- “El transporte de los 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.

PETROECUADOR podrá delegar estas actividades celebrando contratos de asociación, consorcio, de operación, o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También podrá constituir compañía de economía mixta.

La delegación en ningún caso implicará transferencia de dominio de los bienes instalaciones que en la actualidad son propiedad de PETROECUADOR y sus filiales. “

1.1.1.1. Contratos de Concesión y Contratos Tipo

Los Contratos por concesión tuvieron su base jurídica en la Ley de Petróleo dictada mediante Decreto Ejecutivo No. 70 de agosto 6 de 1937, publicado en el Registro Oficial No. 52 de octubre 13 de 1937; este tipo de contrato tuvo su vigencia hasta la expedición de la Ley de Hidrocarburos, publicada el 01 de octubre de 1971, en la que se suprime la forma contractual de concesión.

Mediante Decreto Supremo No. 430 de junio 06 de 1972, se dispuso que los contratos de concesión, los modificatorios y los adicionales y complementarios, suscritos antes del 30 de septiembre de 1971 podrán mantener su forma jurídica original sujetos a los mandatos de la Ley de Hidrocarburos de 1971 y de acuerdo a un tipo contractual similar para todos los concesionarios, para la cual se expedieron las bases del contrato tipo, mediante Decreto Supremo No. 317 de marzo 27 de 1973 y publicado en el Registro Oficial No. 283 de abril 10 del mismo año.

Entre los grandes logros y diferencias existentes entre la anterior forma contractual de concesión por contrato o por denuncia y la actual (1971) , fijada en las bases del contrato tipo, se encuentran:

- Se establece una política petrolera basada en los intereses inalienables del Estado, la explotación racional y el mantenimiento de

reservas sin olvidar la justa rentabilidad de las inversiones de las compañías petroleras.

- Se estipula obligaciones y beneficios en una forma más equitativa entre el Estado y las compañías privadas cuando se consigna derechos superficiales por hectáreas acordes a la situación hidrocarburífera, inversiones mínimas y continuas durante los períodos de exploración y explotación de los hidrocarburos, pagos oportunos de las primas de entrada, garantías que aseguren el cumplimiento del contrato.
- Se reduce el período de explotación de 40 años a 20 años de acuerdo con la Ley y de hecho se unifican en uno solo los diferentes contratos que se firmaron con anterioridad.
- Se unifican las estipulaciones referentes al mercado interno, porcentaje de las garantías para los últimos cinco años y la participación de la Empresa Estatal en los derechos, acciones y activos de los contratistas, ya que inclusive las mínimas señaladas por la Ley varían en razón del tiempo y de las áreas determinadas en las diferentes situaciones particulares.

Entre las compañías petroleras que firmaron el nuevo tipo de contratación figuran: el Consorcio **TEXACO-GULF, ANGLO SUPERIOR UNIÓN CALIFORNIA, GRACE SUN OIL** en la Región Amazónica y **ANGLO ECUADORIAN OILFIELD**, División **OCCIDENTE y CAUTIVO** en el Litoral Ecuatoriano. Entre las compañías que tenían contratos de concesión y no suscribieron los nuevos contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos se encontraban : **MINAS Y PETRÓLEOS, AMOCO, PETROLERA CURARAY y SHENANND OAH** en la Región Amazónica y **ADA, QUINTANA** y los demás concesionarios particulares en la Costa.

1.1.1.2. Contrato de Asociación

La Ley de Hidrocarburos de 1971 establecía con precisión lo que es un Contrato de Asociación y se ha considerado esta Ley para su definición en razón de que en base a este instrumento legal, CEPE en ese entonces celebró contratos de Asociación con Cayman, actualmente CITY INVESTING, O.K.C. , PETROLEUM INTERNATIONAL y más tarde Y.P.F. de Argentina.

Los artículos de la Ley de 1971 que definen sobre esta forma contractual son:

Art. 2.- El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior en forma directa a través de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, la que podrá hacerlo por si misma o celebrando Contratos de Asociación o de Prestación de Servicios, con empresas nacionales o extranjeras o constituyendo compañías de economía mixta.

Art. 12.- Son contratos de asociación aquellos en que CEPE contribuye con derechos sobre áreas, yacimientos de hidrocarburos u otros derechos de su patrimonio y en que la empresa asociada contrae el compromiso de efectuar las inversiones que se acordaren por las partes contratantes. En el caso de abandono o devolución total de áreas por improductividad, nada deberá CEPE a la empresa asociada y quedará extinguida la relación contractual de asociación

Art. 13.- En los contratos de asociación se acordará la escala de participación de cada una de las partes en los resultados de la producción.

Si la empresa asociada realizare gastos o inversiones superiores a lo mínimos estipulados, no se alterará la escala de participación en los

resultados de la producción que se hubiese fijado en el contrato de asociación.

Art. 14.- En los contratos de asociación se estipulará cuando menos sobre lo siguiente :

- Los órganos directivos y de administración;
- El plazo de duración del contrato;
- Las obligaciones mínimas de inversión y de trabajo;
- Las regalías, primas, derechos superficiarios, obras de compensación y otras obligaciones similares;
- Las garantías que debe rendir la empresa asociada para caucionar el cumplimiento de sus obligaciones;
- La extensión y la forma de selección de las áreas de explotación;
- Los derechos, deberes y responsabilidades del operador;
- Las relaciones de los asociados en la etapa de producción; y ,
- Las formas, plazos y otras condiciones de las amortizaciones.

Finalmente, cabe señalar que mediante Decreto Supremo 316 de marzo 27 de 1973, publicado en el Registro Oficial 281 de abril 06 de 1973 se expidieron las bases del contrato de asociación para la exploración y explotación de hidrocarburos.

1.1.1.3. Contrato de Prestación de Servicios

A fin de dar mayor dinamismo, modernizar la industria petrolera e incrementar las reservas hidrocarburíferas, el Congreso Nacional con la expedición de la Ley No. 101 de 1982 publicada en el Registro Oficial No. 306 de 13 de agosto de mismo año, reforma la Ley de Hidrocarburos introduciendo una nueva modalidad de contratación denominada “Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, modalidad que permite la inversión extranjera con capital de riesgo en el sector hidrocarburífero.

Mediante Decreto No. 1491 de enero 31 de 1983, publicado en el Registro Oficial No. 427 de febrero 07 del mismo año, se expide el Reglamento de Aplicación de la Ley No. 101, en lo referente a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos. Posteriormente, con Decreto No. 1770 de junio 1 de 1983 se expiden reformas al Reglamento de Aplicación de la Ley No. 101 con el objeto de armonizar una adecuada legislación petrolera que permita una correcta aplicación de los nuevos contratos de prestación de servicios. Finalmente, mediante Decreto No. 1779 de junio 07 de 1983 se aprueba el Modelo de Contrato de Prestación de Servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.

A partir de junio de 1983 que se convocó a la primera Licitación Internacional para 11 bloques, 7 en la Región Amazónica y 4 en la Costa y Costa Afuera, se han llevado a cabo en el país 8 licitaciones internacionales de bloques para la exploración y explotación de hidrocarburos, teniéndose como respuesta la firma de contratos de prestación de servicios con 12 compañías que en el orden de registración en la Dirección Nacional de Hidrocarburos, DNH, son los siguientes : OCCIDENTAL, ESSO-HISPANOIL, BELCO (bloque 1 y 2 en el Golfo de Guayaquil); TEXACO-PECTEN (bloque en Manabí); BRITISH PETROLEUM, CONOCO; ELF AQUITAINE; BRASPETRO; TENNECO; PETROCANADA, ARCO Y UNOCAL, que cubrieron una área de

2'976.200 hectáreas, de las cuales 776.200 hectáreas están ubicadas en el Golfo de Guayaquil, 200.000 hectáreas en la costa de Manabí y 2'000.000 de hectáreas en la Región Amazónica.

Los principales artículos de la Ley que reglamentan y definen sobre esta modalidad de contratación son :

Art. 16.- “ Son contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, aquellos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan para con “PETROECUADOR “ a realizar con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas para el efecto invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

Solo cuando el prestador de servicios para exploración y explotación hubiere encontrado, en el área señalada, hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al reembolso de sus inversiones, costos y gastos y al pago por sus servicios en función de las inversiones no amortizadas, dentro de los plazos que para el efecto se señalen.

Estos reembolsos y pagos serán realizados por, “ PETROECUADOR “, en dinero, de los ingresos brutos que produzcan los yacimientos que se encuentren en el área objeto del contrato. Si conviniere a los intereses del Estado, los reembolsos y pagos por servicios a la contratista podrá ser realizado en especie o en forma mixta.

En el caso de reembolso y pago en especie, o en forma mixta, se lo realizará únicamente sobre una parte del saldo exportable de la producción del área objeto del contrato.

En el caso de que la contratista reciba el reembolso y pago en dinero, tendrá opción preferente de compra sobre una parte del saldo exportable

de la producción del área del contrato, que no podrá exceder del 50% de dicho saldo exportable.

La parte del saldo exportable a que se refieren los incisos precedentes será fijada al momento de la determinación de la comercialidad de los yacimientos.

El precio de hidrocarburos, para el caso de pago en especie o para la opción preferente de compra, se fijará de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por "PETROECUADOR".

La definición de la comercialidad de los yacimientos constará en las bases de contratación".

1.4.1.4. Contratos de Participación

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos vigente (Enero 1994) "... Son Contratos de Participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, aquellos celebrados por el Estado por intermedio de PETROECUADOR, mediante los cuales delega a la contratista la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción.

La contratista una vez iniciada la producción tendrá derecho a una participación en la producción del área del contrato, la cual se calculará a base de los porcentajes ofertados y convenidos en el mismo, en función del volumen de hidrocarburos producidos. Esta participación valorada al precio de venta de los hidrocarburos del área del contrato, que en ningún caso será menor al precio de referencia, constituirá el ingreso bruto de la

contratista del cual efectuará las deducciones y pagará el impuesto a la renta, en conformidad con las reglas previstas en la Ley de Regimen Tributario Interno.

La participación de la contratista también podrá ser recibida en dinero, previo acuerdo con PETROECUADOR.

En caso de devolución o abandono total del área del contrato por la contratista, nada deberá el Estado y quedará extinguida la relación contractual “ .

1.1.1.5. Contratos de Gestión Compartida

En el Registro Oficial No. 12 del 26 de agosto de 1998, se promulga la Ley Especial Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, cuyo artículo único se cita en sus partes más fundamentales con el objeto de entender las reformas introducidas a la citada Ley a continuación del Art. 18 donde se expresa lo siguiente : “Art... Cuando por sí mismo el Estado ecuatoriano, a través de PETROECUADOR, realice actividades de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, podrá seleccionar, sujetándose al procedimiento establecido en esta Ley, a las empresas individuales, uniones de empresas, consorcios o asociaciones más idóneas de entre las compañías de reconocida solvencia económica y competencia técnica en la industria hidrocarburífera, para incrementar y optimizar la producción petrolera y maximar la recuperación de sus reservas, así como, de ser el caso, para realizar actividades de exploración en las áreas que le pertenezcan.

La empresa o consorcio seleccionado realizará por su cuenta y riesgo las inversiones y transferencias tecnológicas. Las operaciones estarán a cargo de PETROECUADOR a través de su filial PETROPRODUCCIÓN y/o la empresa o consorcio seleccionado. En ningún caso la participación del Estado ecuatoriano en la producción incremental será menor al 40%.

Se entenderá por producción incremental aquella por encima de la curva base de producción definida por PETROECUADOR que deberá considerar la tasa promedio anual histórica y la proyección futura que las actuales reservas probadas permitan.

Art.... La participación financiera y técnica de las empresas seleccionadas se concretará en un contrato de operaciones especial de gestión compartida o consorcio previamente aprobado por el Comité Especial de Licitaciones, CEL.

Art... Estos contratos incluirán en sus cláusulas principales: las partes contratantes, la duración de los contratos, la participación del Estado, los programas de trabajo e inversiones mínimos a ser ejecutados, el monto de las inversiones a ejecutarse, el pago de las obligaciones tributarias de conformidad con la Ley, las garantías de la empresa seleccionada para con PETROECUADOR, los órganos directivos de administración y fiscalización del contrato, la capacitación, la facultad de inspección y control y las demás que consten en los documentos precontractuales de la licitación aprobada para el efecto. “

1.1.1.6. Otras Formas Contractuales

La difícil situación financiera por la que atraviesa actualmente PETROECUADOR, que no le permite por sí misma desarrollar importantes proyectos en el sector hidrocarburífero, como la ampliación del SOTE, misma que al momento se encuentra en etapa de ejecución con el concurso de la Compañía Arco Oriente; construcción de un nuevo oleoducto para crudos pesados, OCP, incrementar la capacidad de refinación de petróleo, implementar tecnologías para mejorar los factores de recobro de las reservas de petróleo, nuevos proyectos de exploración petrolera, etc.; requieren de inversiones muy altas que al momento el país no las puede realizar, y en tal razón es indispensable posibilitar el

concurso del sector privado para que participe en la ejecución de estos proyectos que de otra forma se verían postergados en circunstancias muy difíciles de nuestra economía.

El desarrollo tecnológico y la dinámica del sector hidrocarburífero nos conducen también a buscar nuevas alternativas para el desarrollo de proyectos de inversión, más aún, en situaciones de crisis, lo que torna indispensable para una empresa como PETROECUADOR establecer alianzas estratégicas con socios idóneos donde el gran beneficiado sea el Estado ecuatoriano a través de contratos que le permitan incrementar la producción de petróleo en forma eficiente y/o ejecutar proyectos con la participación del sector privado a través de un sistema de capitalización. Ambos aspectos, tanto las “Alianzas Estratégicas” así como la “Capitalización”, son consideradas como alternativas de participación del sector privado para el desarrollo y ejecución de proyectos de inversión en el sector hidrocarburífero.

1.1.1.6.1. Alianzas Estratégicas y Capitalización

La reactivación del sector hidrocarburífero nacional, necesariamente deberá contar con el aporte del sector privado, como una alternativa de solución a los apremiantes problemas económicos de Petroecuador, y de sus empresas filiales, para lo cual surge como una posibilidad para ser considerada, el mecanismo de asociación a través de las alianzas estratégicas de carácter tecnológico y de inversión.

Desde el punto de vista conceptual “alianza” significa unión y compromiso de ayuda entre diferentes socios. Las alianzas forman parte de las estrategias de cooperación, se integran dentro del marco competitivo y se caracterizan por el desarrollo de relaciones contractuales entre empresas rivales.

“ Las alianzas constituyen un complemento natural a las estrategias que persiguen la valorización del conocimiento científico y técnico desarrollado por las empresas, provocando el establecimiento de nuevas reglas de juego “¹.

Las alianzas pueden ser direccionadas hacia diversos ámbitos de cooperación, desde uniones coyunturales hasta verdaderos acuerdos en que resulta difícil precisar si un grupo de empresas están de hecho separadas.

Para el caso específico de la Filial Petroproducción, y por expresiones del Presidente Ejecutivo de Petroecuador, formuladas en el diario El Comercio del 5 de enero del año 2000, señala que para el presente año, las únicas inversiones serán para la construcción del nuevo Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) y para el desarrollo de los campos de las petroleras extranjeras, cuya producción será transportada por el nuevo oleoducto. Además, del plan anterior, que es estrictamente privado, Petroecuador tiene uno propio. Las autoridades del Ministerio de Finanzas y Petroecuador tienen un acuerdo para dotar a la empresa estatal de recursos e incrementar la producción en cuatro campos estatales, para lo cual se contará con un presupuesto de USD 38 millones, pero las empresas que prestan servicios a la petrolera estatal aportarán USD 24 millones adicionales.

A ellas se les pagará con los recursos provenientes de la mayor producción.

En efecto, Petroecuador prevé incrementar la producción de los campos: Mauro Dávalos (Huamayacu), Culebra-Yulebra, Atacapi-Parahuacu y Víctor Hugo Ruales (Cantagallo). Estos producen

¹ Gestión e innovación. Julian Pavón Morete, Antonio Hidalgo Nuchera. Tomado del Trabajo de Investigación Individual Masterado en Seguridad y Desarrollo “ Participación del Sector Privado en la Explotación Hidrocarburífera”, por Ing. Com. Jacobo Parreño C.

actualmente alrededor de 50 mil barriles diarios: el compromiso es incrementar esa producción en 34.000 BPPD, para el año en curso. Los recursos ascienden a USD 62 millones, provenientes de las empresas de servicios y de fondos que le asigne el Ministerio de Finanzas a Petroecuador.

La fórmula acordada va en esa dirección, es decir, ir hacia una contratación de asociación estratégica en razón de que hasta mediados de este año se formarán alianzas estratégicas con grupos de empresas que prestan servicios a Petroproducción. Estas financiarán USD 24 millones para incrementar 34 mil barriles diarios de producción en este año. “ Los que forman esta asociación aportan dinero y se les paga con el aumento de la producción, fideicomisada en el Banco Central, con lo cual se garantiza el pago “.

Es importante señalar, que en el presupuesto se prevé una producción de petróleo equivalente a 141 millones de barriles. Lo que supere esta meta servirá para pagar a las empresas que inviertan en Petroecuador. Según cálculos oficiales, este año se producirían seis millones de barriles adicionales con este plan, que equivaldrá a USD 120 millones adicionales considerando un precio del barril de crudo de USD 20. Para el año 2001, los recursos extras sumarían USD 298 millones.

Por lo tanto, lo arriba anotado constituirá un efectivo ensayo de **Capitalización** por parte del sector privado, donde el Estado no enajena de ninguna forma su patrimonio, sino que se establecerían sociedades de tal forma que el Estado como tal aporta con sus activos y los inversionistas sean nacionales o extranjeros con el capital, lo que le permitiría a Petroecuador mediante este nuevo mecanismo incrementar significativamente su eficiencia operativa en términos de mayor productividad, lo cual redundará en beneficios para el Estado, para lo cual previamente, se estima que para el 5 de abril del año 2000 se apruebe en el Congreso Nacional el proyecto de reforma a la Ley de Hidrocarburos,

donde se norma la operación de un oleoducto privado, pero también se viabiliza los Joint Venture (unión de empresas y/o Gestión Compartida).

1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS CAMPOS PETROLEROS

En el mapa adjunto se encuentran las ubicaciones de los campos en producción, de los campos en no producción y de los prospectos exploratorios existentes en la Región Amazónica. Además se puede identificar la distribución de los bloques pertenecientes a cada una de las Compañías Operadoras y campos de Petroproducción.

Por otra parte, se puede visualizar también la proximidad que existe entre el bloque 29 y el oleoducto nor-Peruano, que sirve para la evacuación del petróleo producido por los pozos perforados en la región norte del Perú, situación que favorecería desde el punto de vista técnico y económico, una posible interconexión con este sistema con los pozos que se perforen en el territorio ecuatoriano y las facilidades de producción que se deban realizar para la explotación de las reservas de los campos Amazonas, Balsaura, Huito, Conambo y Marañón, si es que los estudios técnicos y los convenios binacionales que deban ser suscritos por Ecuador y Perú, respondan a los intereses y conveniencias de ambas naciones.

Es necesario señalar que el Mapa Petrolero Ecuatoriano por razones de venta de concesiones y licitación, registró gran movimiento desde finales de 1999 especialmente debido a las compras de compañías a nivel internacional. El resultado: cuatro nuevas petroleras aparecieron en el país: Vintage, Kerr McGee, Agip Oil y Burlington, de tamaño mediano a nivel mundial.

Pero además, la licitación de campos petroleros pequeños atrajo el interés de otras diez empresas nuevas, aunque de menor tamaño.

Ahora, estos movimientos se dieron en dos niveles. La compañía Vintage, por ejemplo, compra los derechos de la petrolera francesa Elf en el bloque 14. Esta fue una compra exclusivamente en Ecuador y cumplió con varios requisitos: el pago al Estado de una prima de USD 5.000 por cada uno por ciento de las acciones vendidas, el mejoramiento de las condiciones del contrato y la aprobación de un informe técnico, económico y legal que la califique como apta para operar el campo petrolero.

En 1999, Vintage también compró los derechos de la petrolera Triton en el bloque 19.

Otro cambio importante fue el de la petrolera Arco, que tiene dos concesiones en los bloques 10 y 24. Por estrategias de la empresa, Arco decidió salir de Ecuador y vendió sus derechos en el bloque 10 a la italiana Agip Oil, mientras en el bloque 24 hizo lo propio con la americana Burlington. Esta operación se concretó a finales de 1999.

Otro caso importante fue el de City. Esta era propiedad del grupo canadiense Pacalta, que decidió mantener el nombre de City en el Ecuador. En el segundo semestre del año pasado, Alberta Energy Corporation (AEC), también canadiense, compró a Pacalta a nivel mundial y mantuvo el nombre de City Ecuador. La ventaja al no cambiar de nombre es que la empresa no paga ninguna prima por la cesión de derechos.

Un cuarto caso es el de Kerr McGree, que compró a la petrolera Oryx. Esta venía operando en los bloques 7 y 21.

Kerr McGee compró a Oryx a nivel mundial pero decidió poner su nombre en los contratos.

1.2.1. Campos Marginales

Las petroleras privadas tienen más espacio para operar los campos marginales de Petroecuador. La idea es que estos campos, que tienen una producción pequeña, los manejen firmas que inviertan y aumenten la producción de crudo.

Diez son las empresas que accedieron a estos campos, ubicados en la Amazonía, mediante licitación y calificación por parte del Ministerio de Energía y Minas mediante la expedición del Acuerdo Ministerial No. 090 del 12 de enero de 1998. Cabe señalar que la Ley No. 44 publicada en Registro Oficial del 29 de noviembre de 1993, reformativa a la Ley de Hidrocarburos que incorpora como segundo inciso del Art. 2 , el contrato para la explotación y exploración adicional de los campos marginales de Petroecuador, como una **nueva modalidad de contratación petrolera en el país.**

El campo Bermejo opera la compañía Tecpecuador. En Pindo y Palanda están tres, Petróleos Subamericanos (Argentina) asociada con Petroquímica Comodoro Rivadaria (Argentina) y la Compañía General de Fósforos Sudamericana, que es del Grupo Fierro de España.

En Charapa hay dos empresas asociadas: la americana Bellwether y la compañía Tecnie, de origen ecuatoriano.

En el campo de Tigüino operan cuatro empresas: Petrocol de Colombia, Copen de Venezuela, Iecontsa de Ecuador y Grantmining de Canadá. Según se conoció, esta última firma está negociando la venta de sus acciones con otros interesados.

Según información oficial, estos contratos generarán una inversión de USD 110 millones en los próximos tres años.

Actualmente en el País existen 24 bloques concesionados y la mayoría de ellos se encuentran en la Región Amazónica.

La nueva política petrolera está sustentada en la búsqueda de nuevas áreas para las actividades de exploración y explotación hidrocarburífera, así como también poner en marcha los proyectos de explotación para el desarrollo de los campos ya descubiertos tanto de Petroproducción como de las Compañías Privadas, para lo cual se requiere también armonizar y actualizar un marco legal que permita atraer la inversión extranjera y tecnología de punta a fin de incrementar la producción petrolera del país, tanto de crudo liviano como de crudo pesado, a tasas sin antecedentes históricos en cuanto a volumen de producción, con la condición de garantizar una explotación técnica y económica de los yacimientos y el óptimo factor de recobro de los mismos, mediante la utilización de técnicas modernas de recuperación mejorada de petróleo.

Bajo estas perspectivas, la próxima convocatoria de dos nuevas rondas de licitación petroleras, la IX y la X tienen como objetivo las siguientes áreas:

- IX RONDA DE LICITACIÓN PETROLERA: Para la Exploración y Explotación de los Campos ISHPINGO, TIPUTINI y TAMBOCOHA, (Bloque-20).
- X RONDA DE LICITACIÓN PETROLERA: Para la Exploración y Producción de los Campos en los Bloques del Sur Este , frontera con el Perú y Costa Afuera, (Bloques: 22, 25, 26, 29, 30,32, 33, 34, 35, 36 y 37 en la Región Amazónica; y, Bloques: 4 y 5 en la Región Litoral (OFFSHORE)

1.3. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA CUENCA DEL ORIENTE .

Con el propósito de establecer un marco de referencia geológico de la cuenca oriental, se debe citar que ésta corresponde a una cuenca terciaria continental que se desarrolla al frente de la faja andina de plegamientos compresionales. Es un sistema de grabens extensionales del mesozoico inferior y de depósitos marginales del Paleozóico de los cratones de Brasil y Guyana.

El Oriente Ecuatoriano forma parte de una cuenca mayor que se extiende desde Venezuela hasta Bolivia, limitada al Oeste por los Andes y al Este por los escudos de Guyana y Brasil. La existencia de esta cuenca es comprobada desde el Paleozoico Inferior y está dividida por elementos transversales en cuencas parciales, las cuales se puede distinguir claramente solo desde el Cretácico.

1.3.1. Estratigrafía

1.3.1.1. Precámbrico

Rocas de una edad precámbrica componen los escudos de Guyana y Brasil, forman parte también del cristalino de la Cordillera Real. En algunos pozos de la cuenca oriental se encontraron rocas cristalinas, las cuales se adjudican generalmente al Precámbrico, y en detalle se tratan de rocas metamórficas similares a las encontradas en los pozos Marañacu-1 y Cangrío-1, al igual que granitos en pozos Cofane 1, San Roque 3, Auca 2, Tivacuno 1, Oglan A-1 y en algunos pozos exploratorios perforados en los últimos años, que en general corresponden al basamento cristalino.

1.3.1.2. Formación Pumbuiza (Paleozóico Inferior)

En la cordillera de Cutucú afloran esquistos parcialmente con grafitos y areniscas cuarcíticas ligeramente metamorfizados y fuertemente plegados con fósiles indeterminables que por su posición estratigráfica deben pertenecer al Paleozoico Inferior. En ningún pozo del oriente se encontró esta formación cuyo espesor es desconocido.

1.3.1.3. Formación Macuma (Carbinífero Superior Pensilvanio)

El único afloramiento de estratos del paleozóico Superior se encuentra en el Cerro Macuma en la parte Norte de Cutucú. Se trata esencialmente de calizas. La parte inferior de un espesor de 150-200 m. contiene una rica fauna fosilífera y la parte superior con alrededor de 1250 m. de espesor contiene Spiriferina, Derbya, Fusilinella, Briozoas, Ostrácodos y Algas. La base y el tope de la formación Macuma son discordantes.

La formación Macuma se encontró en algunos pozos por ejemplo en Macuma 1, Auca 3 y Shushufindi 39A. En 1998 fue perforado el pozo exploratorio Yuralpa Centro 1A por parte de Oryx Ecuador, encontrándose esta secuencia con un espesor no determinado.

1.3.1.4. Formación Santiago

A lo largo del Río Santiago (Cutucú Sur) aflora una secuencia de calizas silíceas y arcillas esquistosas con un espesor de 1500-2700 m. que contiene amonitos del Género Arietitas comprobando una edad Jurásica Inferior.

La formación tiene una extensión amplia especialmente en los Cutucú Occidentales. Su límite norte forma una discordancia erosional comprobada por los pozos Cangaimé 1 y Macuma 1. En el último ya falta la formación Santiago. En la parte occidental de los afloramientos y

aumentando hacia el Oeste la formación incluye material volcánico, tufitas, intrusiones porfiríticas y diabasas submarinas.

1.3.1.5. Formación Chapiza (Jurásico Medio y Superior)

El piso Santiago está superpuesto en forma de discordancia angular por la formación Chapiza de origen continental con una extensión amplia a través de todo el Oriente con excepción de las áreas de los pozos Macuma 1, Auca 3 y Shushufindi 39A, donde fue erosionada posteriormente. La formación aflora especialmente en los Cutucú Orientales y a lo largo del flanco este, de los Cutucú occidentales.

La mayoría de los pozos de la cuenca del Napo encontraron Chapiza debajo de hollín. Litológicamente se trata de una secuencia de capas rojas con un espesor máximo de 4500 m. en el Sur disminuyéndose notablemente hacia el Norte y Este.

Se puede distinguir de abajo hacia arriba: el Chapiza rojo y gris, una intercalación de lutitas y areniscas con estratos de anhidrita y con fuentes de agua salada.

El “Chapiza rojo” formado por una intercalación de lutitas rojas y areniscas, pero sin evaporitas.

El “Chapiza Superior “ o Misahuallí, una secuencia piroclástica con areniscas rojas y conglomerados; rocas características de esta parte son areniscas feldespáticas, tufitas y brechas.

Por su posición estratigráfica entre el “Santiago” y el Hollín se atribuye normalmente al Chapiza una edad Jurásica Superior pero sin comprobación paleontológica

1.3.1.6. El Cretácico

Es la formación más importante de la Cuenca Amazónica desde el punto de vista petrolífero. Se habla generalmente de una transgresión cretácica sobre una superficie bien nivelada por una erosión anterior.

La magnitud de un hiato de sedimentación y una discordancia angular no es del todo conocida.

1.3.1.6.1. Cretácico Pre-Hollín

Estratos cretácicos más antiguos que el Hollín se conoce actualmente solo en el pozo Tigüino 1. Este pozo encontró debajo de la arenisca Hollín de 449' de espesor, una serie de lutitas negras con intercalaciones de espilitas de 44' de espesor sin alcanzar la base de esta secuencia.

Se trata de sedimentos marinos con numerosas conchas de lamelibranchias, entre ellos del género *Inoceramus* lo mismo como amonitas. Determinaciones de la maduración del sedimento comprobaron que se trata de una roca madre excelente. Estos estratos fueron sedimentados en un ambiente bien distante de la orilla del mar.

1.3.1.6.2. Formación Hollín

La formación Hollín es el reservorio más importante del Oriente. La edad de la base del Hollín no se conoce exactamente, el tope es Albiano Inferior.

Entre la formación subyacente Chapiza y el Hollín existe normalmente una discordancia angular con excepción del flanco Este de los Cutucú Sur.

El Hollín es una arenisca blanca, de grano grueso, en capas gruesas y a veces maciza, muchas veces con una estratificación cruzada intercalando con lentes irregulares de lutita. El ambiente en que se formó el Hollín, es probablemente continental con elementos marinos en la parte Superior. El espesor de la formación llega hasta 200 m. y es máximo en la parte sur de los Cutucú y bastante grande en la parte central de la cuenca (pozos Aguila y Tigüino) y en la región del Domo de Napo; disminuye hacia el Oeste en la depresión tectónica de Mera-Puyo. El Hollín parece estar ausente en la parte Noreste de la cuenca (pozos Margaret, Vinita).

1.3.1.6.3. Formación Napo

Con la formación Napo, el ambiente de sedimentación se vuelve netamente marino. La transición del Hollín al Napo es rápida y la superposición claramente concordante. La transgresión vino probablemente del Sur o Suroeste, desarrollándose hacia el escudo cristalino. La extensión originaria máxima y mínima respectivamente hacia el borde Este de la cuenca, no se conoce exactamente por falta de afloramientos y pozos en esta región.

La formación Napo se extiende a través de toda la cuenca del Oriente. El espesor llega a los 700-800 m. en la parte Sur de los Cutucú, pero es bastante menor de 440 m. o menos en los demás lugares.

Los sedimentos Napo comprenden areniscas, lutitas y calizas en partes variables. El material clástico de los sedimentos Napo proviene del Este o sea del escudo cristalino de Guyana, por lo cual hay un cambio más o menos continuo de facies de Este a Oeste, de tal manera que el porcentaje de los componentes arenosos disminuye hacia el Oeste, mientras que las lutitas aumentan.

Estudiosos de la geología dividen a la formación Napo a base de la litología y de la fauna en tres secciones a saber parte inferior, media y

superior. actualmente se separa en los pozos un Napo Basal, el cual no se puede distinguir del Napo Inferior por diferencias micropaleontológicas.

Napo Basal

El Napo Basal se compone de intercalaciones de lutitas, calizas y areniscas con un cambio lateral de facies notable en el sentido de que la cantidad de arcillas aumenta hacia el Oeste en relación a las calizas y areniscas.

Napo Inferior

El Napo Inferior consiste de una interestratificación de lutitas oscuras, margas, areniscas glauconíticas y algunos niveles calcáreos. Los horizontes arenosos son denominados desde abajo hacia arriba Arenisca "T", "U inferior" y "U superior" (conocida como "G-2" en parte de la cuenca) . Correspondiéndole a la dirección de transporte una disminución en el contenido de arena en todos los tres niveles arenosos hacia el Oeste. Además se registra un intercambio de areniscas y lutitas en la parte superior de cada zona arenosa, mientras que las partes inferiores se componen predominantemente de areniscas. Las areniscas "T" y "U inferior" se extienden hacia el Oeste hasta la zona subandina mientras que la arenisca "U superior" se desdobra más y más aumentándose las intercalaciones arcillosas y parcialmente calcáreas. Finalmente las areniscas desaparecen enteramente pasando a una facie arcillosa a lo largo de un perfil Este - Oeste.

Los tres intervalos arenosos mencionados muy probablemente pertenecen a un ciclo de sedimentación regresivo. Según la facies, el Napo Inferior fue depositado en un ambiente marino de poca profundidad con una aireación mínima de agua al fondo. Hacia el Este con un aumento de arena el ambiente era marino-litoral. Al tope de la Arenisca "T" se desarrollaba la caliza "B" a través de la cuenca entera. Sobrepuesto

a la arenisca “ U superior “ o su equivalente arcilloso se encuentra la caliza “A“ perteneciente ya al Napo Medio.

Napo Medio

Identificado también el Napo Medio, como la denominada caliza principal, sea transgresivo sobre el Napo Inferior. Se trata de una caliza de bancos gruesos hasta maciza, de color muchas veces obscuro que tiene a través de regiones extensas de la cuenca, más o menos el mismo espesor.

La edad del Napo Medio es Turoniano comprobada por muchos fósiles, especialmente Amonitas. El ambiente sedimentario es marino de la plataforma continental y de condiciones euxinicas al fondo. Al Napo Medio pertenece también la zona de la Arenisca M-2 en el Noreste de la cuenca, representada por un intercambio típico de areniscas y lutitas.

Napo Superior

El Napo Superior consiste esencialmente de lutitas de color gris-verde, gris oscuro y negro con algunas intercalaciones de bancos de calizas con un espesor máximo en la parte Sur de los Cutucú y un espesor medio de 80-150 m. En el área de Puyo-Mera esta parte del Napo fue erosionada en el tiempo pre-Tena.

El ambiente sedimentario es marino de condiciones desfavorables, comprobado por la falta de foraminíferos bentónicos calcáreos.

Las Areniscas Vivian, San Fernando y M-1

En la parte Este del Oriente Ecuatoriano se conoce un complejo marino arenoso denominado, en el Sur Vivian, en la parte media San Fernando, en el Norte, M-1. Según correlación de registros de pozos se

trata de un nivel cronostratigráfico. Generalmente se incluye esta secuencia en el Napo todavía, pero es más probable que corresponda a la parte inferior de la formación Tena. Estas areniscas representan un reservorio interesante en el Noreste y a lo largo de la frontera Sur, con un espesor que puede pasar de los 100 pies y que a veces cambia abruptamente a lo largo de fallas, como por ejemplo entre los pozos Mariann y Fanny.

1.3.1.6.4. Formación Tena

Con un brusco cambio de facies, prescindiendo de la Zona M-1 en la parte Este de la cuenca. Una discordancia angular entre Napo y Tena no se puede observar en los afloramientos pero entre ambas unidades hay un hiato de sedimentación correspondiente al Campaniano Superior y una erosión parcial. Litológicamente, la formación Tena que se extiende a través del Oriente entero, consiste esencialmente de lutitas abigarradas y pardorrojizas, con numerosas intercalaciones de areniscas preponderantemente en las partes basales y superiores. Cerca de la base se encuentran "cherts" (estratos silisificados) y hacia el tope conglomerados. Los colores rojos son la consecuencia de la meteorización. Las rocas frescas en los pozos tienen colores grises.

El espesor del Tena alcanza los 1000 m. cuando está conservado en su totalidad como por ejemplo en la parte Norte del domo de Napo y en las montañas Cutucú.

La formación Tena marca el comienzo de una transición de un ambiente netamente marino a uno de agua salobre y dulce. Al mismo tiempo cambia la dirección del aporte del material clástico de los sedimentos que vienen ahora fundamentalmente del Oeste como lo demuestra la disminución de las areniscas hacia el Este. La fauna de los sedimentos es escasa y consiste en algunos niveles de foraminíferos marinos enanos, además se encuentran ostracodos de origen no marino desconocidos en la formación Napo. El mar del tiempo Napo se había

retirado hacia el Sur, pero ocurrieron algunas regresiones esporádicas y temporalmente limitadas con sedimentos marinos y de agua salobre de espesores reducidos.

1.3.1.7. Terciario

En su totalidad el Terciario del Oriente comprende una secuencia de sedimentos clásticos de grano fino a grueso de un espesor de alrededor de 4000 m. depositada preponderantemente en un ambiente de agua salobre a agua dulce, que refleja ampliamente los acontecimientos tectónicos en la región de las cordilleras actuales.

Desde el punto de vista litológico se trata de una interestratificación frecuente de conglomerados, areniscas, limolitas, lutitas y arcillas ocasionalmente con estratos de carbón, tufita y chert. De un interés especial son las secuencias conglomeráticas, que normalmente indican acontecimientos tectónicos en las cordilleras y que lo más fácilmente representan marcas de tiempo. Pero como el material de los conglomerados fue transportado por ríos y depositado en forma de abanico, la extensión lateral de niveles isócronos puede ser limitada. Muchas veces se trata de conglomerados del tipo basal, representando un nuevo ciclo de sedimentación, por lo cual sirven mejor para una correlación estratigráfica.

1.3.1.7.1. Formación Tiyuyacu (Eoceno)

El Terciario del Oriente empieza con la formación Tiyuyacu. En los afloramientos, el Tiyuyacu yace concordantemente sobre el Tena pero con un cambio abrupto de facies (conglomerado basal) de tal modo que hay que suponer un hiato de sedimentación y una discordancia angular, lo que se puede comprobar en base al análisis de los registros eléctricos, especialmente en la parte Norte del Oriente Ecuatoriano (Aguarico uplift).

La formación Tiyuyacu empieza con una secuencia clástica de grano grueso de conglomerados y areniscas sedimentados a través de la cuenca entera. El tamaño de los guijarros disminuye de un modo general hacia el Este. Se trata casi exclusivamente de cuarzo .

Suprayacente a los conglomerados sigue una secuencia algo monótona de arcillas arenosas y arcillas pasando hacia el tope a conglomerados con los cuales termina la formación según la estratigrafía de “Minas y Petróleos“. La correlación usada por Texaco incluye a la formación una secuencia adicional de arcillas, conglomerados y cherts.

1.3.1.7.2. Formación Orteguzaza (Mioceno)

Entre el Tiyuyacu y la formación Chalcana existe una transición gradual. El Orteguzaza corresponde a la parte inferior de la formación Chalcana y está representado por una secuencia monótona de lutitas rojas de gran espesor, con algunas intercalaciones de areniscas conglomeráticas, lo que hace suponer que hubo un hiato de sedimentación entre Tiyuyacu y Orteguzaza y con mucha probabilidad una erosión parcial del Eoceno en un tiempo pre-Orteguzaza

1.3.1.7.3. Formación Arajuno

Con la formación Arajuno, que forma el suprayacente inmediato de la formación Chalcana, la facies empieza a volverse otra vez más gruesa, probablemente en relación con movimientos de ascensión de la Cordillera Real. La secuencia empieza con areniscas y conglomerados con un marcado contenido de hornblenda. La parte media de la formación es representada por arcillas rojas, la parte superior, por areniscas con intercalaciones de lignito y con una fauna de reptiles y de moluscos de agua dulce.

1.3.1.7.4. Formaciones Chambira y Ushpa (Mioceno Superior-Plioceno)

Las dos formaciones Chambira y Ushpa forman al Norte y Sur del Río Pastaza, el suprayacente normal de los estratos de la formación Arajuno. Se trata de sedimentos clásticos de grano muy grueso, sin colores rojos. Los 400 m. inferiores de la formación Chambira están compuestos de areniscas predominantemente conglomeráticas de grano medio hasta muy grueso, los 400 m. superiores de areniscas tuffíticas y conglomerados, con intercalaciones de arcillas bentoníticas. El tope de la formación es formado por conglomerados gruesos y cascajos.

La formación Ushpa tiene una composición litológica similar al Chambira, con un espesor de 1500 m. al este de la estructura Cangaime. Parece que la formación Chambira se vuelve menos gruesa hacia el Norte y que aumentan las intercalaciones de capas arcillosas.

1.3.1.7.5. La Formación Mesa (Cuaternario)

El cuaternario, conocido bajo el nombre de Formación Mesa, cubre en forma de un “abanico de piedemonte “ de gran espesor, vastas áreas del Terciario del Oriente, formando terrazas que se encuentran al borde Este de los Andes a alturas entre 1460 y 450 m. sobre el nivel del mar. Se trata de sedimentos volcánicos y fluviales, parcialmente de grano muy grueso del tipo conglomerados torrenciales. En la figura No. 1, se presenta un esquema de la Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente.

CAPÍTULO II

RESERVAS DE PETRÓLEO

2.1. INTRODUCCIÓN

Uno de los aspectos más importantes de la industria petrolera es el estudio detallado de los yacimientos de los que se extraen los hidrocarburos. Hay muchos interrogantes que resolver durante estos estudios, pero uno de los principales es sin lugar a dudas la cuantificación de reservas de petróleo y gas.

Después de la perforación de un pozo exploratorio la compañía operadora necesita conocer que volumen de petróleo se encuentra en la estructura perforada, y si es comercial o no, como también conocer los parámetros petrofísicos de los reservorios, extensión del mismo, su permeabilidad, calidad del crudo y la tasa inicial de producción para un tiempo determinado.

En consecuencia, el estudio de reservas proporciona al ingeniero y a los niveles directrices de la empresa un conocimiento amplio de las formaciones productoras, pues para efectuar los cálculos correspondientes necesita conocer la extensión de la acumulación, las características físicas-químicas de las rocas y de los fluidos, la facilidad con que los fluidos puedan desplazarse hacia la superficie y un conjunto de elementos que le permitirán resolver en el futuro con relativa facilidad otros problemas relacionados con los mecanismos y pronósticos de producción que serán la base para la determinación de la rentabilidad de un proyecto de explotación de petróleo.

Por tratarse de un tema técnico que facilitará un poco el entendimiento sobre esta materia, se ha creído conveniente complementar la idea de lo que consiste una acumulación o yacimiento hidrocarburífero, asociado con los mecanismos de producción para la extracción de crudo desde la estructura productora.

2.1.1. Mecanismos Naturales y Artificiales

2.1.1.1. Mecanismos Naturales .

Expansión de Gas.- Al perforar un reservorio la presión en el pozo disminuye y permite al gas expandirse y salir hacia la superficie, si el gas se encuentra disuelto en el petróleo, va arrastrando a este en su salida y ayuda a su producción. Este mecanismo permite recuperar del 5 al 25% de petróleo que se encuentra originalmente en el yacimiento.

Empuje de Casquete de Gas.- El gas que está sobre el petróleo en ciertos yacimientos también se expande luego de la perforación empujando el petróleo hacia la superficie, el recobro de petróleo por este mecanismo oscila entre los 20 y 40 %.

Empuje de Agua .- Cuando existen grandes acumulaciones de agua bajo un yacimiento de hidrocarburos, el agua empuja a este hacia la superficie, ya sea por efectos de expansión o de flujo hidrodinámico, permitiendo recobrar entre un 25 hasta un 60% de los hidrocarburos.

Segregación Gravitacional.- Este mecanismo obedece a la distribución de los flúidos en el reservorio (gas, petróleo, agua) de acuerdo a sus densidades dentro del yacimiento. Este mecanismo generalmente está asociado con cualquiera de los anteriores, pero aun actuando solo permite recobrar hasta un 60% del petróleo del yacimiento.

2.1.1.1.2. Mecanismos Artificiales .- Los mecanismos artificiales de producción se basan en métodos secundarios y terciarios de extracción de hidrocarburos y consisten en la inyección de fluidos (agua, vapor, gas, etc.), al yacimiento para producir petróleo y gas cuando no ha sido producido por mecanismos naturales de producción. Este método recobra hasta un 50%.

2.2 DEFINICIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO

Reservas Probadas de Petróleo .- Son los volúmenes recuperables de petróleo que se encuentran en un yacimiento hidrocarburífero y que mediante la perforación de pozos han sido probados hasta sus área de drenaje y hasta el contacto agua-petróleo (CAP) o de su límite inferior de arena (LIA) y que económicamente son rentables.

Reservas Probables .- Son los volúmenes de petróleo que aún no han sido probados y que se encuentran en áreas vecinas o subyacentes a las reservas probadas o en áreas de mayor incertidumbre geológica de una misma estructura. Su límite areal está determinado hasta la profundidad del cierre estructural.

Reservas Posibles .- Son los volúmenes estimados de petróleo que corresponden a prospectos exploratorios. Estas estructuras son determinadas por correlaciones Geológicas y Exploración Geofísica y no cuentan con perforación de pozos.

Las estimaciones de reservas probadas, probables y posibles, que sirve de base para el presente trabajo, se han realizado a nivel de campo, incluyendo campos en producción, en no producción y prospectos exploratorios.

2.3. BREVE RESUMEN DEL INICIO DE LA ACTIVIDAD PETROLERA EN LA REGIÓN AMAZÓNICA (R.A.).

Puesto que el petróleo a partir de 1972 pasó a constituirse en el mayor activo nacional y por consiguiente en el recurso natural más estratégico en el desarrollo del país. En la actualidad, continúa siendo fundamental en nuestra economía en razón de que las exportaciones petroleras son la fuente de ingreso de recursos, cuyo aporte del 40% al Presupuesto General del Estado, constituye la columna vertebral de la economía del país.

Con una producción inicial de aproximadamente 75.200 BPPD proveniente de los campos Lago Agrio, Sacha y Shushufindi-Aguarico, se inicia la explotación petrolera en la Región Amazónica, para ya en 1973 tener una producción promedio de 206.027 BPPD, en la década de los años setenta. La agresiva campaña de perforación exploratoria llevada a cabo por el consorcio Texaco-Gulf y más tarde la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, perfora su primer pozo en 1975 y ya para 1981 incorpora a la producción los campos Shuara, Secoya y Shushuqui, ubicados en el Nor-oriental ecuatoriano, de tal forma que al finalizar la década de los años ochenta el país ya cuenta con una producción promedio de 285.000 BPPD. Con los importantes descubrimientos realizados por las compañías que firmaron contratos de prestación de servicios con el Estado a través de CEPE (hoy PETROECUADOR), posibilitó incorporar significativos volúmenes de petróleo a partir de 1991 a través del aporte de las cías. Oryx (hoy Keer Mcgee), Occidental, Elf(hoy Vintage), Maxus(hoy REPSOL-YPF), Braspetro (operado por Vintage), City Investing, y Arco Oriente(Agip Oil) , para totalizar actualmente un volumen de 390.000 BPPD., existiendo al inicio del año 2000 una producción represada de aproximadamente 110.000 BPPD, que no se puede explotar debido a las limitaciones de orden técnico en la capacidad de transporte a través del SOTE.

2.4 PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO DE LA (R.A.)

El Ecuador produce al 23 de febrero del 2000 un promedio de 389,233 barriles de petróleo por día, de los cuales 248,455 bppd. corresponden el aporte de los campos de Petroproducción, con un 63.8 % y la diferencia de 140,778 bppd que equivale al 36.2%, a las diferentes compañías que operan en el país bajo distintas modalidades de contratación, de acuerdo al siguiente detalle:

| COMPAÑIA | PRODUCCIÓN (BPPD) | API | PORCENTAJE (%) |
|-----------------------------|------------------------------|--------------|-----------------------------|
| PET. SUDAMERICANO | 3,026 | 20.2 | 2.14 |
| TECPETROL | 3,712 | 31.0 | 2.63 |
| PETECU-KEER MCGEE* | 7,674 | 22.7 | 5.45 |
| PETECU-CITY | 37,559 | 26.9 | 26.67 |
| KEER MCGEE BLOQ.- 7 | 4,053 | 21.9 | 2.87 |
| VINTAGE (ELF) | 4,625 | 17.8 | 3.28 |
| • AGIP OIL | 18,290 | 20.5 | 12.9 |
| LIMONC. (PTCU-OXY) * | 8,944 | 21.4 | 6.35 |
| OCCIDENTAL | 19,562 | 19.3 | 13.89 |
| REPSOL-YPF | 44,050 | 16.24 | 31.29 |

- * AQUÍ SE INCLUYE LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS UNIFICADOS COCA-PAYAMINO Y LIMONCOHA, QUE LE CORRESPONDE A PETROPRODUCCIÓN.
- A FINALES DE FEBRERO DEL AÑO 2000 SE INCLUYE A LA PRODUCCIÓN NACIONAL EL APORTE DE AGIP OIL DE 18,300 BPPD.

Es importante resaltar para el análisis posterior la incidencia que tiene la calidad de los crudos que se explotan en la Región Amazónica, tanto en campos operados por Petroproducción como por los que operan las diferentes compañías privadas. El cuadro No.1 presenta datos de

producción de los diferentes campos en explotación al igual que el grado API promedio de dichos campos.

Petroproducción, produce crudos con una calidad que entran en la categoría de crudos medianos, con un promedio de grado API de 28.3, mientras que los crudos que explotan las compañías privadas tienen un grado API promedio de 20.8 que corresponden a una clasificación de crudos pesados. La evacuación de los crudos de los diferentes campos de la Región Amazónica a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), produce una mezcla de calidades de crudo lo que ha ocasionado problemas en la capacidad de transporte, debido a la reducción o degradación del grado API, hasta valores de 24.75 en la actualidad, es decir, mientras más bajo es el grado API de la mezcla, menor será la capacidad de transporte del SOTE., en las actuales condiciones de operación.

Por otra parte , la mezcla de crudos afecta también al precio del crudo en el mercado internacional, para efecto de exportaciones y también para entregas a refinerías como materia prima para la obtención de productos derivados del petróleo. En razón de la importancia que tiene la calidad del crudo, se presenta a continuación un resumen de la clasificación que establecen los organismos internacionales como API, OPEP Y ARPEL

| TIPO DE CRUDO | OPEP | API | ARPEL |
|----------------------|-------------|------------|--------------|
| Muy livianos | > 40 | ----- | ----- |
| Livianos | 31 - 40 | 35 - 45 | > 30 |
| Medianos | 22 - 30 | 20 - 35 | 20 - 30 |
| Pesados | < 22 | 10 - 20 | 10 - 20 |
| Extrapesados | ----- | < 10 | < 10 |

2.5. CAMPOS DE PETROPRODUCCIÓN

Históricamente los principales campos descubiertos por el Consorcio TEXACO-GULF: Lago Agrio, Shushufindi, Sacha, Aguarico, Auca, etc., desarrollados, más tarde por el Consorcio CEPE-TEXACO, continúan siendo hasta hoy los mejores campos con que cuenta el país, excepto el campo Lago Agrio que al momento tiene una producción significativamente más baja, debido fundamentalmente a la declinación natural del campo y a una falta de recursos para mejorar las condiciones de producción de los pozos.

A partir de la constitución de PETROECUADOR y sus FILIALES, en septiembre de 1989, PETROPRODUCCIÓN, tomó a cargo la operación total de los campos que operaba el Consorcio CEPE-TEXACO, a más de todos aquellos que descubrió CEPE en diferentes áreas de la Región Amazónica. A continuación en el cuadro No. 1 se presenta un detalle de los campos que actualmente se encuentran en producción, donde consta también el grado API y el contenido de agua y sedimentos (BSW).

Cuadro No.1

Campos en Producción de Petroproducción

| CAMPOS | BBLs. NTS. | BSW (%) | GRADO API |
|--------------------|-------------------|----------------|------------------|
| LAGO AGRIO | 5163 | 0.1 | 29.3 |
| CHARAPA | 131 | 0.0 | 29.2 |
| GUANTA | 3009 | 0.5 | 29.7 |
| SHUSHUFINDI | 71028 | 0.4 | 31.5 |
| AGUARICO | 1988 | 0.2 | 30.5 |
| SACHA | 44930 | 0.4 | 28.6 |
| PUCUNA | 2473 | 0.1 | 32.1 |
| PARAISO | 1745 | 0.3 | 26.6 |
| BIGUNO | 224 | 0.5 | 26.5 |
| HUACHITO | 419 | 30.0 | 26.5 |

| CAMPOS | BBLs. NTS. | BSW (%) | GRADO API |
|---------------|-------------------|----------------|------------------|
| HUAMAYACU | 2593 | 0.3 | 27.6 |
| AUCA | 14931 | 1.0 | 26.6 |
| AUCA SUR 1-2 | 750 | 43.0 | 22.2 |
| CONONACO | 7922 | 0.2 | 32.9 |
| CULEBRA | 2695 | 10.0 | 20.1 |
| YUCA | 5483 | 0.2 | 23.3 |
| YULEBRA | 3980 | 25.0 | 21.4 |
| ANACONDA | 1016 | 54.0 | 28.4 |
| CAMPOS | BBLs. NTS. | BSW (%) | GRADO API |
| TIGÜINO | 1418 | 1.0 | 24.2 |
| ATACAPI | 3947 | 2.0 | 32.5 |
| PARAHUACU | 1656 | 0.2 | 33.8 |
| V.H.R. | 3049 | 0.8 | 30.6 |
| SANSAHUARI | 2788 | 11.2 | 23.7 |
| CUYABENO | 8622 | 5.9 | 27.8 |
| FRONTERA | 2316 | 0.2 | 32.2 |
| TAPI | 336 | 0.2 | 30.4 |
| TETETE | 2748 | 1.0 | 30.2 |
| SHUSHUQUI | 3961 | 0.3 | 27.2 |
| SHUARA | 1578 | 0.2 | 28.4 |
| PICHINCHA | 13034 | 0.2 | 30.6 |
| SECOYA | 16199 | 0.2 | 33.0 |

| | |
|--------------|---------------------|
| TOTAL | 232132 BPPD. |
|--------------|---------------------|

- EN ESTA PRODUCCIÓN TOTAL NO ESTÁ INCLUIDA EL APOORTE DE LOS CAMPOS UNIFICADOS COCA-PAYAMINO Y LIMONCOCHA, DE APROXIMADAMENTE 16,323 BPPD.

2.6. CAMPOS EN PRODUCCIÓN DE LAS DIFERENTES COMPAÑÍAS OPERADORAS.

Por su parte las compañías que mantienen contratos de Prestación de Servicios y/o de Participación con el Estado, a través de Petroecuador, actualmente están conformadas de la siguiente manera: Petróleo Sudamericano, Tecpetrol, Petecu - Keer Mcgee (campo Coca-Payamino), Petecu - City, Keer Mcgee (bloque - 7), Vintage (bloque 14, bloque 17, y Shiripuno), Agip Oil (bloque 10), Petecu - Oxy(Limoncocha), Oxy e YPF.

En el Cuadro No. 2 se resumen los campos que se encuentran en producción, siendo necesario anotar que para el caso de la Cia. Occidental, la producción total presentada corresponde a los campos que integran el bloque 15(Jivino-Laguna, Indillana-Itaya, Napo); y para el caso de YPF, bloque 16, integrado por los campos Amo, Ginta, Daimi, Iro, Bogi-Capirón, y Tivacuno (contrato de servicios específicos).

Cuadro No. 2

Campos en Producción de Cías. Prestación de Servicios y de Participación.

PETRÓLEO SUDAMERICANO

| CAMPO | BBLs.NTS. | BSW(%) | GRADO API |
|--------------|-----------|--------|-----------|
| PALANDA | 867 | 30.0 | 19.4 |
| YUCA SUR 1-2 | 624 | 46.5 | 20.0 |
| PINDO | 1535 | 0.2 | 21.2 |
| SUBTOTAL | 3026 | | |

TECPETROL

| | | | |
|----------------------|-------------|------------|-------------|
| BERMEJO SUR | 2726 | 0.0 | 31.0 |
| BERMEJO NORTE | 986 | 0.4 | 31.0 |
| SUBTOTAL | 3712 | | |

PETECU - KEER MCGEE

| | | | |
|-----------------|-------------|------------|-------------|
| COCA | 4459 | 0.6 | 22.7 |
| PAYAMINO | 3215 | 0.4 | 22.8 |
| SUBTOTAL | 7674 | | |

PETECU - CITY

| CAMPO | BBLs.NTS. | BSW(%) | GRADO API |
|---------------------|------------------|---------------|------------------|
| MARIANN | 486 | 0.1 | 30.0 |
| MARIANN - 4A | 362 | 0.1 | 30.1 |
| TIPIISHCA | 2005 | 0.2 | 28.2 |
| FANNY 18B | 17196 | 0.6 | 22.9 |
| DORINE | 17510 | 0.5 | 23.1 |
| SUBTOTAL | 37559 | | |

KEER MCGEE

| CAMPO | BBLs.NTS. | BSW(%) | GRADO API |
|-----------------|------------------|---------------|------------------|
| GACELA | 1323 | 0.3 | 22.8 |
| LOBO | - | - | - |
| JAGUAR | 430 | 0.5 | 21.3 |
| MONO | 2300 | 0.5 | 21.8 |
| SUBTOTAL | 4053 | | |

VINTAGE

| | | | |
|-------------------|-------------|-------------|-------------|
| (BLOQUE 14) | 4053 | 36.6 | 18.2 |
| (BLOQUE 17) | 572 | 60.0 | 17.3 |
| C. SHIRIPUNO(PET) | - | - | - |
| SUBTOTAL | 4625 | | |

ARCO(AGIP OIL)

| | | | |
|-----------------|---------------|----------|-------------|
| SUBTOTAL | 18,290 | - | 20.0 |
|-----------------|---------------|----------|-------------|

PETECU - OXI

| | | | |
|-------------------|-------------|------------|-------------|
| LIMONCOCHA | 8944 | 0.4 | 21.4 |
|-------------------|-------------|------------|-------------|

| | | | |
|------------|--------------|------------|-------------|
| OXI | 19562 | 0.3 | 19.3 |
|------------|--------------|------------|-------------|

| CAMPO | BBLs.NTS. | BSW(%) | GRADO API |
|--------------------------------------|----------------------|---------------|------------------|
| YPF | 44050 | 81.9 | 16.24 |
| PRODUCCIÓN TOTAL DE CRUDO | 389,233 BBLs. | | |

FUENTE: DNH - DIVISIÓN HIDROCARBUROS AMAZÓNICA, A 23 DE FEBRERO 2000

2.7. RESERVAS DE PETRÓLEO

El volumen total de reservas con que cuenta el país, están referidas a las cifras de reservas originales y remanentes de petróleo de los campos de la Región Amazónica que se encuentran en producción y de aquellos campos que aún no se han incorporado a la producción nacional, así como las reservas posibles de prospectos exploratorios, es decir, potenciales

estructuras que deben ser perforadas con el objeto de probar la existencia o no de petróleo, cerradas al 31 de diciembre de 1998.

Así mismo, es necesario mencionar que la información utilizada proviene de estudios actualizados de Ingeniería de Yacimientos realizados por Petroproducción, y de los Planes de Producción y de Desarrollo presentados por la Compañías Operadoras y aprobados por la Unidad de Administración de Contratos y Unidad de Contratación Petrolera de PETROECUADOR y la Dirección Nacional de Hidrocarburos; y producciones acumuladas de petróleo al 31 de diciembre de 1998.

La actualización de las cifras de petróleo y proyecciones de producción son importantes por cuanto involucran el control de la producción de los campos, la declinación propia de los yacimientos, la disponibilidad de las reservas y su variación en relación a la producción obtenida, las estrategias para su transporte y la planificación del manejo sostenido de la industria hidrocarburífera por parte del Estado Ecuatoriano.

Las estimaciones de reservas se han realizado a nivel de campo, incluyendo a aquellos que se encuentran en producción y los que aún no están en la etapa de explotación. A estas reservas se las ha clasificado como probadas y probables, respectivamente.

Se han considerado las cifras de reservas probadas originales, para determinar las reservas remanentes, las mismas que resultan de la diferencia de las reservas originales y la producción acumulada de petróleo al 31 de diciembre de 1998.

De acuerdo con la información suministrada, durante 1998 se actualizaron las cifras de reservas originales de varios campos, en base a estudios de ingeniería de reservorios y de simulación de yacimientos; planes de desarrollo y producción, incorporando nueva información técnica proveniente de interpretaciones sísmicas, estudios de geología,

perforación de pozos y de los historiales de producción de cada uno de los campos.

Las reservas posibles, corresponden a los prospectos exploratorios de Petroproducción y de las Compañías Operadoras en la Región Amazónica (Tablas Nos. 3 y 6) y han sido calculadas únicamente por correlaciones geológicas y exploración sísmica, no existiendo para la consideración de este análisis la perforación de pozos.

Las estimaciones de reservas probadas, probables y posibles se han realizado a nivel de campo, incluyendo: campos en producción, en no producción y prospectos exploratorios.

2.7.1. Reservas de Petroproducción

Las reservas remanentes de petróleo al 31 de diciembre de 1998, de los campos de Petroproducción se determinaron en 3140,67 MMBBLS. a condiciones de superficie, esto representa el 77.95% de las reservas actuales de la Región Amazónica, cifra en la que se incluye las reservas bituminosas de crudo pesado del Campo Pungarayacu. En esta cifra no está considerada la parte porcentual correspondiente a Petroproducción de los campos unificados de las compañías REPSOL-YPF y CITY INVESTING LTD.

Para la actualización de las reservas hidrocarburíferas del país, se ha considerado los volúmenes de reservas iniciales en base a revaluaciones geológicas, actualizaciones de estudios de ingeniería de yacimientos y cálculo de nuevos Factores de Recobro para varios yacimientos productivos, esto explica las variaciones de los volúmenes de petróleo original en algunos campos en relación al año anterior (1997).

Las cifras de reservas originales de petróleo para los campos de mayor importancia como: Shushufindi, Sacha, Libertador, Auca, Culebra-

Yulebra-Anaconda, Lago Agrio y Cononaco fueron tomadas de los últimos trabajos de Simulación Matemática. Para los otros campos fueron consideradas las cifras de reservas de los estudios actualizados de ingeniería de reservorios.

Es importante resaltar que durante 1999 Petroproducción incorporó a las reservas probadas del país un volumen adicional de 364.2 MM BBLs. de petróleo de los campos en producción y 102.8 MM BBLs. de los campos que aún no entran en la etapa de explotación, como resultado de nuevas interpretaciones y estudios de Geofísica, Geología y de Simulación Matemática de Yacimientos.

En el caso de los Campos Culebra-Yulebra-Anaconda, los estudios determinaron que se trata de una sola estructura geológica, por lo que se incrementaron los montos de reservas en 51.014 MM BLS; el campo Libertador en 100.98 MM BBLs; el Campo Shushufindi, 5 MM BBLs por incorporación del yacimiento Basal Tena, que desde el año anterior viene produciendo; Cononaco en 12.99 MM BBLs, en los campos Huachito y Frontera se aumentaron sus reservas en 2.1 MM BBLs y Coca-Payamino en 4.67 MM BBLs.

Es importante para el país que Petroproducción, incorpore a la producción lo más pronto posible los campos: Ishpingo, Tambococha, Tiputini, Edén-Yuturi, Pañacocha, Danta, Huito y Oglan, los mismos que en conjunto cuentan con 771.3 MM BBLs de reservas probadas, volumen que permitirá incrementar la producción nacional de petróleo.

Adicionalmente, se debe indicar que, dada la importancia de las reservas de crudos pesados con las que cuenta el país, especialmente lo que constituye las reservas probadas de crudo bituminoso del Campo Pungarayacu, con 315'686.000 bbls. y con una gravedad API promedio de 10°, significan un valioso aporte para pensar que la seguridad y el desarrollo del país, a muy corto tiempo tendrá su soporte en la explotación de crudos pesados y extrapesados, puesto que la tendencia a

encontrar nuevas estructuras hidrocarburíferas conteniendo petróleos livianos son cada vez más escasas.

En resumen las reservas probadas originales de petróleo para los campos de Petroproducción al 31 de diciembre de 1998, alcanzaron los 5513.70 MM BLS (se incluye el 54% de las reservas del campo Coca-Payamino y el 80% del campo Limoncocha) de las cuales se ha producido 2373.03 MM BLS, quedando como reservas remanentes 3140.67 MM BLS de las cuales, 1951.46 MM BLS corresponden a los campos en producción y 1189.20 MM BLS a los campos en no producción, referirse a (Tabla No. 1 y 2).

Además se ha contabilizado 115.11 MM BLS de reservas posibles de 13 prospectos exploratorios, considerando un 50% de éxito (Tabla No.3).

Para las áreas de Petroproducción, se ha registrado 238.44 MM BLS de reservas probables, de las cuales 13.42 MM BLS corresponden a los campos en producción y 225.02 MM BLS a los campos en no producción.

2.7.2. Reservas, Compañías de Prestación de Servicios y de Participación.

Al 31 de diciembre de 1998, se obtuvo un volumen de reservas probadas de 1064.42 MM BLS, una producción acumulada de 175.98 MM BLS y un volumen de reservas remanentes de 888.44 MM BLS, que representan el 22.05% de las reservas remanentes de la Región Amazónica. Las reservas probables están en el orden de 84.90 MM BLS.

En las tablas Nos. 4 y 5 se presentan los volúmenes de reservas por campos y compañías, tanto en los campos en producción, así como de aquellos que aún no entran en producción.

Estas cifras de reservas fueron el resultado de las actualizaciones de los estudios de reservorios y de simulación matemática de yacimientos que fueron aprobados por la ADC, UCP de Petroecuador y la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Las reservas posibles de los prospectos exploratorios , con 50% de éxito para las compañías VINTAGE, OXY, REPSOL-YPF y CITY, alcanzan un volumen de 726.65 MM BLS (Tabla No. 6)

Los principales Prospectos Exploratorios considerados en el presente análisis son los siguientes :

City (Bloque Tarapoa) - Prospecto Shirley

City (Bloque 27) - Prospecto Vinita

Occidental - Posee los siguientes prospectos exploratorios: Sanisla Norte, Sanisla, Tangay, Cocaya Norte y Cocaya.

VINTAGE (Bloque 14) - Lince, Capirón Oeste, Yampuna Este, Esta y Santi, Estructura 18, Tayu, Tivacuno Oeste y Tivacuno Sur.

VINTAGE (Bloque 17) - Se destacan las estructuras A, B, D, F1 y Topo.

REPSOL-YPF - Se consideró el prospecto Záparo.

Para el campo Mariann Operado por City, se considera las cifras reservas probadas del yacimiento Napo "T", las mismas que se incrementaron en 6.91 MM BLS y en 15.70 MM BLS de reservas probables.

En 1998 City, incorporó 49'110.345 BBLS. de reservas probadas de petróleo del campo Dorine.

Para Occidental operadora del Bloque 15, se tomaron las cifras de reservas de la Fase V de Simulación Matemática del Complejo Indillana que incluye los campos Jivino, Laguna, Napo, Indillana e Itaya, en el que

se observa un excelente ajuste de la historia de producción en la arenisca "T" en Jivino-Laguna-Napo y en la arenisca "U" del área Laguna.

La Compañía YPF, durante 1998 en base a los nuevos estudios de ingeniería de yacimientos con la utilización de nuevos mapas estructurales en base al procesamiento de nuevas líneas sísmicas, optimización de la producción de los campos mediante la perforación de pozos horizontales, completaciones dobles (Amo), conificación inversa (Bogi), entre otros actualizó las cifras de reservas originales totales en 450.33 MM BLS, de las cuales 61.45 MM BLS son probables.

De manera general, para 1998 existe un incremento 133.63 MM BLS. que representa el 12.55% de las reservas originales probadas con respecto al año 1997. Los incrementos más significativos se observa en los campos operados por las Compañías City y Occidental, como resultado de la perforación de nuevos pozos, optimización de la explotación con pozos horizontales y de la actualización de estudios geológicos en base a la sísmica 3D y de ingeniería de yacimientos.

2.7.3. Reservas Totales de la Región Amazónica

En la Tabla 7, se presenta un resumen de las cifras de reservas originales, Producción Acumulada y Reservas Remanentes, clasificadas por Compañías y Campo.

Al 31 de diciembre de 1998, el total de las reservas remanentes son de 4029.11 MM BLS., de las cuales 3140,671 MM BLS. corresponden a Petroproducción, lo que significa el 77.95% de las Reservas Remanentes Totales y 888.447 MM BLS. a las Compañías Operadoras, que corresponde el 22.05%.

CAPITULO III

INCORPORACIÓN DE CAMPOS DESCUBIERTOS A LA PRODUCCION NACIONAL

3.1. NUEVOS CAMPOS DE PETROPRODUCCIÓN

La actividad exploratoria desplegada a partir de la década de los años 70 por compañías como Minas y Petróleos (pozos Tiputini-1, Yuturi-1), Anglo Superior Unión California(Oglan-1), Grace Sun Oil(Pañacocha-1), YPF(Curaray-X-1); y, en períodos más recientes, a partir de 1982, la Ex - CEPE realizó campañas exploratorias en el Sur-Oriente Ecuatoriano y descubre petróleo en los pozos Amazonas-1, Alama-1, Marañón-1, Huito-1, Balsaura-1C, Esso Hispanoil (Dayuno-1), Tenneco (Danta-1), Petrocanada (Cachiyacu-1), Unocal (Danta-2), entre otras, permitió descubrir importantes reservas hidrocarburíferas, que sin embargo, para cuando fueron descubiertas no despertaron el interés de aquellas compañías, especialmente extranjeras, para decidir un plan de explotación en consideración a que los resultados obtenidos de pruebas de producción no justificaba económicamente realizar inversiones de desarrollo de dichos campos.

Por su parte Petroproducción, a partir de 1992 en una nueva campaña exploratoria, descubre petróleo en el pozo Ishpingo-1, con un grado API promedio de 16. Este nuevo descubrimiento incentiva a la empresa estatal y perfora el pozo de Avanzada Ishpingo-2, determinándose por análisis de registros a hueco abierto y testigos de corona, el gran potencial de la estructura, para a continuación perforar el pozo Tambococha-1, pozo que confirma la continuidad del tren estructural **ISHPINGO-TAMBOCOCHA-TIPUTINI**, que sin lugar a dudas es el

descubrimiento más importante que ha realizado Petroproducción, por la cuantía de sus reservas in situ.

Con el propósito de tener un marco de referencia, sobre cual es el potencial productivo de los descubrimientos realizados en los diferentes campos, todos ahora bajo la operación de Petroproducción, por cuanto fueron revertidos al Estado, luego de que las compañías extranjeras decidieron abandonar el área de exploración, de conformidad con lo que establece la Ley de Hidrocarburos, se presenta a continuación un detalle de los nuevos campos y la correspondiente tasa de producción estimada para cada campo:

| CAMPO | TASA INICIAL (BPPD) |
|------------------|--------------------------------|
| ISHPINGO | 75,586 |
| TIPUTINI | 4,707 |
| YUTURI-EDEN | 10,100 |
| CACHIYACU | 3,800 |
| DANTA | 6,200 |
| TAMBOCOCHA | 12,586 |
| MARAÑON | 1,000 |
| CONAMBO | 8,000 |
| CURARAY | 4,300 |
| DAYUNO | 4,200 |
| HUITO | 6,200 |
| PAÑACOCHA | 7,500 |
| OGLAN | 7,000 |
| PRIMAVERA | 900 |
| SHIONAYACU | 760 |
| SHIRIPUNO CENTRO | 1,000 |
| AMAZONAS | 3,000 |
| BALSAURA | 3,000 |

Dada la importancia que tiene el tren estructural ISHPINGO-TAMBOCOCHA-TIPUTINI, como uno de los proyectos de desarrollo de mayor incidencia en cuanto a inversiones, se debe señalar que entre los tres campos se tiene una producción total de 92,879 BPPD, volumen que significaría para el país, poder incrementar la producción nacional de crudo y por ende las exportaciones petroleras, para lo cual es imprescindible contar con un nuevo oleoducto para crudos pesados y, haber finalizado la ampliación del actual Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE, como una alternativa real para ir superando la crisis económica por la que atraviesa el país, por lo que significa trazar un camino para ir hacia un Desarrollo Integral del Ecuador, donde se privilegie el logro de alcanzar los verdaderos Objetivos Nacionales Permanentes de la Nación.

Otro proyecto de mucha importancia por su ubicación estratégica, al Sur-Oriente muy cerca de la línea de frontera del Protocolo de Rio de Janeiro, donde la República del Perú cuenta con infraestructura de producción que empatan al Oleoducto Nor-peruano, lo constituyen los campos Balsaura, Amazonas, Marañón, Huito y Conambo, donde fueron descubiertas reservas de crudo pesado con un grado API oscilando entre 11 y 22°. Las tasas de producción estimadas en conjunto de los campos citados ascienden a 21,200 BPPD, volumen que bien podría ser evacuado a través del referido oleoducto de concretarse los acuerdos y convenios para su utilización, de ser, asimismo, conveniente tanto técnica como económicamente para ambas naciones.

El campo Edén-Yuturi localizado a 75 Km. al sureste del campo Shuhufindi y a 30 Km. al sur del campo Pañacocha, en la cuenca oriente, representa la posibilidad de un nuevo proyecto de desarrollo del cual el país debe tener muchas expectativas para incrementar a corto tiempo la producción nacional de crudo. El referido campo constituye una estructura anticlinal de orientación NNO-SSE, que se extiende tanto en el bloque 15 de la Compañía OCCIDENTAL cuanto en el área de

PETROPRODUCCIÓN, con acumulación de petróleo mediano y pesado en cinco yacimientos.

En el año de 1970 la compañía Minas y Petróleos perforó el pozo exploratorio Yuturi-1 en el periclinal sur de la estructura, descubriendo acumulaciones de petróleo de 12.8 a 18° API en las areniscas: “U” superior, “T” superior y M-2. A finales de 1996, la Compañía OCCIDENTAL obtiene la aprobación para perforar el pozo exploratorio EDEN-1, localizado en la culminación norte de esta estructura, y descubre petróleo de 19.9 a 23.1 ° API, en los yacimientos arriba mencionados y en las areniscas M-1 y “U”inferior. Análisis posteriores sobre la información sísmica disponible, información geológica, y de ingeniería determinaron que el campo Eden-Yuturi es compartido entre PETROPRODUCCIÓN y OCCIDENTAL.

No se puede dejar de mencionar por la importancia que tiene, lo que significa para el país en términos de seguridad y desarrollo, las reservas de crudos extrapesados del campo PUNGARAYACU. localizado a 20 Kms. del Tena, con un promedio de 10° API, donde se tienen estimaciones de que sus reservas in situ alcanzarían entre 5 y 7 mil millones de barriles de petróleo, no existiendo al momento estudios detallados que confirmen las cifras expuestas.

Las cifras de reservas probadas estimadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, ascienden a 315'686.000 bbls. de lo cual se deduce que se utilizó un factor de recobro bastante conservador, aún asumiendo que se utilizó la cifra de reserva original in situ de 5 mil millones de bbls. con un factor de recobro entre 7 y 9 %, que podría ser considerado como un escenario más bien pesimista, dada las condiciones y características de este crudo bituminoso.

Las posibles alternativas para la explotación de las reservas de Pungarayacu, están supeditadas en mucho a la selección de un

mecanismo de extracción apropiado debido a la alta viscosidad del crudo, para lo cual se requiere utilizar tecnologías avanzadas y especializadas que necesariamente están ligadas a inversiones de gran magnitud, si es del caso por ejemplo, un proceso de calentamiento con vapor para reducir la viscosidad y dejar el producto en condiciones de ser transportado, lo cual tendría que ser analizado muy cuidadosamente, para determinar si económicamente es viable la posibilidad de exportarlo; y; sobre todo, definir cual sería el costo de producción para que el proyecto sea rentable, considerando los altos costos que tendría asimismo el transporte por un oleoducto.

De ahí que, pensar que otra alternativa sería un proceso de refinación, idea que no tiene piso por cuanto en el país no contamos con un parque de refinerías de alta conversión, requeridas para crudos pesados como el de Pungarayacu.

Otra alternativa, que si tiene mucha consistencia es una tecnología aplicada por Venezuela, para el manejo y producción de crudos pesados, que no es otra cosa que una tecnología que propicia la emulsificación del crudo. Venezuela tiene mucha experiencia en manejo de crudos pesados, y de hecho tiene patentado la ORIMULSIÓN, que es un combustible termoeléctrico de gran aceptación en los mercados del mundo, cuya materia prima la obtiene de la gran faja del Orinoco, rica en reservas de crudo extrapesado.

La gran experiencia de Venezuela en el manejo de crudos extrapesados, bien podría ser aprovechada por el Ecuador a través de convenios de cooperación técnica, que posibiliten trazar un Plan Maestro para la explotación de las grandes reservas del campo Pungarayacu, con lo cual el Ecuador podría atraer la inversión extranjera en un campo muy atractivo para la explotación y comercialización de este tipo de hidrocarburos a nivel internacional.

3.2. Consideraciones para el Desarrollo de los Campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini, de Petroproducción.

Como uno de los proyectos de mayor trascendencia para el país, se ha considerado conveniente realizar algunas puntualizaciones sobre el proyecto de desarrollo del tren estructural ISHPINGO-TAMBOCOCHA-TIPUTINI, en función de la cuantía de las reservas estimadas y las inversiones para su desarrollo.

Con la perforación de los pozos Ishpingo-1, Ishpingo-2 y Tambococha-1, se comprueban los resultados de la perforación de los pozos: Tiputini-1 Minas y Tiputini-1 Shell, perforados en 1970, pero lo más importante fue la definición de que se trataba de uno de los descubrimientos más grandes de reservas de petróleo en la década de los años 90, cuya potencialidad garantiza que el Ecuador pueda incrementar sus reservas, y los ecuatorianos podamos ver con optimismo que aún contamos con recursos no renovables, que permitirán al país afrontar la difícil situación económica por la que atraviesa, derivada de una serie de factores: falta de decisión política en el sector hidrocarburífero, ingobernabilidad, corrupción, crisis del sector financiero, fenómeno del Niño, reducción de los precios del petróleo en 1988(8.70 \$/bbl. promedio), inestabilidad política, falta de políticas de Estado, entre otras, todo dentro de un esquema de globalización de la economía mundial, que le ha colocado al país en un escenario de desventaja en el continente, porque no podrá ser competitivo frente a otras naciones latinoamericanas que ya iniciaron procesos de transformaciones económicas, renegociaron deuda externa en mejores términos, el nuevo rol del Estado en relación a sus empresas que no son competitivas, y un factor muy importante , el riesgo país, que es un fenómeno que el Ecuador debe empezar a consolidar en base a credibilidad institucional, marcos jurídicos adecuados a la nueva realidad económica que permitan la inversión extranjera directa, como un mecanismo que evite mayor endeudamiento externo para reactivar el sector productivo del país,

ingrese tecnología de punta para la ejecución de proyectos en el sector hidrocarburífero, que han sido diferidos por falta de recursos del Estado.

En este sentido fue muy importante para el país, la aprobación de la Ley de Transformación Económica por parte del Congreso Nacional, efectivizada el 9 de marzo del año 2000, puesto que, en el sector hidrocarburífero introduce reformas a la Ley de Hidrocarburos, que abre la posibilidad de concesionar distintas obras de infraestructura petrolera merced a contratos de delegación por parte del Ministerio de Energía y Minas, MEM.

El desarrollo de campos petroleros involucra el análisis de muchos factores: iniciando desde la declaratoria de comercialidad del campo por parte de la operadora, en base a los resultados de la perforación exploratoria y adicionalmente con la perforación de unos dos pozos de avanzada que permiten definir las características de la estructura descubierta en cuanto a su posible extensión, verificación de espesores saturados de petróleo, calidad del crudo, características petrofísicas del reservorio, potenciales índices de productividad, mecanismos de explotación, entre otros, que permiten ir configurando un Plan de Desarrollo del campo.

Dentro de estos aspectos técnicos, tiene mucha incidencia la concepción misma que se haga de la evaluación del volumen de reservas, factor muy importante, que en definitiva pesará para decidir sobre el desarrollo del campo, en base a un **factor de recobro** sobre el cual girará la economía y rentabilidad del proyecto a desarrollar.

Para el caso concreto del proyecto ISHPINGO-TAMBOCOCHA-TIPUTINI, ITT, la filial PETROPRODUCCIÓN, contrató la realización de

estudios técnicos con la compañía BEICIP FRANLAB² para realizar la evaluación de las reservas con el objeto de preparar un Plan de Desarrollo que permita explotar las reservas del campo.

El tren estructural ITT, inicialmente consideraba al campo IMUYA , detectado por sísmica, sin embargo, fue declarado por el INEFAN área intangible por encontrarse ubicado en una área en extremo sensible.

El campo ITT, se encuentra localizado al extremo de la Cuenca Oriente, limitando con el Bloque - 31 operado por la compañía Pérez Companc; la infraestructura más cercana al proyecto lo constituye las facilidades de producción del Bloque-16 operado por REPSOL-YPF, y más hacia el norte las de la compañía OCCIDENTAL, Bloque-15. Los campos en mención se encuentran alineados a lo largo de un tren de aproximadamente 35 Km de Sur a Norte, por 5 Km. de ancho, con una superficie total del bloque que cubre 225.000 Ha.

Los yacimientos que constituyen los objetivos del proyecto, corresponden a la formación Napo de origen marino y a intervalos de areniscas de la Basal Tena, encontrándose a una profundidad que varía entre 3800 y 5000 pies. y están referidos a los siguientes:

- Intervalo de Basal Tena
- Formación Napo: Reservorios M-1, M -2, “ U “ , y “ T “ .

Para el desarrollo del campo ITT se deben establecer otras consideraciones como resultado de aspectos favorables y ciertas condiciones:

Aspectos favorables:

- La importancia del volumen de reservas en sitio

² IFP,1994, DESARROLLO DE CAMPO, PROYECTO ITT

- El número y la buena calidad de los reservorios.
- El potencial para exploración adicional en el área.
- Es un proyecto de inversión muy atractivo para la empresa privada, no existe el factor riesgo.

Factores Adversos:

- El área del proyecto ITT es de muy difícil acceso.
- Existe cierto grado de incertidumbre sobre la calidad del crudo.
- Encontrarse ubicado dentro de dos áreas protegidas, la reserva faunística Cuyabeno y el Parque Nacional Yasuní.
- Diferimiento en la decisión de convocar a una licitación inmediata
- Limitada información técnica en esta etapa inicial para la elaboración de un Plan de Desarrollo del proyecto.

3.2.1. Modelo Geológico

La estructuración de un Plan de Desarrollo requiere partir sobre la base de un modelo geológico que permita el cálculo de las reservas hidrocarburíferas in situ.

En forma muy resumida se mencionan los fundamentos sobre una secuencia de etapas para caracterizar a un modelo geológico:

- Estudios de Geología Regional: Secciones sedimentarias y eventos tectónicos.

- Geología Petrolera: Reservorios, Rocas Generadoras, Trampas Petroleras.
- Interpretación sísmica y estructural (sistemas de fallas), interpretación de los horizontes sísmicos, trampas estructurales, estudios de velocidades sísmicas.
- Descripción y definición del reservorio: análisis y estudios de núcleos (muestras de rocas de las zonas de interés hidrocarburífero), litología, ambientes de depositación ; características y evaluación petrofísicas.
- Ingeniería básica de los reservorios: Análisis de datos de Volumen, Presión y Temperatura, PVT, compresibilidad de las rocas (propiedad de los poros) y compresibilidad del agua; estudios de las permeabilidades relativas al agua y al petróleo y pruebas de pozo, DST (Drill Stem Test), que son pruebas que se realizan mientras aún se perfora el pozo, a efecto de conocer anticipadamente la capacidad productiva de los intervalos probados del reservorio.
- Evaluación Volumétrica del petróleo IN SITU: Referido a la metodología y obtención de los resultados del cálculo de reservas.

Como resultado de la evaluación petrofísica basada en el análisis de rípidos y de registros eléctricos de los pozos perforados, se pueden establecer y cuantificar algunos parámetros que son muy importantes en la evaluación de reservas. El promedio de porosidad efectiva oscila entre 16 y 20%.

El promedio de las medidas de permeabilidad obtenidas de los núcleos son variables para los diferentes reservorios de los campos del proyecto ITT, desde permeabilidades bajas en el orden de 100 milidarcys, md., hasta valores muy buenos en el orden de 5200 md.(pozos Ishpingo-2 y Tambocoha-1).

Por otra parte, en la zona de pago (zona de petróleo), los valores de saturación de agua varían de igual forma para los diferentes reservorios, en el orden de 23% hasta valores de 34%, obtenidos sólo en el área de

Ishpingo, y que representa la fracción de agua que contiene el fluido en el reservorio.

Las características del petróleo crudo varía entre 14° y 16° API, y la viscosidad del petróleo entre 20 cp. obtenido de pruebas de laboratorio, hasta valores de 100 cp. por correlación usual, y en tal razón una viscosidad de 50 cp. ha sido dada por analogía con otros crudos pesados y se han realizado estudios de sensibilidad por efectos de la viscosidad en los rendimientos de los reservorios .

La relación de la solución gas-petróleo es baja en el orden de los 38 CSF/STB y la presión de burbujeo es también baja con valores que oscilan entre 200 y 300 psi(lbs./pulg²).

En el siguiente resumen se presenta el volumen total de reservas probadas y no probadas para cada campo del proyecto ITT.

| CAMPO | OOIP PROBADOS (Condiciones de Superficie) | OOIP NO PROBADOS (Condiciones de Superficie) |
|-------------------|--|---|
| ISHPINGO | 2230.8 MMSTB | 477.5 MMSTB |
| TAMBOCOCHA | 147.4 MMSTB | 14.60 MMSTB |
| TIPUTINI | 83.9 MMSTB | 389 MMSTB |
| TOTAL | 2462.1 MMSTB | 881.1 MMSTB |
| IMUYA | 0 | 743 MMSTB |

Como se puede establecer el Volumen de Petróleo Original en Sitio es de 2231 millones de barriles (MMSTB) para el campo Ishpingo, con un aporte del 90.6% del total de reservas que suman 2462.1 MMSTB; le sigue en importancia la estructura Tambococha con 147.4 MMSTB, que representan un aporte del 5.9% del total del petróleo original, y finalmente, Tiputini con 83.9 MMSTB, que proporciona un aporte del 3.4% del total del petróleo in situ probados.

Con respecto al volumen del petróleo original en sitio NO PROBADO, es importante resaltar que este corresponde a un total de 881 MMSTB, donde está considerado el volumen de roca máximo esperado de acuerdo con la interpretación geológica-estructural, esto último deberá ser definido con la perforación de pozos de extensión o delineación cuando el desarrollo del tren estructural ITT haya alcanzado un importante avance, capaz de que permita definir algunos aspectos estructurales sujetos de confirmación.

En las cifras de Reservas o Petróleo Original en Sitio Probados, cobra gran importancia el porcentaje de recuperación o factor de recobro que se haya considerado para cada unidad de tren estructural ITT.

Si establecemos que las reservas originales probadas especificadas en la Tabla No.2 (Cap. II) correspondientes al campo **Ishpingo** son del orden de 515 MMBLS., significaría que le ha sido asignado un factor de recobro de 23.08%; para **Tambococha**, este factor estaría en 25.7%; y, para **Tiputini** en 14.3%, aplicando similar criterio. En todo caso la apropiada selección de los factores de recobro será un parámetro clave para la determinación de la rentabilidad de cualquier proyecto de inversión en el área petrolera, al igual que las reservas totales probadas y posibles.

3.2.2. Evaluación de Reservas y Estimación de Producción Futura .

Mediante la utilización de simulación matemática de reservorios con software especializados para la evaluación de yacimientos, se construyeron modelos para ser aplicados en los tres campos del proyecto ITT, y establecer un análisis de sensibilidades a fin de seleccionar las mejores alternativas de desarrollo.

La simulación de reservorios cuenta con parámetros que inducen a estimar su influencia en el comportamiento de la producción como: la

profundidad del contacto agua-petróleo, tasas de producción, viscosidad del petróleo, radio de drenaje de los pozos, pozos direccionales y horizontales, completación de los pozos, manejo del agua de producción, entre otros.

Sin embargo, los parámetros más importantes que controlan la capacidad de producción de los pozos y factor de recobro son el volumen de petróleo in situ, la viscosidad, el desarrollo con pozos horizontales y la ubicación estructural del pozo. Los parámetros adicionales que intervienen en el modelo de simulación no modifican sustancialmente los resultados, pero si la viscosidad del crudo que es un parámetro fundamental en el análisis de los factores de recobro y en el diseño de transporte por oleoductos.

De acuerdo a los estudios de BEICIP FRANLAB, se han analizado algunos posibles escenarios y perfiles de producción para el desarrollo de los campos, basados en diferentes valores de volúmenes de hidrocarburos en el lugar, en diferentes sistemas de completaciones de pozos, al igual que técnicas de perforación.

Al respecto de las técnicas de perforación que pudieren implementarse, debe ser parte del análisis y con mucho detalle las posibilidades de un desarrollo de los campos con tecnología de perforación horizontal, sistema que ha dado muy buenos resultados en cuanto a lograr mejores índices de productividad de los pozos, donde son muy válidas las experiencias obtenidas en campos de otras compañías como Repsol-YPF, AGIP OIL (antes Arco Oriente) sobre todo tratándose de una zona altamente sensible como el Parque Nacional Yasuní donde se encuentra ubicado el tren estructural ITT, donde esta alternativa de perforación es muy apropiada porque requiere de menos desbroce de selva en razón de que desde cada plataforma de perforación se pueden perforar entre 9 y 12 pozos, pudiendo alcanzar ahora con metodología de perforación de alcance extendido “ Extended Reach - Drilling Technology “,

desplazamientos horizontales que hasta hace unos pocos años atrás hubiesen sido difíciles de lograr, 8000, 15000 y hasta 20000 pies.

En todo caso, hoy en día la tecnología de perforación de pozos cuenta con inmensos recursos técnicos, que cualquier proyecto que por más difícil que parezca, puede ser ejecutado bajo consideraciones de eficiencia y desarrollo sustentable aún en zonas altamente sensitivas como ITT.

El estudio a que se ha hecho mención prevé cuatro casos donde se aplicarán técnicas adaptadas para limitar al mínimo el impacto hacia el medio ambiente.

La producción es prevista a partir de pozos direccionales perforados en grupos de 9 a 12 pozos desde cada isla de perforación con algunos yacimientos producidos por un pozo al mismo tiempo.

Aspectos fundamentales derivados de los volúmenes de petróleo original en sitio probados y no probados ;y, los factores de recobro asociados a ellos son importantes poderlos mencionar:

- Solamente cuando los volúmenes comprobados in situ sean considerados para la estimación de producción, da una producción acumulada de 565 MMSTB para 25 años de 121 pozos de producción, un factor de recobro de 24.8% y producción hasta 115.000 BPPD. serían necesarios diez pozos de inyección para inyectar los 380.000 barriles de agua de producción, BWP.
- De darse el caso de que el volumen total de petróleo sea igual a los yacimientos comprobados más los no comprobados, la producción acumulada podría alcanzar 718 MM STB en 25 años de 142 pozos de producción, un factor de recuperación de 21.6% y una producción de

135.000 BPPD, 17 pozos de inyección serían necesarios para proceder a inyectar los 377.000 BWPD.

- Otra alternativa consiste con pozos individuales para cada yacimiento, situación que se considera no tiene sustento técnico, económico, ni ambientalmente apropiado, y en tal razón se lo debería descartar. Aquí el número de pozos es 256 y la producción acumulada en 25 años alcanza 776 MMSTB, con un pico de producción máxima de 150.000 BPPD.
- Una posibilidad muy importante para el desarrollo de ITT con pozos horizontales debe ser analizada, y consiste en los siguientes aspectos: se piensa en un desarrollo alternativo con pozos horizontales con 500 m. de sección horizontal paralela a la falla NE-SO y un espacio entre pozos de 900 m.. Se obtiene un incremento de la producción comparada con los pozos convencionales para yacimientos con agua de fondo pero no es obvio para yacimientos con aguas marginales. El total de la producción acumulada para los tres campos del proyecto llegaría a 764 MMSTB en 25 años de 72 pozos de producción horizontales y 27 pozos convencionales para ser utilizados como inyectores de agua. Se estima una máxima producción de 156.000 BPPD y 451.000 BFPD(barriles de fluido por día).

Esta última propuesta requiere necesariamente de la evaluación de la productividad de los primeros pozos del proyecto de desarrollo, en razón de que deben tenerse alternativas sobre la marcha del proyecto a fin de que, el factor riesgo operacional sea administrado correctamente y puedan darse soluciones a eventuales problemas que impidan alcanzar los objetivos propuestos.

Un aspecto indispensable de ser mencionado está en relación con el volumen de producción de agua, en razón de que mientras mayor sea la producción de agua la infraestructura de superficie para su manejo es

mayor, está en realación directa, situación que hace menos viable las propuestas que manejan mayores volúmenes de fluído producido en superficie, por razones obvias en la incidencia que sobre la magnitud de las inversiones que se requieren realizar en las instalaciones superficiales, lo cual encarecería el proyecto y reduciría la rentabilidad del mismo. De ahí que, se puede sugerir que un potencial desarrollo de ITT podría ser concebido bajo un esquema mixto de perforación de pozos direccionales y horizontales, sin descartar que siempre será necesario perforar cierto número de pozos verticales que servirán como pozos pilotos para efecto de correlaciones estructurales, estudios de contactos agua-petróleo, OWC, obtención de núcleos en zonas de interés hidrocarburiífero, entre otros.

Finalmente, se puede resaltar que como producto de la simulación matemática de los reservorios se puede obtener lo siguiente:

- Los rangos de recuperación de petróleo oscilan entre 10 y 27% del yacimiento petrolífero original.
- Consideración especial en la recuperación de petróleo y en el comportamineto del yacimiento están relacionados a la viscosidad del petróleo, a la ubicación estructural del pozo y a las condiciones de eventuales problemas de conificación del agua de fondo de los reservorios.

3.2.3 Alternativas de Perforación

La actual tecnología de peforación direccional y horizontal posibilita mediante sistemas de orientación dirigidos tener un control direccional apropiado de los pozos desde un punto superficial hasta alcanzar un objetivo en el subsuelo de acuerdo a coordenadas preestablecidas, desde una plataforma central con pozos en racimo, es una propuesta idónea para desarrollar el proyecto ITT. La perforación de pozos verticales en

cada isla de perforación estará supeditada a los requerimientos de volúmenes de inyección de agua producida.

Pueden ser perforados desde cada isla de perforación entre 9 y 12 pozos. El ángulo de inclinación de los pozos estará entre 40 y 60 grados no existiendo dificultades para variar la configuración de los pozos de llegarse a requerir por alguna razón técnica. Existen configuraciones de pozos direccionales tipo “ S”, “ SLANT”, “ j “, y uno con tendencia de retorno a la vertical (tipo “ S “ modificada).

Las experiencias en perforación de pozos direccionales y horizontales en el Ecuador, ha sido exitosa una vez que ha sido alcanzada la curva de aprendizaje, en relación al conocimiento del área de operaciones y su interrelación con la perforabilidad de la secuencia estratigráfica, donde convergen la experiencia en el área, condiciones de perforación, especificaciones del equipo de perforación, entre otros factores todos importantes, lo que hacen del proceso de perforación de pozos un cúmulo de actividades que apuntan a mostrar eficiencia técnica con menores costos de perforación . El desarrollo de campos petroleros con tecnología de perforación direccional y horizontal ha demostrado ser eficiente, y ejemplo de ello lo tenemos en la perforación de desarrollo de los campos del Bloque -7 ahora operado por Keer Mcgee(antes Oryx Ecuador), y también con mucho éxito en los campos del Bloque -16 ahora operado por REPSOL-YPF(antes YPF), donde los costos de perforación alcanzaron niveles óptimos. Se puede mencionar algunos aspectos favorables de este tipo de tecnología de perforación:

- El desboce de selva húmeda tropical se mantiene en niveles mínimos
- Reducción del número de plataformas de perforación, que si fuera el caso de pozos verticales convencionales(una plataforma por pozo).
- Versatilidad para el escogitamiento de un objetivo en el subsuelo.

- Los costos por movilización del taladro se reducen significativamente, debido a que este rubro se prorratea para el número de pozos perforados en la isla de perforación.
- La logística operacional es factor importante y tiende a optimizarse dada la centralización de las actividades y el mejoramiento en el rendimiento de todas las operaciones de perforación (mejoramiento continuo).

El desarrollo de las operaciones de perforación en el proyecto ITT, inicialmente tendrá el soporte aéreo de helicópteros, para la transportación del taladro y apoyo logístico, necesario para la primera fase de delineación de pozos de desarrollo.

3.2.4. Completación de Pozos

Las consideraciones de productividad de los pozos tendrá mucha incidencia en la definición de un diseño conceptual para calificar el tamaño de los equipos y los costos más relevantes.

Es igualmente importante la prevalencia de un mecanismo de extracción artificial para producir eficientemente los campos del proyecto ITT. Debido a la ausencia de gas, solamente se consideran métodos de bombeo y se prefieren bombas eléctricas sumergibles a las bombas hidráulicas debido a la ubicación remota y aislada de los grupos y a las drásticas restricciones ambientales.

La potencia promedio de las bombas será alrededor de 200 - 300 HP. Se ha estimado una presión mínima en el caudal de fondo de 725 psi, con un rango máximo de flujo de 5000 BFPD para pozos convencionales y 8000 BFPD para pozos horizontales.

Existe la posibilidad de que sea utilizada tubería de producción pre-perforada, para la completación de los pozos, sin embargo, esto

dependerá de las características de consolidación de las arenas de los reservorios.

El agua de producción tiene que ser reinyectada en el yacimiento acuífero para mantener la presión y con el propósito de disponer el agua producida. Los grandes volúmenes de agua a ser reinyectada alcanzan hasta 500.000 BWPD.

3.2.5. Facilidades de Producción y Oleoductos .

Sobre las bases estimadas de producción de crudo y agua de producción, se llevará a cabo el diseño conceptual de las instalaciones de producción, cuya filosofía plantea un desarrollo de las estructuras, que permita ser corregido cuando se disponga de la suficiente información de la estructura y que además se justifique económicamente. Esta concepción supone el estudio de las siguientes propuestas principales:

- La tecnología a usarse para la reducción de la viscosidad del crudo. Esta reducción es de fundamental importancia para el manejo y transporte de los crudos pesados,
- La selección del combustible a ser utilizado para la generación de electricidad y la selección del tipo de generador eléctrico.

Los estudios técnicos -económicos consideran las opciones siguientes:

- El calentamiento de los crudos pesados hasta 200°F en las Instalaciones de Producción Centrales ubicadas en TIPUTINI, de igual forma la reducción de la viscosidad y el mejoramiento de la transportabilidad de la mezcla de crudos pesados,

- La instalación de una Planta Topping en SHUSHUFINDI que produzca cortes de diesel que será enviado a TIPUTINI a través de una tubería de 4". El diesel será quemado en turbinas de gas para generación de electricidad.

La filosofía del diseño conceptual para el desarrollo del tren estructural ITT es minimizar el impacto ambiental en el área del Parque Nacional Yasuní. Bajo esta consideración está previsto solo una Instalación de Producción para los tres campos que constituyen el área del proyecto ITT. Como ya fue explicado los pozos serán perforados desde cada campo con alrededor de 9 pozos; habrán 142 pozos de producción, 17 pozos de inyección de agua de producción y alrededor de 20 plataformas de perforación, la mayoría de ellas estarán ubicadas en el campo ISHPINGO, dada la magnitud de las reservas de este campo.

Finalmente, el crudo, agua y gas (caso de haber) producidos en cada plataforma serán transportados a las instalaciones centrales de producción a través de un solo oleoducto de fluidos, en tanto que el agua producida luego de ser tratada será reinyectada en los pozos previstos para este proceso de disposición final.

3.2.6. Las Plataformas de Perforación

Con la finalidad de obtener una máxima producción de fluidos aproximadamente 500.000 BFPD proveniente de los tres campos, está previsto la construcción de 20 plataformas cada una con un promedio para 7 y/o 9 pozos.

Cada plataforma tendrá su propio separador de prueba de circuito cerrado. El separador de prueba será automático y controlado desde las Instalaciones Centrales de Producción, ICP, en TIPUTINI. La ubicación de cada plataforma tiene el carácter de temporal y podrá modificarse cuando las condiciones del desarrollo de los campos lo amerite.

Las plataformas serán abastecidas con electricidad desde las ICP a través de cables eléctricos. Cada grupo estará equipado con todas las instalaciones requeridas para una operación segura y uniforme (compresor de aire, tratamiento de aguas servidas, telecomunicaciones, plantas de tratamiento de agua para abastecimiento de campamentos, entre otras facilidades...).

3.2.7. Centro de Fisaclización de la Producción, (CPF)

El diseño de las instalaciones del CPF consiste de los siguientes sistemas:

- Sistemas de tratatamiento de crudos, agua y gas
- Generación de elctricidad con turbinas a gas que queman diesel
- Facilidades de almacenamiento de crudo, diesel y agua de producción
- Estaciones de bombeo de crudo y agua
- Instalaciones de producción para abastecimientos (agua, aire comprimido, tratamiento de aguas servidas, aceite caliente..)
- Area de oficinas, bodega y talleres
- Sistema de telecomunicaciones.

3.2.7.1. Sistemas de Tratamiento de Crudo, Agua y Gas

Crudo

La mezcla de crudo proveniente de los diferentes pozos en cada una de las plataformas tendrá un proceso de manejo que consistirá en las siguientes fases:

- La mezcla de fluídos inicialmente irá a un componente de separación para tres fases, previamente pasará por un recipiente separador de agua libre o deshidratador de agua libre, a la salida del cual el fluído

deberá ser calentado en intercambiadores de calor. En una primera etapa que utilice el calor de los efluentes de un separador electrostático, y una segunda con un intercambiador que es calentado por un sistema de aceite caliente.

- El fluido será luego tratado en un separador de producción trifásico, en donde las fases gas, aceite y agua serán separadas.
- Una tercera etapa de tratamiento prevé utilizar un separador electrostático para disminuir el contenido de agua a 0.5% de BS&W. El crudo entonces será enviado a tanques de almacenamiento por una bota de gas.

Tratamiento del Agua de Producción

El agua de producción deberá ser tratada para disminuir residuos de petróleo y el tamaño de los sólidos hasta 50 micrones, con el propósito de que pueda ser reinyectada a los pozos en la zona seleccionada.

Tratamiento de Gas

Producto de la separación del gas combustible en la unidad de deshidratación de agua libre, separador de producción y bota de gas, este será tratado para separación del crudo remanente y será utilizado también para cubrir la demanda de combustible para todos los equipos del CPF. el exceso de gas será quemado. Si durante el desarrollo de los campos se dispusiere de más gas, este podría ser quemado en las turbinas de gas en lugar de diesel.

3.2.7.2. Sistema de Generación Eléctrica

La energía requerida, aproximadamente 44 MW será generada con tres turbinas a gas que queman diesel producido en una nueva planta

Topping que estaría ubicada en Shushufindi. En este punto es muy importante considerar una potencial proyección de la demanda de capacidad generadora de energía eléctrica, en razón de la utilización de bombas eléctricas sumergibles, cuando específicamente los campos estén produciendo con cortes de agua más altos.

3.2.7.3. Almacenamiento de crudo, diesel y agua de producción

El crudo producido será almacenado en dos tanques mantenidos a 200°F con el propósito de reducir la viscosidad del crudo y mejorar sus características para la transportación.

El agua de producción será almacenada en 3 tanques de almacenamiento de agua de formación, después del tratamiento.

3.2.7.4. Estaciones de Bombeo de crudo y agua

El crudo será enviado con una temperatura de 200°F hacia Shushufindi a través de una estación de bombeo y medición por un nuevo oleoducto de 24" de una longitud aproximada de 175 Km.

En Shushufindi el crudo será mezclado con el crudo más liviano del campo Shushufindi y enviado a Lago Agrio a través de un nuevo oleoducto paralelo al existente.

El agua de producción será reinyectada en los campos a través de los pozos inyectoros que deberán perforarse en las ubicaciones predeterminadas, adicionalmente a lo cual deberá instalarse una estación de bombeo y medición de volumen con el objeto de ayudar a mantener la presión de los reservorios y coadyuvar a la protección del medio ambiente.

3.2.7.5 Infraestructura de Apoyo

Todos los servicios requeridos por instalaciones de producción deberán ser implementados en CPF, de tal forma que aseguren una operación segura tanto para el personal como a la infraestructura como: sistemas de aire comprimido, agua para suministro de campamentos, tratamiento de aguas servidas, sistemas de drenajes, sistemas contra incendios, tea para quema de gases, sistema de generación eléctrica, sistema de comunicaciones, campamentos para personal, entre otros.

Puesto que las características del proyecto ITT así lo exigen, se tiene previsto realizar un trabajo de reforzamiento de la pista aérea de Tiputuni, y de igual forma serán adecuados dos puertos fluviales en las dos orillas del río Napo para facilitar las operaciones logísticas en el desarrollo del proyecto.

3.2.8. Oleoductos

Dada la magnitud del proyecto ITT se requerirán de los siguientes oleoductos para evacuar la producción y transporte del crudo:

- La línea de fluído con un diámetro de 24”y 30” para transportar el crudo, agua y gas desde las plataformas hacia el CPF, se prevé que una tubería conectará a los campos.
- La tubería que servirá para la reinyección de agua de producción de 30”y 24” desde Tiputini a los pozos inyectores previstos en un número de diecisiete.
- El oleoducto de transporte del crudo calentado desde Tiputini a Shushufindi con un diámetro de 24” y una longitud de 175 Km, y la línea de transporte de crudo desde Shushufindi a Lago Agrio después de la mezcla con un crudo más liviano o de similares características como el de Shushufindi.

- La tubería de transporte de diesel desde Shushufindi a Tiputini con un diámetro de 41/2" y una longitud aproximada de 175 Km.

Se debe señalar que estudios sobre la incidencia que tiene la mezcla de crudos del proyecto ITT en las operaciones del Sistema de Oleoducto Trans Ecuatoriano, SOTE, han sido realizados y se estima que para el año 2006 será posible transportar 2 tipos de crudo (pesado con una viscosidad de 164 cts. a 80°F y el crudo remanente con una viscosidad menor a 164 cts. y en rango de 25.3 a 122.8 cts. a 80°F) sin que se produzcan cambios en el sistema de bombeo, para lo cual actualmente se trabaja en la ampliación del SOTE, que en definitiva se trata más bien de una optimización y mejoras en la capacidad de las unidades de bombeo.

Existe la incertidumbre de que después del 2006 no podrá establecerse una diferenciación entre los crudos debido a la falta de crudo liviano y una mezcla total podría transportarse sin que se requieran cambios en el sistema de bombeo.

Estación de Shushufindi

La estación de Shushufindi se usará para la producción de diesel y para la mezcla de crudo de ITT con el crudo de Shushufindi para reducir la viscosidad. La estación será equipada con una pequeña planta topping de 8600 PSD (equipo de tratamiento de crudo) para la producción del diesel requerido para la generación de energía en Tiputini.

La gasolina y el fuel oil producido en la planta topping será mezclado con el crudo de Ishpingo, y de igual forma aquí se procederá a la mezcla del crudo de ITT con el crudo más liviano de Shushufindi antes de su transporte por el oleoducto al terminal del Lago Agrio.

3.2.9. Consideraciones Ambientales

Para la ejecución del proyecto de desarrollo del área ISHPINGO-TAMBOCOCHA-TIPUTINI, se deben considerar aspectos regionales del ecosistema, la legislación existente y la aplicación de una tecnología que se adapte a las condiciones de fragilidad del medio circundante.

La protección del medio ambiente debe considerar los siguientes aspectos:

- El área del proyecto ITT se encuentra en zona de parque nacional reserva ecológica protegida.
- Población nativa
- Bosque húmedo tropical- zonas inundadas
- Biodiversidad y fragilidad de ecosistemas
- Red hidrográfica

La tecnología a ser aplicada contempla criterios para minimizar el impacto hacia el medio ambiente, mediante:

- Perforación de pozos direccionales y horizontales desde plataformas o islas de perforación con posibilidad de realizar entre 9 y 12 pozos desde cada una de ellas.
- Utilización de sistemas cerrados para lodos de perforación y preferiblemente lodos biodegradables.
- Inyección del agua de formación producida
- De ser necesario se utilizará perforación dirigida para cruce de lechos de ríos.
- Facilidades de producción en CPF e instalaciones de campo se ubicarán fuera de los límites del parque nacional

La legislación y normativas en materia medioambiental respecto al sector hidrocarburífero está dado fundamentalmente por: Legislación Ambiental de Petroecuador y el Reglamento Ambiental para las

Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, del Ministerio de Energía y Minas.

3.3. INCORPORACIÓN EFECTIVA DE LOS CAMPOS DESCUBIERTOS.

La situación de crisis por la que atraviesa el sector hidrocarburífero no resulta ajeno a la debacle económica y política que viene arrastrando el país con más agudeza desde hace un lustro atrás, y esta se ve reflejada con signos de un verdadero descalabro financiero en la situación actual de Petroecuador, cuyas causas se remontan a partir de 1993 cuando se dicta una Ley mediante la cual el Ministerio de Finanzas ejerce un control absoluto y absurdo sobre el Presupuesto Consolidado de Petroecuador, quitándole toda posibilidad al país y a la empresa estatal poder cumplir con los objetivos de realizar inversiones en el sector, mantenimiento de los campos petroleros, inversiones en exploración que le permitan al país descubrir nuevas estructuras, desarrollo de proyectos nuevos, incorporación de campos descubiertos, entre otros, lo cual significó el estancamiento de la economía del país, cuyo soporte es justamente su industria petrolera, generando recursos por exportaciones de petróleo que han servido para financiar el presupuesto del Estado en rangos de 50 - 40%; paradójicamente, este sector, no ha sido fortalecido en la medida de lo que ha significado que el país no haya tenido una Política de Estado en el área petrolera, no haya existido la decisión política de muchos gobiernos para mejorar la infraestructura hidrocarburífera, de ahí que, hoy, el país sufre la postergación de muchos proyectos muy importantes como: optimización del SOTE (por concluirse en mayo del año 2000), la construcción de un nuevo oleoducto para crudos pesados, OCP, incrementar la capacidad de refinación de petróleo, explotación del tren estructural ISHPINGO-TAMBOCOCHA-TIPUTINI, desarrollo de los campos petroleros del Sur-Oriente (Amazonas, Balsaura, Marañón, etc.), Campo Edén-Yuturi, entre los más importantes.

Es de fundamental importancia para el futuro del país en términos de seguridad y desarrollo, la decisión de construir ya el OCP, puesto que todos los proyectos de incorporación de nuevos campos petroleros están supeditados a la disponibilidad de capacidad de transporte de crudo por un nuevo oleoducto para crudos pesados, sino que además servirá para segregar los crudos que se producen en la Región Amazónica, puesto que Petroproducción podrá utilizar el SOTE exclusivamente para transportar crudos de 28°API conforme a sus características de diseño y dejar de utilizar el OTA; y, de igual forma dejar de entregar diluyente para la mezcla de los crudos pesados que producen las compañías operadoras de Petroecuador, mismos que deberán ser transportados por el nuevo OCP, lo cual redundará en beneficios para el país, en razón de que se obtendría mejores costos de comercialización por calidad de crudo de exportación.

La coyuntura actual de la crisis por la que atraviesa Petroecuador, que carece de los recursos para invertir en el sector hidrocarburífero, hace indispensable que el Estado busque un socio estratégico para el desarrollo del proyecto ITT mediante la convocatoria a una licitación internacional, aprovechando la cierta estabilidad que al momento tienen los precios internacionales del crudo (25 US\$/BBL a cuarta semana de marzo del 2000), habiéndose alcanzado los niveles más altos de precios de petróleo en la tercera semana de marzo/2000 donde el barril se cotizó a 31 dólares en una clara tendencia alcista, motivo por el cual los grandes países consumidores e importadores de petróleo, incluidos los países más pobres, presionaron a la OPEP, liderados por los EE. UU. para que en la reunión que se llevó a cabo el 31 de marzo del año 2000 se tomaran decisiones importantes en el sentido de que los precios del petróleo no suban de ciertos niveles, para lo cual se deberá definir una estrategia para estabilizar el mercado adoptando aumentos consensuados en el techo de producción y mantener una oferta que permita que los precios oscilen en el mejor de los casos en los niveles de 20 -25 dólares por barril, como una respuesta a las expectativas de una

política de precios que busque un equilibrio racional entre los diferentes actores, al igual que entre miembros de OPEP y no OPEP. Finalmente, la OPEP, decidió incrementar la producción de petróleo en 1.7 millones de barriles por día hasta junio del 2000, fecha en la que se prevé habrá una nueva reunión para analizar el mercado de precios.

La situación de los precios del petróleo es de fundamental importancia para el país, y lo es también para los inversionistas internacionales puesto que el flujo de caja de los proyectos de inversión en el sector hidrocarburífero están íntimamente ligados con una estabilidad en los precios referenciales. De ahí que, la decisión política del gobierno del Doctor Gustavo Noboa B. para impulsar los diferentes proyectos de incorporación de nuevos campos a la producción nacional tiene enorme incidencia, al igual que la definición de acelerar el proceso para la construcción del nuevo OCP, sin el cual no se podría pensar en el desarrollo de nuevos campos debido a la falta de capacidad de transporte por el actual SOTE.

En base a lo expuesto, las decisiones que deba tomar el gobierno en materia de hidrocarburos no pueden esperar más tiempo, y en este aspecto son muy importantes las reformas introducidas en la Ley de Hidrocarburos mediante la Ley de Transformación económica para el Ecuador, aprobada a inicios de marzo del 2000, que permite mayores incentivos y reglas claras para que la empresa privada invierta en el sector hidrocarburífero y el país pueda en el mediano plazo incrementar su producción petrolera.

Si la decisión de construir el nuevo oleoducto para crudos pesados fuese a mediados del año 2000, el país tendría la posibilidad de incrementar la producción nacional de crudo en aproximadamente 250.000 BPPD para fines del año 2001, en razón de que se estima un período de construcción de aproximadamente 18 meses, a partir de la firma del contrato con la compañía a la que resultare adjudicada la construcción.

CAPITULO IV

PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL

4.1. PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Puesto que el petróleo es el mayor activo nacional, y alrededor de las decisiones que se tomen en política petrolera a corto, mediano y largo plazo, redundarán directamente en su economía, dada la incidencia que tienen las exportaciones petroleras, al igual que los precios internacionales del petróleo, sobre la obtención de recursos para financiar el Presupuesto del Estado para atender sus diferentes compromisos con la sociedad ecuatoriana.

En tal razón, es de fundamental importancia conocer cuales serán las predicciones de la producción petrolera que tendrá el país en los próximos años, considerando las reservas remanentes de que se dispone hasta el 31 de diciembre de 1998 y su relación con la producción anual.

Se ha obtenido información que sustentan las predicciones de producción para el período 1999-2018 a nivel de campo y compañía, de manera análoga y similar al análisis de las cifras de reservas de petróleo crudo.

En las Tablas del 8 al 14 y Gráficos del 1 al 5 del estudio de reservas actualizado, se presentan los pronósticos de producción y una estimación del comportamiento futuro de la gravedad API del crudo que se produce en la Región Amazónica.

4.2 . PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN, DE PETROPRODUCCIÓN

En el año de 1998, la producción de petróleo fue de 103.94 MM BBLs. con un promedio diario de 284.763 BBLs. , volumen menor a 1997, debido especialmente a restricciones de tipo económico, por lo que, en 1998 únicamente se perforaron 7 pozos de desarrollo y se logró un incremento aproximado de 3800 BPPD.

Se efectuaron los pronósticos de producción considerando la perforación de pozos, con un taladro durante el quinquenio 1999-2003 a excepción del año 2000 en el cual se perforaría con 2 taladros; además, reacondicionamientos de pozos, optimización de los sistemas de levantamiento artificial y proyectos especiales como la implementación de inyección de agua en los campos Auca y Libertador.

Al momento se encuentra en estudio el proyecto de perforación de pozos horizontales, razón por la cual no fueron consideradas las ventajas de este proyecto, que sin duda incrementará substancialmente los perfiles de producción y los factores de recuperación final de hidrocarburos, puesto que la tecnología de perforación horizontal permite recuperar entre 3 y 5 veces más la producción normal de un pozo vertical convencional, sin embargo, de que las inversiones son también mayores, pero, de igual forma el incremento de la productividad de los pozos que sumado a un mejor aprovechamiento de las condiciones del reservorio: menor caída de presión, mejor barrido de petróleo, incremento de la permeabilidad horizontal, entre otras, al igual que una mejor optimización de los factores de recobro, permiten que las altas inversiones que se deben realizar sean plenamente justificadas.

En 1999 Petroproducción, esperó alcanzar un nivel productivo de 282.229 BPPD con una gravedad API de 27.5°, con la perforación de 12 pozos, de los cuales, 9 pozos eran de desarrollo, 2 de avanzada y 1

exploratorio, a fin de compensar la declinación de producción y/o incrementar la producción de petróleo. La realidad fue un poco diferente, sólo se utilizó un taladro y fueron perforados un total de 9 pozos, de los cuales 7 fueron de desarrollo y 2 pozos de avanzada (Huamayacu-3 y Huamayacu-2), debido fundamentalmente a la grave crisis económica por la que atraviesa Petroecuador, paradójicamente, una de las empresas más rentables que tiene el país, sin embargo, hasta la presente fecha no hay una decisión firme de parte del gobierno actual sobre el futuro de la empresa estatal, que adolece de los recursos necesarios para invertir en el mantenimiento y desarrollo de los campos petroleros: perforación, programas de reacondicionamiento de pozos, implementación de nuevas tecnologías de recuperación mejorada de petróleo, diseño de sistemas de levantamiento artificial, exploración petrolera, entre otros.

En el año 2006, se estima alcanzar la producción más alta de 464.685 BPPD con 23° API , para luego ir declinando hasta llegar al año 2018 con una producción de 198.286 BPPD, con 23.3° API.

En la medida de que los proyectos de incorporación de los campos descubiertos tengan prioridad y financiamiento para su implementación, se presenta la fecha estimada de incorporación a la producción de algunos campos nuevos y la tasa de producción inicial.

| CAMPO | AÑO DE INICIO | TASA INICIAL (BPPD) |
|-------------|---------------|------------------------|
| ISHPINGO | 2003 | 75,586 |
| TIPUTINI | 2003 | 4,707 |
| YUTURI-EDEN | 2003 | 10,100 |
| CACHIYACU | 2004 | 3,800 |
| DANTA | 2004 | 6,200 |
| TAMBOCOCHA | 2004 | 12,586 |
| MARAÑON | 2005 | 1,000 |

| | | |
|------------------|---------------|------------------------|
| CONAMBO | 2005 | 8,000 |
| CAMPO | AÑO DE INICIO | TASA INICIAL (BPPD) |
| CURARAY | 2005 | 4,300 |
| DAYUNO | 2005 | 4,200 |
| HUITO | 2006 | 6,200 |
| PAÑACOCCHA | 2007 | 7,500 |
| OGLAN | 2008 | 7,000 |
| PRIMAVERA | 2008 | 900 |
| SHIONAYACU | 2008 | 760 |
| SHIRIPUNO CENTRO | 2008 | 1,000 |
| AMAZONAS | 2009 | 3,000 |
| BALSAURA | 2010 | 3,000 |

Es importante analizar en la proyección de producción de petróleo de Petroproducción, (Tabla No. 8), la gran incidencia que aún tienen las reservas probadas de los campos más grandes con que cuenta el país como son: Shushufindi-Aguarico (669,6 MM BBL.), Sacha (311,5), Libertador (212,8), Auca (163,5), Culebra-Yulebra-Anaconda (66,7), Huamayacu (52,5), Lago Agrio (40,4), entre los más importantes.

Las reservas remanentes al 31 de diciembre de 1998 de los campos en producción, asciende a 1.951,468.142 BBLs. Para el año 2018 se tiene una producción acumulada de 1.763,760.937 BBLs., lo que determina disponer de una reserva remanente de 187,707.206 BBLs.

Al analizar los campos en producción de Petroproducción es de mucha importancia resaltar lo que sucede con el grado API del crudo, el cual sufre una pequeña disminución en su calidad, producto de la mezcla de los crudos de los diferentes campos en explotación, desde 27.47 ° API hasta 26.99° API , al final del año 2018.

La producción de crudos livianos de Petroproducción es algo que gravitará de manera fundamental para cuando se produzca la incorporación de los campos en No Explotación, en razón de que éstos tienen un grado API promedio de 15°, y es así que, a partir del año 2003 donde se estima empezará la incorporación efectiva de los campos en no explotación, se espera tener ya un grado API promedio de la mezcla de crudos en el orden de 24.8° con una producción de 406.329 BPPD, y alcanzar el pico más alto en el año 2006 con una producción de petróleo de 464.685 BPPD con 23° API, para posteriormente ir declinando hasta alcanzar el año 2018 con una producción promedio de 198.286 BPPD, con 23.3° API (Tabla No. 9).

4.3. Proyecciones de Producción, Compañías de Prestación de Servicios y de Participación.

La producción real de las compañías de prestación de servicios y participación en el año 1998 fue de 37.49 MM BBLs. y la proyección de producción estimada para el mismo año fue de 61.05 MM BBLs., no habiéndose cumplido el pronóstico de producción para 1998, por parte de estas compañías, por problemas de restricción en la producción, al no existir la suficiente capacidad de transporte por el SOTE + OTA, dejando el Estado Ecuatoriano de percibir importantes ingresos económicos, por falta de decisión política de los gobiernos de turno y por otra parte la politización del tema de ampliación del SOTE en el Congreso Nacional, al igual que la decisión de construir un nuevo oleoducto para crudos pesados. Sobre estos aspectos en el Capítulo V se analizará con detalle la situación actual del SOTE.

En las Tablas Nos. 10 y 11 se presentan los pronósticos de producción de petróleo de los campos en producción y no en producción de las compañías operadoras privadas, respectivamente.

Para el año de 1999, se estimaba una producción de 206.657 BPPD con un API de 19.8°; el pico máximo de producción se tendrá en el año 2000, con un volumen de 212.343 BPPD con un API de 20.0°, para ir declinando la producción hasta llegar a 27.842 BPPD en el año 2018 con un API de 19.2°, (Tabla No.11).

En la Tabla No.12 se presenta la proyección de producción de petróleo por compañías de los campos en producción, donde es importante notar las reservas remanentes al 31 de diciembre de 1998, en el orden de 2.533,75 MMBBLS., y a partir de 1999 se proyectaba una producción de 452.849 BPPD con un crudo de 24.3°API, hasta llegar al año 2018 con una producción de 157.250 BPPD con 25.9°API . Cabe señalar que al cabo de 20 años de producción el país habría explotado un total de producción acumulada (Np) de 2300 MMBBLS., quedando un volumen de reservas remanentes en el orden de 219 MMBBLS.

Por otra parte, la proyección de producción de petróleo por compañías de los campos en No Producción, a partir de un volumen de reservas remanentes de 1487.12MMBBLS, se estimaba iniciar en 1999 con una producción de 36.037 BPPD con un grado API de 25.1, y alcanzar un pico máximo en el año 2006 con una producción de 241.232 BPPD con un grado API de 17.8; al final del año 2018 se tendrían reservas remanentes de 487.87 MMBBLS. , y una producción acumulada de 964.9 MMBBLS. (Tabla No. 13). Aquí se puede observar el comportamiento que tiene la calidad del crudo, cuya tendencia a disminuir hasta finalizar el año 2018 con un grado API de 15.7, es la resultante de que para ese entonces el país habría agotado sus reservas de crudos livianos, pasando a ser productor de crudos pesados, si es que no se hubieran hecho descubrimientos importantes de crudos livianos.

4.4 Proyecciones de Producción de la Región Amazónica

Con el propósito de conocer cuál sería la prospectiva de la capacidad de producción petrolera de la Región Amazónica, se presenta una proyección de la producción por compañías, para los campos tanto en producción como aquellos en No Producción de Petroproducción y las Compañías que mantienen Contratos de Prestación de Servicios y Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

La Tabla No. 14 muestra que de un total de reservas remanentes de 4.020.87 MMBBLS., y a partir de 1999 con una producción de 488.886 BPPD con un grado API de 24.3, se presenta una clara tendencia de incremento de la producción de la Región Amazónica y en tal razón se tendría el pico más alto de producción para el año 2005, con un volumen de petróleo de 616.419 BPPD, que sin lugar a dudas estaría influenciado especialmente debido a la incorporación y desarrollo de los campos que componen el tren estructural ISHPINGO-TAMBOCOCHA-TIPUTINI y EDÉN-YUTURI, entre los proyectos más importantes, sin dejar de mencionar la importancia que también tienen los campos del Sur-Oriente Ecuatoriano, como Balsaura, Amazonas, Marañón, Huito, etc., y que por la condición de crudos pesados característico de estos campos, la gravead API ponderada disminuye hasta 22.5 grados.

Se puede mencionar también que desde el año 2006 se observa una declinación exponencial de la producción de petróleo, hasta llegar al año 2018 a cifras que alcanzan los 226.128 BPPD de un crudo de 22.8 ° API, derivado fundamentalmente de la declinación natural de los yacimientos y de los campos en forma general.

De igual forma, para visualizar mejor el comportamiento de los pronósticos de producción, tanto para Petroproducción y las Compañías operadoras privadas que mantienen Contratos de Prestación de Servicios y Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, en (Gráficos 3, 4 y 5), se presentan los correspondientes pronósticos de producción de petróleo de los campos en producción, en no producción, y uno que integra el total de la producción de la Región Amazónica.

En el Gráfico No. 3 es importante observar como la producción total de petróleo a partir del año 2002 empieza a decaer, y habría un período de estabilización de la producción corto desde 1999 hasta el 2002.

En el Gráfico No.4, referido a los campos en no producción, podemos mirar muy claramente la incidencia que tendrían los proyectos de incorporación y desarrollo de los campos descubiertos, donde tiene gran prevalencia el desarrollo del proyecto ITT y EDÉN -YUTURI, especialmente. a partir del año 2002. El incremento de la producción alcanzaría su tope máximo al año 2006 con una producción aproximada de 240.000 BPPD.

Esta última acotación es muy importante ya que nos daría la pauta para establecer cuales son las necesidades reales de la capacidad de transporte de crudo, y las cifras son claras, el Estado a través del Ministerio de Energía y Minas, debería definir que el nuevo oleoducto para crudos pesados, OCP, debería tener una capacidad mínima para transportar 250.000 BPPD, independientemente de que en el futuro podría optimizarse su capacidad en unos 30.000 BPPD, si es que fuese del caso necesario, a través de una reponteciación del sistema de bombeo.

La capacidad de transporte por el nuevo oleoducto de crudos pesados es una situación que debe ser analizada con mucho criterio, en razón de que los pronósticos de producción nos sitúan que hasta el año 2006 el país tendría la posibilidad de alcanzar sus niveles máximos de producción petrolera, aproximadamente 620.000 BPPD, y empezaría una declinación natural de los campos, que si en el supuesto de que el país no descubriese nuevas reservas hidrocarburíferas, tendríamos a no muy largo plazo una capacidad subutilizada.

4.5. Análisis de la Relación Consumo Interno/Saldo Exportable

4.5.1. Aspectos Generales.-

A partir de 1973 la bonanza petrolera significó para el país el comienzo también de un incipiente desarrollo industrial, mayor actividad comercial, y un parque automotor creciente, y en general una necesidad cada vez mayor de demanda interna de combustibles y otros derivados del petróleo.

En la actualidad el parque de refinación opera al límite de su capacidad y pronto será necesario importar algunos productos que el país no está en capacidad de producir. En efecto el país importa actualmente gas licuado de petróleo, GLP, diesel oil, naftas y otros insumos.

La refinería de Esmeraldas no está operando de acuerdo con la capacidad prevista en la ampliación de 90.000 a 110.000 BPD, y de igual forma no se está utilizando toda la capacidad operativa de la Planta de Gas de Shushufindi y es necesario realizar las inversiones que permitan la captación del gas para la alimentación de la planta en términos técnicos y económicamente viables.

Por otra parte, la comercialización internacional de crudos pesados tiene sus dificultades propias en relación a que los países deficitarios de combustibles prefieren comprar crudo liviano como carga para refinarías y, en consecuencia, la refinación de crudos pesados se presenta como alternativa válida, que eleva su valor agregado y que permitirá atender a los requerimientos internos y exportar excedentes al mercado internacional. De ahí que, el país como poseedor de importantes volúmenes de reservas de crudos pesados y extrapesados puede aprovechar sus ventajas comparativas y entrar en un proceso de

instalación de por lo menos dos refinerías de alta conversión para procesar crudos pesados en rangos de 15 hasta 18 ° API.

4.5.2 Producción de Petróleo y Consumo Interno de Combustibles

Durante 1999 la producción de petróleo fue de 132'280.574 bls., con una disminución en 0.58% respecto a 1998 que registró 137'069.854 bls.; la producción promedio por día calendario se ubicó en 373.371 bls.

El mayor aporte a la producción de petróleo crudo corresponde a los campos: Shushufindi, Sacha, Amo, Jivino-Laguna, Fanny 18B, Secoya, Dorine, Auca, Pichincha, Cuyabeno y Cononaco que juntos representan el 67.84%; mientras que el 32.16% restante cubre al resto de campos.

El crudo fiscalizado durante 1999 fue de 132'358.658 bls., inferior en el 1.29% al registrado en 1998 que alcanzó a 134'084.995 bls.

De este volumen se destinaron para mercado interno 46'596.739 bls. inferior en 7.03% al volumen correspondiente al año anterior(1998). Es necesario señalar que este descenso en la entrega a mercado interno obedece a la política de importaciones de derivados en razón de las limitaciones técnicas que existe en el sistema de refinación.

El crudo entregado para mercado interno presenta la siguiente distribución: Refinería Esmeraldas (27'742.792 bls.) equivalente al 59.54%; Cabotaje (13'707.360 bls.) referido a la transportación marítima interna que se realiza para dicha entrega, 29.42%; y, Refinería Amazonas (5'146.587 bls), 11.04%.

Exportaciones de Petróleo Crudo

Las exportaciones de petróleo crudo efectuadas durante 1999, presentan una disminución del 1.42% con respecto a 1998; puesto que

de 85'336.320 bls. pasaron a 84'126.103 bls.; debe señalarse que en esta cantidad se incluyen las exportaciones por Regalías (23'148.685 bls.)

Las exportaciones de petróleo crudo se clasifican por conceptos en: Ventas Directas en el mercado internacional 60'977.418 bls. (72%); y Regalías 23'148.685 bls. (28%). Es necesario señalar que la Cuenta Compensación se destina al pago de las importaciones de los derivados del petróleo para el consumo interno.

La política de comercio internacional de crudo exige mantener un continuo flujo de información de los mercados que le permitan ajustar con oportunidad las fórmulas de venta y obtener así mayores beneficios en las transacciones, y en tal razón es necesario aplicar estrategias de mercadeo, especialmente para ventas " Spot ", sin embargo de que la política de exportación está orientada a mantener contratos a largo plazo.

Al analizar el destino de las exportaciones de petróleo crudo ecuatoriano, observamos que tres países adquirieron el 71.56% del crudo: Estados Unidos 45.2%, Korea 17.26% y Perú 9.1%. Siguen en importancia Chile, que adquirió el 8.92%, Panamá con el 8.64%, El Salvador con 4.81%, Caribe el 5.65% y Nicaragua que compró el 0.43%.

Industrialización del Petróleo

Durante 1999 se procesaron 47'859.342 bls., obteniéndose como producción bruta de derivados 45'887.582 bls.. Las refinerías y plantas aportan a la producción de derivados, según la siguiente estructura: Esmeraldas, con el 58.86%; La Libertad, 31.94%; Amazonas, 6.18%; Lago Agrio 0.55% y la Planta de Shushufindi con 2.48%

Comercialización de derivados

La oferta de productos derivados del petróleo fue de 58'553.278 bls., de los cuales 45'887.582 bls. (78%) corresponden a la producción de

refinerías y plantas, mientras que 12'665.696 bls.(22%) a los productos importados.

Dentro de la importación de derivados del petróleo, los productos que mayor importancia revisten por su volumen son: el Diesel Oil, (5'340.758 bls.), GLP, (4'937.874 bls.), que representan el 42.17% y el 38.99% del total respectivamente. Comparadas con las importaciones de 1998, son mayores en un 6.52%. La importación de derivados del petróleo tiene una tendencia a incrementarse debido a una mayor demanda por un lado, y por otro, como se indicó anteriormente por la deficiente capacidad operativa de la refinería de Esmeraldas, especialmente; en tal razón, la política que se adopte a futuro deberá estar encaminada a mejorar el parque de refinación, caso contrario a mediano plazo el Estado deberá asignar mayores gastos para la importación de derivados, principalmente Diesel Oil y GLP.

En el mercado interno se consumieron 43'816.005 bls.: gasolinas 10'655.726 bls. (24.32%); Diesel Oil No.2 12'961. 637 (29.58%); Fuel Oil No.4 7'187.952 bls. (16.40%); Gas Licuado de Petróleo 7'056.379 bls. (16.10%); IFO'S 2'462.490 BLS. (5.62%); la diferencia, 7.98% corresponde a los demás derivados.

La comercialización de Gas Licuado de Petróleo se ubicó en 7'056.379 bls.: Duragas participó con el 47.31%; Agip 37.35%; Congas 8.71%; Autogas, Austrogas, y Lojagas con 6.63%.

En el mercado externo se vendieron 13'645.800 bls. de derivados de petróleo, registrándose un incremento del 3.16% respecto de 1998, cuyo volumen fue de 13'227.678 bls.

A continuación se presenta un Cuadro-Resumen de la producción de petróleo y consumo interno para el período 1972 - 1999, donde se puede observar la participación porcentual, de lo que ha significado el volumen de petróleo para consumo interno o carga para las refinerías.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y CONSUMO INTERNO
(Cifras en Miles de Barriles)

| Año | Producción de Crudo | Consumo Interno | Participación Porcentual |
|------------|--------------------------------|------------------------|-------------------------------------|
| 1972 | 28,579 | 1,739 | 6% |
| 1973 | 76,222 | 16,834 | 22% |
| 1974 | 64,615 | 18,824 | 29% |
| 1975 | 58,753 | 15,603 | 27% |
| 1976 | 68,361 | 21,449 | 31% |
| 1977 | 67,002 | 27,692 | 41% |
| 1978 | 74,222 | 32,236 | 43% |
| 1979 | 78,798 | 36,651 | 47% |
| 1980 | 74,771 | 39,509 | 53% |
| 1981 | 76,804 | 30,001 | 51% |
| 1982 | 77,685 | 43,098 | 55% |
| 1983 | 86,344 | 35,254 | 41% |
| 1984 | 94,930 | 39,652 | 42% |
| 1985 | 102,425 | 39,516 | 39% |
| 1986 | 105,587 | 42,340 | 40% |
| 1987 | 63,791 | 37,359 | 59% |
| 1988 | 110,534 | 65,327 | 59% |
| 1989 | 101,797 | 49,828 | 49% |
| 1990 | 104,445 | 50,684 | 49 % |
| 1991 | 109,385 | 50,104 | 46% |
| 1992 | 117,173 | 54,471 | 46% |
| 1993 | 125,440 | 52,064 | 42% |
| 1994 | 138,212 | 49,551 | 36% |
| 1995 | 141,151 | 75,491 | 53% |

| Año | Producción de Crudo | Consumo Interno | Participación Porcentual |
|------------|----------------------------|------------------------|---------------------------------|
| 1996 | 140,440 | 80,564 | 57% |
| 1997 | 143,257 | 84,125 | 59% |
| 1998 | 137,079 | 51,616 | 38% |
| 1999 | 132,280 | 47,859 | 36% |

FUENTE: ECONOMÍA ECUATORIANA EN CIFRAS, ILDIS Y ACTIVIDAD HIDROCARBURÍFERA 1999, DNH.

Del resumen anterior podemos resaltar que la tendencia hacia una creciente demanda interna de combustibles y otros derivados, seguirá teniendo eco en los años siguientes. Durante 1998 y 1999 se produjeron hechos como el fenómeno del Niño, crisis en el sistema financiero, inestabilidad política, congelamiento de los ahorros de los ecuatorianos, un sector productivo paralizado, entre otros, de alguna forma reflejan un menor consumo de derivados de petróleo durante estos dos años.

Sin embargo, las condiciones imperantes en el país con una economía dolarizada, los efectos de la globalización de los mercados, y en general una suerte de recesión económica es muy probable que tenga repercusiones en menor consumo de derivados del petróleo en razón de que la demanda de combustibles se reduce sustancialmente al paralizarse los flujos de mercaderías, los insumos y el transporte de las personas.,

El país en la actualidad importa derivados del petróleo en un 22% para satisfacer la demanda del consumo interno, especialmente de Diesel Oil y GLP, en tal razón, el país requiere descubrir nuevas reservas hidrocarburíferas para reemplazar o compensar el volumen de petróleo que se destina al consumo interno, en caso de no suceder esto, en un período no mayor de 20 años el país se convertiría en importador neto de hidrocarburos.

Si se considera que el factor más importante en la determinación de la demanda de combustibles es el crecimiento del producto interno bruto, PIB, se podría adoptar una política de precios de los principales productos de importación que apunte hacia un acercamiento a los precios internacionales, como mecanismo para mantener estable la estructura de la demanda de derivados por períodos largos de tiempo. Sin embargo, este tipo de políticas tienen un costo social muy elevado y en las actuales circunstancias de crisis que vive el país, sería muy duro para la empobrecida economía de la mayoría de ecuatorianos.

Las posibilidades en el sector hidrocarburífero son muy evidentes dada la importancia que tienen los principales proyectos como: desarrollo y exploración adicional del tren estructural ITT, el megaproyecto de crudos extrapesados del campo Pungarayacu, la explotación de los crudos pesados del Sur-Oriente, el desarrollo de Edén-Yuturi, entre los más importantes. Para todo esto el país necesita realizar inversiones muy altas en infraestructura hidrocarburífera como la construcción de un nuevo oleoducto para crudos pesados, refinerías de alta conversión para crudos pesados, mejorar la capacidad de almacenamiento de derivados, tanques y terminales de almacenamiento, optimización y repotenciación de los poliductos existentes de combustibles, mejoramiento de facilidades portuarias, implantación de estándares internacionales en buques cargueros, y sobre todo, el Estado debe dar una seguridad jurídica y credibilidad para incentivar la inversión extranjera.

Todos los proyectos del sector hidrocarburífero como se dijo, requieren de elevadas inversiones. Hay estimaciones que plantean que esta estrategia para robustecer el sector representaría una inversión en el orden de los 13.000 millones de dólares en el lapso de los siguientes 20 años; sin embargo, para el primer quinquenio a partir del año 2000 se necesitarían alrededor de 5000 millones de dólares para consolidar una verdadera política y estrategia petrolera sobre cuyas bases el país pueda cimentar su seguridad y desarrollo en busca del bienestar de todos los

ecuatorianos, anhelo que conlleva también la decisión de querer hacerlo y una gran dosis de patriotismo para ejecutarlos en los mejores términos financieros en beneficio de los más caros intereses nacionales.

Al hablar de las inversiones más importantes en el sector hidrocarburífero se puede mencionar que se requerirán :

- La construcción del nuevo Oleoducto para Crudos Pesados, OCP, que tendría un costo aproximado de U.S.\$ 700 millones de dólares.
- La reactivación, optimización e incremento de la producción de los principales campos del país, requerirá de inversiones no menores a los U.S. \$1000 millones de dólares.
- La exploración y explotación de petróleo de los campos ITT representaría una inversión de U.S. 800 millones de dólares
- La explotación de los campos ubicados en el Sur-Oriente ecuatoriano, U.S. \$ 200 millones de dólares
- La incorporación de nuevas tecnologías en el sistema de refinerías y la construcción de por lo menos una nueva refinería de alta conversión, U.S. \$ 1.300 millones de dólares

CAPÍTULO V

REQUERIMIENTO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE CRUDO

5.1. EL OLEODUCTO TRANSECUATORIANO

En 1972 el Ecuador se convierte en país petrolero y exportador de crudo, cuando la producción hidrocarburífera de la región amazónica se incorporó a la ya decadente producción de la Península de Santa Elena, cuyos inicios datan desde 1900, y para 1972 se registra una producción de 3134 BPPD promedio. Para esta fecha ya se había logrado también consolidar la principal infraestructura de transporte de crudo, el Oleoducto Transecuatoriano obra maestra de ingeniería que nace en la estación de bombeo de Lago Agrio para desembocar en el Puerto de Balao, al nororiente de la Costa ecuatoriana. Sus 498 Km. de tubería, que fluctúa entre 20" y 26" de diámetro, atraviesa la Cordillera de los Andes, para descender a la llanura tropical de Esmeraldas.

El sistema de transporte de crudo, se convierte entonces en la columna vertebral de la economía nacional, que en los 28 años de funcionamiento ha evacuado alrededor de 2550 millones de barriles de petróleo.

Historia

La compañía William Brothers contratista del Consorcio Texaco-Gulf financió y construyó el oleoducto concebido para transportar 400 mil barriles diarios, de un crudo de 30 grados API.

Su costo inicial ascendió a 120 millones de dólares cifra a la que debe sumarse 16.5 millones de dólares por concepto de ampliación, una vez

terminada la construcción, primero la Gulf y luego Texaco Petroleum Co. se constituyeron en operadoras del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano.

Previo a la transferencia de los derechos y activos de la compañía Gulf Company en favor del Consorcio CEPE-TEXACO el 27 de mayo de 1977, el Estado ecuatoriano pasó a ser dueño del oleoducto y sus instalaciones, el 1° de marzo de 1986, tal como lo establecía el contrato de exploración y explotación suscrito con las empresas Texaco-Gulf.

De acuerdo con el mismo documento, el Gobierno designó a Texaco como operador del sistema, cuyo período culminó cuando por mandato de la Ley, Petroecuador asumió la operación y mantenimiento del SOTE, el 30 de junio de 1991.

Diseño

El oleoducto inició su operación con una capacidad inicial instalada de 250.000 barriles diarios y a medida que se incrementó el volumen de producción de petróleo, se lo amplió en una primera etapa a 300 mil barriles diarios entre 1984 y 1985; y en una segunda a 325 mil barriles diarios entre 1991 y 1992.

Estas dos ampliaciones consistieron en instalar unidades de bombeo adicionales, similares a las ya existentes en cada una de las estaciones de bombeo.

Actualmente su capacidad de transporte es de 350.000 barriles por día con la utilización de reductores de fricción, para crudo de 28.5 grados API. Un volumen de 35 mil barriles adicionales de la producción diaria, se transportan por el Oleoducto Transandino de Colombia.

Características del SOTE

El oleoducto está constituido por un ducto de aproximadamente 498 kilómetros de longitud, que se inicia en Lago Agrio hasta el Terminal Marítimo de Balao, de los cuales: 429 kilómetros con tubería de 26” de diámetro, desde Lago Agrio hasta la estación reductora de presión San Juan y entre Santo Domingo de los Colorados y el Terminal Marítimo de Balao; y, 69 kilómetros con tubería de 20” de diámetro, entre las estaciones reductoras de presión San Juan y Santo Domingo de los Colorados.

Tiene además:

- Cinco estaciones de bombeo con un total de 77.200 HP instalados.

Las estaciones están situadas en Lago Agrio, Lumbaqui, Salado, Baeza y Papallacta. Cada estación cuenta con 6 unidades principales de bombeo con excepción de Lago Agrio que tiene una unidad adicional para bombear al Oleoducto Transandino de Colombia (OTA) y cuatro unidades elevadoras de presión (incluyendo la de la compañía REPSOL-YPF) que dan la presión de succión necesaria a las unidades de bombeo principales de la estación Lago Agrio;

- Cuatro estaciones reductoras de presión ubicadas en San Juan, Chiriboga, La Palma y Santo Domingo;
- Un Terminal marítimo en Balao, con dos monoboyas denominadas “X” y “Y”, ubicadas aproximadamente a 7km. y 5km. de la playa respectivamente, con capacidad de carga de bunque-tanques de hasta 100.000 toneladas de peso muerto;
- Una monoboya en espera de capacidad de 100.000 toneladas de peso muerto que se encuentra en el muelle del Puerto de Esmeraldas;

- Un sistema completo de tratamiento de aguas de lastre para los buque-tanques en el Terminal de Balao;
- Ocho tanques de almacenamiento de crudo en Lago Agrio incluyendo los dos construidos por la compañía YPF, con una capacidad nominal de 250.000 bbl cada uno;
- Diez tanques de almacenamiento de crudo en Balao, con una capacidad nominal de 322.000 bbl cada uno;
- Un sistema electrónico de supervisión y adquisición automático de datos SCADA, entre Lago Agrio y las estaciones de bombeo;
- Un sistema integral de comunicaciones de radio y teléfono.

5.2. Situación Actual del SOTE

El actual Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE, viene operando desde hace 28 años, y en la actualidad tiene una capacidad de transporte de aproximadamente 350.000 BPD con una mezcla de petróleo cuya grado API corresponde a 24.7 grados con una viscosidad de 44.61 Ctk.

La mezcla del crudo medio-liviano proveniente de los campos de Petroproducción con un grado API promedio de 28.5, y los crudos pesados que explotan las diferentes compañías operadoras privadas, con un grado API promedio que oscila entre 16 y 21 grados, reduce la capacidad de transporte del SOTE, en razón de que fue diseñado para transportar crudo de 30 grados API.. El incremento de la viscosidad de la mezcla es uno de los factores que mayormente inciden en la capacidad de transporte y en tal razón se ha venido utilizando reductores de fricción para mejorar las condiciones de flujo de la mezcla.

Otro inconveniente, y que resulta un verdadero problema para el Estado y por ende para Petroproducción es aquel derivado de la entrega de diluyente que debe realizar la operadora estatal a las diferentes compañías privadas para mezclar el crudo pesado que producen para que pueda ser evacuado por el SOTE, lo cual redundaría en que el país reduzca sus ingresos por exportaciones petroleras en razón de que el precio internacional se ve reducido en aproximadamente U.S.\$ 3 por barril, debido a la baja calidad del grado API de la mezcla resultante.

Por otra parte, existe al momento una producción represada de aproximadamente 110.000 BPPD que se distribuye entre las compañías privadas, y que no puede ser evacuada por falta de capacidad de transporte, en todo lo cual el país deja de percibir importantes divisas por exportaciones, perjudicándose de igual forma las empresas privadas.

Debido a las restricciones en el SOTE, la Dirección Nacional Hidrocarburos, organismo técnico del Ministerio de Energía y Minas, establece regulación de la producción y entrega de crudo al sistema de transporte SOTE más el OTA, de acuerdo al siguiente procedimiento de cálculo:

- La producción total de Petroproducción es transportada por el sistema de transporte SOTE + OTA sin restricción en base al Art. 64 de la Ley de Hidrocarburos. Se incluye la producción de los campos unificados Coca- Payamino, Limoncocha y Campos Marginales.
- Se establece la tasa total de producción diaria máxima que es la resultante de la suma individual de las tasas diarias de producción asignadas por campo a cada una de las compañías que se encuentran en la fase de producción. El Art. 12 del Acuerdo Ministerial No. 389 publicado en el Registro Oficial No. 387 del 2 de marzo de 1990, de conformidad con el Art. 67 de la Ley de Hidrocarburos, establece que

en el transporte de hidrocarburos no podrán otorgarse privilegios y deberá ser proporcional entre todos los usuarios del mismo, en el caso de que no existiera la suficiente capacidad en el oleoducto.

TASA TOTAL= TASA K. MCGEE* TASA OXY+TASA REPSOL-YPF+TASA CITY+TASA VINTAGE+ TASA AGIP

- El volumen total del SOTE + OTA lo establece la Gerencia de Oleoducto, en función a las condiciones operativas actuales.

$$\mathbf{VT = SOTE + OTA}$$

$$\mathbf{VT = 355,000 + 50,000 = 405,000}$$

Con la ampliación del SOTE se estima incrementar 25,000 bppd a partir de marzo del 2000.

- La capacidad disponible, CD, a ser distribuida en las empresas privadas es igual :

$$\mathbf{CD = VT - TASA PPR(Petroproducción)}$$

$$\mathbf{CD = 405,000 - 255,000 = 150,000}$$

- El factor de ajuste se encuentra de la siguiente manera:

$$\mathbf{F = CD/TASA TOTAL = 150,000/244,000 = 0.61475}$$

- Finalmente este factor de ajuste se multiplica por la tasa diaria asignada a las compañías por la DNH, así:

| COMPANÍA | TASA DNH (BPPD) | FACTOR | VOL.. ENTREGA (BPPD) |
|----------------------------|----------------------------|---------------|---------------------------------|
| PETROPROD. | 255,000 | Constante | 255.000 |
| K. MCGEE | 6,500 | 0.61475 | 3,996 |
| OXI | 33,000 | 0.61475 | 20,656 |
| REPSOL-YPF | 79,400 | 0.61475 | 48,811 |
| VINTAGE B-14 | 7,500 | 0.61475 | 4,611 |
| VINTAGE B-17 | 3,500 | 0.61475 | 2,152 |
| CITY | 69,500 | 0.61475 | 42,725 |
| AGIP | 44,000 | 0.61475 | 27,049 |
| | | | |
| TOTAL SOTE+ OTA | | | 405,00 |

FUENTE: DNH

5.3 Ampliación del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano, SOTE

En razón de que la capacidad de transporte a través del SOTE es insuficiente para evacuar la producción de petróleo crudo de la Región Amazónica, y considerando que la situación económica-financiera del país, requiere tomar decisiones que permitan mejorar los ingresos fiscales, se suscribió el 27 de julio de 1999 un Convenio entre PETROECUADOR y las compañías ARCO Oriente INC. - PR Representaciones Cia. Ltd. apoderada de AGIP OIL ECUADOR, Convenio que fue suscrito por el Presidente Ejecutivo de Petroecuador, el Gerente de Arco Oriente y el apoderado de AGIP OIL ECUADOR B. V.

El 17 de diciembre de 1997 ARCO Oriente INC. a nombre de la Contratista del bloque 10 suscribió con Petroecuador una Carta de Intención que recoge el Proyecto de Ampliación del SOTE elaborado conjuntamente por la Contratista y la Gerencia de Oleoducto de Petroecuador para establecer un plan para aumentar la capacidad de transporte del SOTE y permitir que la producción del campo Villano ingrese al Oleoducto en Baeza Km. 151 sin impactar la producción de Lago Agrio, para lo cual las partes prepararon lo que se denominó Plan de Ampliación del SOTE ("AS"), donde la Contratista conviene en financiar e incluir estos trabajos dentro del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 10.

El monto total estimado del Plan "AS " es de U.S. \$ 33'500.000 de los cuales U.S. \$ 20'000.000 serían por cuenta de la Contratista y U.S.\$ 13'500.000 a PETROECUADOR.

Las características del crudo a inyectarse en Lago Agrio fueron fijadas por el Gerente de Oleoducto en 24° API. ARCO inyectaría crudo de 20,9° API al SOTE en el Km. 151.

Desde Lago Agrio hasta Km. 151., se transportan 315.000 BPD de un petróleo crudo de 24 ° API., mientras que ARCO inyectaría 40.000 BPD en el Km. 151 un crudo de 20,9 grados.

Desde el Km. 151 hasta Balao se transportan 355.000 BPD de un crudo mezclado de 23,7 ° API..

Con el incremento de la capacidad de bombeo en el SOTE, existe el compromiso entre PETROECUADOR y la Compañía ARCO ORIENTE INC.-AGIP de transportar por el SOTE la producción del campo Villano en un volumen promedio de 40.000 BPD de crudo de 20.9 grados API que

en las condiciones actuales de producción y mezcla, representa el 99,9% del incremento total programado.

5.3.1 Aspectos y Responsabilidades de las Partes en la Ampliación

De conformidad al convenio suscrito entre las partes se establecieron las siguientes responsabilidades y el correspondiente presupuesto del proyecto estructurado el 16 de junio de 1999.

| ESTACIÓN | M U.S.\$ | M U.S. \$ | M U.S. \$ |
|--|----------|-----------|-----------|
| | ARCO | PETROEC. | TOTAL |
| 1.- ESTACIÓN LAGO AGRIO | | 3.0 | 3.0 |
| - Instalación de una nueva unidad de bombeo | | | |
| - Incremento de la capacidad de enfriamiento exist. | | | |
| - Mejoramiento de las bombas existentes | | | |
| 2.- ESTACIÓN LUMBAQUI | | 3.0 | 3.0 |
| - Instalación de una nueva unidad de bombeo | | | |
| - Incremento de la capacidad de enfriamiento exist. | | | |
| - Mejoramiento de las bombas existentes | | | |
| 3.- ESTACIÓN SALADO | | 2.5 | 2.5 |
| - Instalación de una nueva unidad de bombeo | | | |
| - Incremento de la capacidad de enfriamiento exist. | | | |
| - Mejoramiento de las bombas existentes | | | |
| 4.- ESTACIÓN BAEZA | | 2.5 | 2.5 |
| - Instalación de una ueva unidad de bombeo (2c/u) | | | |
| - Nueva configuración de Bombas Existentes | | | |
| 5.- ESTACIÓN BAEZA | 1.5 | | 1.5 |
| - Repotenciación de los motores existentes | | | |
| - Incremento de la capacidad de enfriamiento motores | | | |
| 6.- ESTACIÓN PAPALLACTA | | 2.5 | 2.5 |
| - Instalación de una nueva unidad de bombeo (2 c/u) | | | |
| - Nueva configuración de bombas existentes | | | |

| ESTACIÓN | M U.S.\$ | M U.S. \$ | M U.S. \$ |
|---|----------|-----------|-----------|
| | ARCO | PETROEC. | TOTAL |
| 7.- ESTACIÓN PAPALLACTA | | | |
| - Repotenciación de los motores existentes | | 1.5 | 1.5 |
| - Incremento capacidad de enfriamiento de motores | | | |
| 8.- ESTACIONES REDUCTORAS DE PRESIÓN | | 1.0 | 1.0 |
| 9.- ESTACIÓN DE QUININDÉ | | 15.0 | 15.0 |
| 10.- INSPECCIÓN INTERNA (4) | | 1.0 | 1.0 |
| TOTAL | | 20.0 | 13.5 |
| 33.5 | | | |

Es necesario señalar que el proyecto de Ampliación del SOTE, (SIP) establece un cronograma de ejecución de dos Fases bien definidas:

El alcance de los trabajos de la Fase 1 del SIP consiste en completar la repotenciación de los motores de las estaciones de bombeo de Baeza y Papallacta, aumentar la capacidad de las tres Estaciones Reductoras de Presión (San Juan, Chiriboga y Santo Domingo) e instalar la primera de las tres unidades de bombeo en la Estación de Quinindé, con el objeto de permitir el arranque de la producción temprana tan pronto como sea posible entre 25.000 y 30.000 BPD.

El alcance de la Fase II incluye la instalación del sistema de enfriamiento complementario para cada uno de los motores de combustión interna existentes en Baeza y Papallacta y la instalación de la segunda de tres unidades de bombeo en la Estación de Quinindé. Para obtener un aumento significativo de capacidad, la primera y segunda unidades deberán operar sin unidad de reserva por un período muy corto de tiempo. Se instalará la tercera unidad de bombeo y se completará la estación de Quinindé a mediados de abril del año 2000, con lo cual se

concluiría el proyecto de ampliación y entraría en funcionamiento conforme a la capacidad de transporte prevista para 40.000 BPD, adicionales.

Sin embargo, debido a la crisis financiera por la que atraviesa Petroecuador, impide que ésta cumpla con la contraparte a la que estaba obligada conforme al Convenio suscrito con la compañía ARCO ORIENTE, ante lo cual se establece un CONVENIO MODIFICATORIO DEL CONVENIO DE AMPLIACIÓN ANTICIPADO DEL SOTE, del cual entre sus principales aspectos se observa lo siguiente:

- El 4 de marzo de 1998 Petroecuador e YPF suscribieron el Convenio mediante el cual YPF se comprometió a incrementar con el carácter de temporal la capacidad de bombeo del SOTE en 25.000 BPPD promedio mes de un petróleo cuya mezcla promedio es de 24,8°API, 58 Cstks. a 80°F.
- La cláusula décima tercera prevé que si se requiere realizar inversiones adicionales debido a problemas operacionales, PETROECUADOR a través del Gerente de Oleoducto y mediante Orden de Trabajo debidamente justificada técnicamente tal inversión, se lleven a cabo las mismas y se reembolsarán a YPF por compensación de la tarifa de transporte por el SOTE los mecanismos El Convenio.
- El plazo de vigencia de El Convenio conforme a lo establecido en la cláusula 4° es de 18 meses contados a partir de la puesta en marcha del proyecto y que dicho plazo puede ser ampliado de así convenir a los intereses de las partes. Al haberse puesto en marcha el proyecto el 13 de junio de 1998, el plazo de El Convenio concluye el 13 de diciembre de 1999.

- Define que la capacidad actual de transporte a través del SOTE es de 320.000 BPPD de acuerdo a los estudios realizados sobre la capacidad de transporte que se logrará por la instalación de las bombas, materia de este Convenio Modificatorio y se incrementarán aproximadamente 45.000 BPPD crudo de 24.5° API de 60 Cstks. a 90°
- La cláusula segunda, respecto de la Modificación del Objeto y Ampliación del Plazo, estipula que las partes amplían el período de vigencia del Convenio en SEIS MESES a partir de su fecha de finalización, esto es hasta el 13 DE JUNIO DEL AÑO 2000. Sin embargo, este plazo podrá ser cambiado de convenir a los intereses de las partes.
- Dentro de la obligaciones de YPF está realizar el ensamblaje con el fabricante y contratar la construcción e instalación de la unidad adicional de bombeo compuesta de motor, incrementador, bomba, intercambiador de calor y equipo auxiliar en cada estación de bombeo del SOTE: Lago Agrio, Lumbaqui, Salado, Baeza, Papallacta, conforme la ingeniería, especificaciones, material y equipo definidos y proporcionados por la Gerencia de Oleoducto, entre otras.
- Por su parte PETROECUADOR en aplicación al Acuerdo Ministerial No. 389 Registro Oficial 387 de marzo 2 de 1990, se compromete en transportar a favor de YPF (en adición a lo que actualmente transporta) por lo menos el 25% de la capacidad incrementada de transporte, logrado por motivo u ocasión o como resultado de la instalación de las bombas motivo de esta ampliación. Se entiende que el compromiso incluye la obligación de provisión del diluyente necesario para hacer posible este transporte.
- Con respecto al PRECIO Y FORMA DE PAGO, la Subcláusula 5.2 establece que el monto total estimado de este Convenio Modificatorio asciende aproximadamente a US\$ 13'440.000, valor en el que están

incluidos los estudios hidráulicos, el suministro de equipos y materiales, su montaje e instalación: así como las primas de Seguros y Gastos Administrativos. De necesitarse mayores inversiones para el cumplimiento de este Convenio Modificatorio y Ampliatorio, YPF se compromete financiar esos valores adicionales y PETROECUADOR a reembolsarlos de conformidad a lo previsto en la Cláusula 5.3. Cualquier variación en más de un 20% de este valor, deberá ser aprobado por el Consejo de Administración.

- La subcláusula 5.3 establece que el monto mencionado en el punto anterior será financiado por YPF y pagado por PETROECUADOR, mediante la compensación hasta la totalidad de los pagos mensuales que por concepto de Tarifa de Transporte, ajuste por diferencial de calidad y cualquier otra cuenta interempresarial que YPF tenga como obligación periódica mensual en favor de PETROECUADOR, estas compensaciones se efectuarán mensualmente a partir de la fecha de presentaciones de las facturas por parte de YPF.

De acuerdo a las expectativas de la ampliación del SOTE, se prevé que para fines del mes de mayo del año 2000 se habrán completado los trabajos para incrementar la capacidad de transporte de crudo en un volumen de aproximadamente 50.000 BPPD, lo cual implica una capacidad total de transporte por el SOTE de 400.000 BPPD, que si bien es muy importante, no soluciona de forma alguna el gran problema que se enfrenta debido a la mezcla de crudos pesados de las compañías privadas con el petróleo liviano de Petroproducción. Sin embargo, dada la crisis económica por la que atraviesa el país, es un aliciente saber que la actual optimización del SOTE denominada "AS", servirá principalmente para evacuar la producción del campo Villano, operado por AGIP OIL (EX-ARCO), y en razón del Convenio Modificatorio firmado entre PETROECUADOR y REPSOL-YPF, le permitiría a esta última disponer de un cupo en el SOTE de aproximadamente 10.000 BPPD, con lo cual

de alguna forma se premia el esfuerzo económico realizado por estas dos empresas operadoras .

5.4 Nuevo Oleoducto para Crudos Pesados, OCP

El Ejecutivo incluyó dentro del proyecto de Ley de Transformación Económica, las reformas que permitirían concesionar al sector privado el nuevo oleoducto de crudos pesados. Sin embargo, nuevamente surgen intereses que podrían obligar a considerar otras alternativas. Las Fuerzas Armadas, a través del Cuerpo de Ingenieros del Ejército, han ratificado su deseo de participar en la construcción. Las compañías Andrade Gutiérrez y Norberto Odebrecht reiteran su disposición a financiar la obra, merced a un crédito del Banco de Desarrollo del Brasil. Por lo pronto, se mantiene la decisión de que cinco compañías con contratos de participación, interesadas en transportar 290.000 barriles de crudo adicionales por día, efectúen la inversión, sin deuda para el Estado, por el equivalente a 700 millones de dólares.

Con la presentación de las reformas legales ante el Congreso, la concesión del oleoducto de crudos pesados, a un consorcio de cinco compañías conformado por (City, Agip Oil, Keer Mcgee, Occidental y Repsol-YPF), marcha por buen camino. Sin embargo, tal es la suma de intereses en juego que la posibilidad de un bloqueo no puede quedar descartada.

El allanamiento para la concesión del Oleoducto de Crudos Pesados, OCP, a un consorcio de cinco compañías que tienen contratos de participación con el Estado, por la vía de reformas a la Ley de Hidrocarburos- contenidas en el denominado proyecto de Ley de Transformación Económica remitido por el Ejecutivo al Congreso- ha desatado el revuelo de intereses que se ven afectados.

Y aunque el asunto parecería estar en un punto de no retorno, ante la decisión política del nuevo gobierno, no deja de inquietar a tales intereses -preválidos de su influencia y poder- puedan bloquear esta concesión,

forzando a un replanteo estratégico de lo que constituye una obra vital para el desarrollo de la industria hidrocarburífera.

Proyecto crucial

Desde la construcción de la central hidroeléctrica de Paute, a principios del ochenta, no hay otro megaproyecto que pueda compararse por su repercusión en la economía nacional.

El nuevo oleoducto destinado a transportar un mínimo de 250.000 barriles de crudo pesado por día durante 20 años, supone una inversión de 700 millones de dólares en la obra física que, conforme al cronograma presentado por el consorcio, podría iniciar hacia el segundo trimestre del 2000 para estar concluido en el último trimestre del 2001, luego de 18 meses, aproximadamente.

Sin embargo, el compromiso de las compañías es efectuar una inversión complementaria en exploración y desarrollo de nuevos campos, por el equivalente a 1000 millones de dólares, a fin de incrementar las actuales reservas probadas (vinculadas al proyecto) de 1030 millones de barriles, en un volumen adicional de 1580 millones de barriles. De esta forma, se garantizaría la vida útil del OCP a lo largo de 25 años, destacándose que entre el año 16 y el 25 el Estado participará de las utilidades que produzca hasta que revierta a su poder al término de este plazo.

Aún así, todavía no puede asumirse que este esquema de concesión sea un hecho consumado.

Por estos días se han alzado voces denunciando que se trata de una adjudicación de dedo, sin licitación pública... etc. Y naturalmente los cuestionamientos apuntan a crear cierta confusión así como dudas sobre la legitimidad y conveniencia del procedimiento.

Frente a ello, lo primero que hay que dejar en claro es que se trata de construir un oleoducto privado, no público, lo que significa, en efecto, un giro radical a la política petrolera de 30 años, según la cual el transporte de crudo era una prestación estatal, y este es precisamente el aspecto clave de la reforma legal presentada ante el Congreso.

Interés militar

De cualquier forma, estando de por medio el interés del Estado, las Fuerzas Armadas por intermedio del Ministerio de Defensa, han manifestado públicamente su deseo de participar en la construcción del OCP, a través del Cuerpo de Ingenieros del Ejército. CIE., lo cual no ha hecho sino ratificar el interés de la institución militar de mantener fuertes nexos con la industria petrolera.

El interés mostrado por las FF. AA. para intervenir en la construcción del nuevo oleoducto para crudos pesados, OCP, denota una aspiración de convertirse en un nuevo actor en la industria petrolera en base al prestigio profesional demostrado por la institución militar. Existen versiones de que el Alto Mando Militar habría solicitado al presidente Noboa la construcción del OCP para el CIE, en asocio con la constructora brasilera Andrade Guitiérrez, situación que no ha sido definida con claridad por parte de las autoridades competentes.

Es necesario tener presente que durante el pasado interinazgo del Doctor Fabián Alarcón R. la ampliación del oleoducto transecuatoriano, SOTE, fue otorgada directamente al CIE, aunque a la postre dicha adjudicación quedó sin efecto debido a que Petroecuador decidió encargar la obra a las compañías ARCO e YPF.

Otras propuestas

Mientras, tanto la compañía Andrade Gutiérrez como la Norberto Odebrecht, la otra megaconstructora brasilera presente en el país,

mediante sendas comunicaciones remitidas al Ministro de Energía y Minas, Ing. Pablo Terán, a mediados de febrero del año 2000, han ratificado su interés de financiar y construir el OCP, merced a un crédito de Desenvolvimiento Económico y Social del Brasil, BNDES.

En el caso de la Odebrecht, había sido calificada como socio estratégico del CIE a efectos de participar en la ampliación del SOTE.

“La fórmula de la concesión a las cinco compañías sigue teniendo y tendrá dificultades, frente a ello nosotros estamos dispuestos a discutir cualquier fórmula, incluso alguna que no suponga más deuda para el país, sino sencillamente un fideicomiso de la futura producción petrolera,”habría expresado un alto ejecutivo brasilero ligado a la empresa constructora..

En sus misivas, ambas constructoras, reputadas por su gran capacidad de cabildeo político, no mencionan la posibilidad de un asocio con el CIE, aunque se presume que han mantenido activos contatos.

Entre tanto, hace pocos días, el consorcio integrado por las compañías Alberta Energy Corporation(City), Agip Oil, Kerr McGee, Occidental y Repsol/YPF, al efectuar la presentación del proyecto ante el presidente Noboa, formalizó su disposición a permitir la participación del CIE como subcontratista, encargándole la construcción de obras civiles del oleoducto y las estaciones de bombeo, así como de los accesos al derecho de vía y su mantenimiento, entre otras tareas.

Visto el perjuicio que ocasionaría un eventual bloqueo de la construcción del OCP, debido al inevitable conflicto de intereses, es previsible que, luego de la aprobación de las reformas legales por parte del Congreso, las FF.AA. se allanen a esta oferta que satisface aunque sea a medias sus aspiraciones de intervenir directamente en la industria petrolera del país.

Asuntos Pendientes por Definirse para la Construcción del OCP

La principal definición pendiente del OCP es el trazado de la línea. Inicialmente, el consorcio, del que también participarán las firmas Techint y Williams Brothers, como constructora y operadora, respectivamente, ha concebido el proyecto como paralelo al SOTE, lo cual significa que, independiente de sus ramales, cubrirá la tradicional ruta Lago Agrio - Balao.

Sin embargo el nuevo gobierno presidido por el Dr. Gustavo Noboa ha reiterado su interés de efectuar una variante a partir de Santo Domingo. Como primera opción se considera que el oleoducto debería dirigirse hacia el puerto de aguas más profundas de Monteverde, muy cercano a la Libertad, lo cual tiene su lógica en relación a tener allí mejores condiciones para la operación de buques cargueros y se tendría la ventaja estratégica de estar cerca de una unidad de procesamiento (la refinería de la Península), así como del mayor centro de consumo que es la ciudad de Guayaquil y su área de influencia (60% del total nacional).

El inconveniente del desvío sería la suma de expropiaciones que demandaría el derecho de vía, y la demora que aquello significaría. Sería necesario un oleoducto más largo y también partir de cero en lo que se refiere a las facilidades de almacenamiento y embarque en Monteverde. Pese a ello, se estima que su costo adicional no estaría sino en el orden de 80 a 100 millones de dólares adicionales, poco si se considera la ganancia de generar un nuevo polo de desarrollo, ante lo cual las compañías que conforman este consorcio analizan esta posibilidad.

Por otra parte, las compañías que integran el denominado "Consortio" presionan al gobierno para que se extiendan los plazos de sus contratos de participación, que vencen mucho antes de los 15 años previstos para la amortización del proyecto.

Ante la exigencia, las autoridades del sector han fijado una posición en firme: no mezclar, menos condicionar, la ejecución del OCP a tal prórroga, cualquier extensión tendrá que quedar sujeta a las disposiciones pertinentes de la Ley de Hidrocarburos y, en particular, al requisito de ofrecer más beneficios en favor del Estado

5.4.2. Justificativos para la Construcción de un Nuevo Oleoducto.

El hecho innegable de tener una producción represada de aproximadamente 110.000 BPPD de las diferentes compañías privadas, es solo uno de los tantos argumentos que sustentan la urgencia de que el país cuente con un nuevo oleoducto para transportar crudos pesados.

Para mencionar algunos aspectos que justifican la construcción del OCP podemos citar :

- Optimización de la capacidad instalada del SOTE, por cuanto este podrá transportar exclusivamente crudos livianos.
- Se requiere segregar los crudos livianos de los pesados para ser transportados por oleoductos diferentes, con el objeto de que las refinerías operen con mayor eficiencia.
- Los pronósticos de producción prevén que se incorporarán grandes volúmenes de crudos pesados que deben ser transportados por un nuevo oleoducto
- Dejar de utilizar el OTA , ya que por el SOTE se podrá bombear toda la producción de crudos livianos de Petroproducción, con el consiguiente ahorro para el país.
- Aprovechar las actuales condiciones del mercado internacional del crudo para obtener un mejor precio en base a una mejor calidad.

- Dejar de entregar diluyente a las compañías privadas para que mezclen el crudo que producen y pueda ser transportado por el SOTE.
- Al optimizar la carga a refinerías se tendría un ahorro estimado de US\$ 50'000.000 al año, con los crudos de 28°API y no de 24,7°API .

Al respecto de los pronósticos de producción (Gráfico No. 5) se puede observar que se alcanza un pico de producción máximo de 620.000 BPPD en el año 2005 como producto de la incorporación de la mayoría de los campos en No producción, principalmente de ITT, EDEN-YUTURI.

Por otra parte es importante analizar lo que sucede con los pronósticos del °API (Gráfico No.2), donde se desprende que a partir del año 2002 la producción total del país tendrá una disminución gradual del grado API, desde 27,4 hasta alcanzar un promedio de 23°API en el año 2010, lo cual confirma la tendencia de que nuestra producción de crudo al finalizar el año 2018 tendrá un grado API promedio de 22,7 grados.

De igual forma si analizamos las reservas remanentes del país (Tabla S/N. Reservas Remanentes del País - Región Amazónica.), considerando crudos mayores de 25°API y menores de 25°API, se establece que del total de las reservas remanentes del país, el 41,6% corresponde a crudos de más de 25°API, y el 58,3% correspondería crudos menores a 25°API, lo cual confirma la tendencia de que en el corto plazo el país sería productor de crudos pesados, lo cual justifica plenamente la necesidad de construir un nuevo oleoducto para crudos pesados, el OCP.

5.5. La Eventual Utilización del Oleoducto Transandino, OTA

Actualmente el país transporta por el Oleoducto Transandino, OTA (Colombiano), un volumen de aproximadamente 33.000 a 35.000 BPPD

de un crudo que supera los 28°API., lo cual representa un 9,5% de la producción total del país.

En 1998, fue ratificado el convenio entre Ecopetrol de Colombia y Petroecuador para la utilización e incremento de la capacidad de transporte por el OTA, hasta los 100.000 BPD.

Lo transportado por el OTA se lo ha realizado mediante cabotaje desde el Puerto de Tumaco en Colombia, de la misma forma que se lo hace desde Balao en Esmeraldas con destino a las refinerías de la Península en la Libertad para su procesamiento.

Debido a los problemas de orden interno que sufre la República de Colombia, el bombeo de crudo ecuatoriano por el OTA no ha tenido regularidad, y más bien como producto de continuos atentados realizados por la guerrilla colombiana a las instalaciones del oleoducto, la utilización de este medio que a la vez tiene un alto costo para el Estado, aproximadamente U.S.\$ 3.0 por barril, no representa ninguna seguridad para la evacuación del crudo, y a futuro podría traer complicaciones para la seguridad del país, por cuanto el radio de acción de los subversivos en la frontera entre Ecuador y Colombia, puede degenerarse en una situación de conflicto que impida el bombeo de crudo.

5.6. Alternativa de Interconexión a Oleoducto Nor-Peruano

La firma de los Acuerdos de Paz y Límites celebrados entre el Ecuador y el Perú en Itamaraty el 26 de octubre de 1998, pusieron fin a casi medio siglo de hostilidades que a la postre resultó para ambos países una situación de retraso y de pocas posibilidades de desarrollo debido a la incertidumbre del fantasma de la guerra.

A partir de la fecha antes señalada la actitud entre ambos países tienen otra dimensión, en cuanto a un deseo mutuo de entrar en un

proceso serio de integración binacional mediante el cual se plantean una serie de proyectos dentro de los que tienen mayor relevancia podemos mencionar los relacionados con la actividad del sector privado tendientes a mejorar el intercambio comercial, proyectos binacionales como Puyango-Túmbez y Catarama-Chira ; Convenio de Aceleración y Profundización de Libre Comercio, Convenios Sectoriales de Cooperación Bilateral en la conformación de la “ Interconexión Vial “ que contempla la construcción de cinco ejes, tres en la costa y dos en la región nororiental de connotación geopolítica.

En el sector hidrocarburífero existe la posibilidad de que tanto Ecuador como Perú estudien la alternativa de una interconexión al Oleoducto Peruano como uno de los proyectos a ser considerados por la Comisión Negociadora de Integración Fronteriza.

En la perspectiva de que la comisión negociadora consolide un estudio de pre-factibilidad para la conexión con el oleoducto Peruano, el Ecuador tendría excelentes oportunidades para evacuar los crudos provenientes de las campos: Danta, Conambo, Balsaura, Marañón, Amazonas y Huito, actualmente en no producción; además, con la convocatoria a la Novena Ronda (bloque 20, ITT, no se incluye) y Décima Ronda de licitaciones para los bloques especialmente 32, 30,29, y 26 , se podría pensar que es totalmente válida la alternativa de utilizar la infraestructura peruana para evacuar los crudos del área.

El potencial desarrollo de los campos petroleros en el área que cubre los bloques antes señalados, se considera son los más factibles para ser identificados como parte del proyecto de pre-factibilidad, desde el punto de vista económico dada la cercanía de las instalaciones peruanas.

El proyecto de desarrollo Ishpingo-Tambococha-Tiputini, ubicado al norte del Bloque 32 y contiguo al Bloque 31 operado por la Cia. Pérez Companc, no ha sido considerado como alternativa dentro del proyecto de interconexión con el oleoducto peruano, en razón de la gran distancia

a la que se encuentran, y más bien se podría utilizar el nuevo oleoducto para crudos pesados, OCP, para la evacuación de su producción.

La alternativa de interconexión con el oleoducto Nor-Peruano tiene antecedentes que es necesario mencionar, puesto que son el origen de la idea integracionista entre ambos países:

- **Ecuador y Perú** durante 1988 estudiaron la posibilidad de la Conexión al Oleoducto Peruano como uno de los proyectos a ser considerados por la Comisión Negociadora de Integración Fronteriza.
- PETROPERÚ en enero de 1999 oficializa pedido para incorporar este proyecto en el Programa de Asistencia para la Reglamentación del Sector Energético del Perú.
- En marzo de 1999 se aprobó esta actividad dentro del Plan Anual de trabajo 1999-2000.
- En junio de 1999 la Embajada de Canadá en Quito pone en conocimiento de PETROECUADOR la disposición de fondos para financiar el Estudio de Pre-Factibilidad de Conexión al Oleoducto Peruano.
- El 7 de julio de 1999, PETROECUADOR manifiesta su disposición a permitir y colaborar en la ejecución del mencionado proyecto.
- El 21 de septiembre de 1999, PETROECUADOR acepta los Términos de Referencia para el Estudio de Pre-Factibilidad.
- El Instituto Canadiense de Petróleo (CPI) inicia el 28 de septiembre la licitación del Estudio de Pre-Factibilidad para seleccionar a la compañía que se encargue de dicho estudio, y se aspiraba que hasta 01 de diciembre de 1999 dar inicio oficialmente el Estudio de Pre-Factibilidad.

Términos de Referencia

Dentro de los objetivos del Estudio de Prefactibilidad y en mención a sus partes más fundamentales se tiene lo siguiente:

- El Instituto Canadiense del Petróleo coordinará la realización del Estudio de Pre-Factibilidad para el transporte de petróleo crudo pesado del Ecuador a través del Oleoducto Norperuano.
- En principio, el proyecto de conexión al Oleoducto Norperuano requiere los siguientes trabajos:

- **En territorio ecuatoriano:**

Construcción de un Oleoducto desde los campos de petróleo localizados en la parte Sur-Este del Ecuador a la frontera con el Perú, cerca de la Estación Andoas. Esto también incluye tancaje y estaciones de bombeo

- **En territorio peruano:**

Construcción de un oleoducto de aproximadamente 290 kilómetros desde la frontera con Ecuador, pasando por la **Estación Andoas**, paralela al Ramal Norte hasta la Estación No 5. Esto incluye **tancaje** en la Estación Andoas, adicionales sistemas de bombeo y rebombeo en la Estación Morona, tancaje adicional en la Estación No. 5 y Bayóvar y reforzamiento del bombeo en las Estaciones 5 - 9.

Tareas

- Para lograr los objetivos del Estudio de Prefactibilidad, las siguientes tareas deben ser consideradas:
 - Evaluación de reservas y estimados de volúmenes de producción de petróleo crudo en el área de influencia del sistema, en los territorios de Ecuador y Perú.

- Ubicación de la cabecera del oleoducto en el Ecuador
- La construcción simultánea de infraestructura en ambos países.
- La optimización de futuras extensiones de tubería en función a escenarios de posible producción y transporte.
- Determinación de la rentabilidad económica para el proyecto en su integridad y separadamente para cada uno de los países.
- Realización de un estudio de impacto ambiental.

En base a estas consideraciones se pretende obtener resultados que satisfagan el cumplimiento de los objetivos y contenido del Estudio de Prefactibilidad, utilizando la totalidad de la información básica, para llegar a definir conclusiones y recomendaciones finales, y de ser necesario delinear requerimientos para efectuar el Estudio de Factibilidad.

Consortio Encargado del Estudio

- El Instituto Canadiense de Petróleo seleccionó al Consorcio Alberta Energy Company - SNC Lavalin - AGRA Earth& Environment (AEC/SNC/AGRA)
 - Alberta Energy Company - Gerencia del Proyecto y responsabilidad general del proyecto.
 - SNC - Lavalin - Estudios de Ingeniería, evaluaciones técnico-económicas
 - AGRA - Estudios de Impacto Ambiental

Finalmente se ha conformado un Comité de Gestión y se ha definido que las partes en este Estudio son :

- Instituto Canadiense de Petróleo
- PETROECUADOR
- PETROPERÚ

Por información de prensa recogida por El Comercio titulada LA INTERCONEXIÓN PETROLERA CON PERÚ VA³, se pudo conocer que el proyecto de interconexión petrolera entre Ecuador y Perú estará lista para el 2005, después de que se construya el oleoducto que unirá las dos naciones, afirmó el presidente de Petroperú, Jorge Kawamura. El funcionario que visitó Ecuador, se reunió en Quito con las autoridades del sector energético para “AVANZAR EN EL ESTUDIO DEL PROYECTO” y la “FINANCIACIÓN DEL CONVENIO” que prevén suscribir Petroperú y la estatal ecuatoriana Petroecuador a mediados del próximo abril en Lima, precisó el funcionario peruano. “Sólo falta afinar detalles y la alianza entre las dos empresas se concretará”, afirmó Kawamura.

Lo anteriormente expresado por el visitante peruano demuestra que hay un interés muy especial en llevar adelante este proyecto de interconexión al oleoducto peruano; sin embargo, las próximas elecciones presidenciales en el Perú donde el actual Presidente Fujimori y su opositor Alejandro Toledo definirán en el mes de mayo del 2000 quien será el nuevo presidente peruano, situación que de no ser triunfador Fujimori, podría verse alterada la actual política peruana, ya que aparecerán nuevos actores y que sin lugar a dudas esgrimirán su propia política hidrocarburífera; y, el proyecto de interconexión podría ser diferido, por lo menos, hasta que el nuevo gobierno haya, en caso de ser Toledo, consolidado sus políticas respecto a las derivaciones de los Acuerdos de Paz y Límites firmados entre Ecuador y Perú en Brasilia.

³ EL COMERCIO, 25 DE MARZO DEL 2000

CAPÍTULO VI

EXPLORACIÓN ANTICIPADA DEL GAS DEL GOLFO, CAMPO AMISTAD.

6.1. ANTECEDENTES:

6.1.1. Ubicación

El bloque 3 está ubicado costa afuera del Ecuador en la parte central del Golfo de Guayaquil, aproximadamente a 100 kilómetros al sudoeste de la ciudad de Guayaquil (Figura GL-1). Tiene un área de aproximadamente 3.497 kilómetros cuadrados (349.700 hectáreas), la mayor parte del cual está localizado en aguas generalmente de menos de 65 metros de profundidad. La mitad oriental del bloque tiene profundidades de agua menores a los 25 metros (la profundidad del agua en el campo Amistad varía desde 25 a 45 metros). La esquina noroeste del Bloque 3 incluye el tercio inferior de la Isla Puná, mientras que la esquina sudeste intercepta la línea costera Ecuatoriana al sudeste de la ciudad de Machala, y el límite sur coincide con la frontera entre Perú y Ecuador.

6.1.2. PERFORACIÓN EXPLORATORIA EN EL BLOQUE 3

Entre 1942 y 1982 se perforaron un total de 11 pozos de exploración en el Bloque 3 (Fig. GL-2). Siete de los pozos fueron perforados por Ada y tres por CEPE. El pozo inicial, Lechuza-1, fue perforado en 1942 por la International Ecuadorian Petroleum Company (IEPC) en la Isla Puná y fue clasificado como pozo seco. Entre 1970 y 1972, ADA perforó un total de

siete (7) pozos. Su campaña de perforación resultó en el descubrimiento del campo Amistad. Los pozos de gas Amistad 1, 2 y 4 tuvieron un gran éxito. Se encontraron hidrocarburos en arenas de yacimientos de gas de la Formación Progreso, del Mioceno Medio y del Plio-Pleistoceno. CEPE perforó los últimos tres pozos en el Bloque 3 entre 1981 y 1982. El pozo Golfo de Guayaquil 1 de CEPE encontró petróleo en cantidades no rentables a 12.630 pies en arenas de edades del Mioceno Tardío al Mioceno Medio temprano de la Formación Subibaja.

FIGURA GL-2

ACTIVIDAD EXPLORATORIA EFECTUADA EN EL CAMPO AMISTAD.

| POZO | AÑO | COMPañIA | T.D. (PIES) | EDAD ALCANZADA | RESULTADO |
|----------------------|------|----------|----------------|-------------------|--------------------------|
| LECHUZA | 1942 | IEPC | 7.503 | MIOCENO? | SECO |
| SANTA CLARA | 1960 | ADA | 4.987 | PLIOCENO | SECO |
| AMISTAD-1 | 1970 | ADA | 17.058 | MIOCENO INF.? | GAS |
| AMISTAD-2 | 1970 | ADA | 11.306 | MIOCENO MED.? | SECO |
| AMISTAD-3 | 1970 | ADA | 8.837 | MIOCENO MED. | GAS Y CONDENSADO |
| ESPERANZA-1 | 1970 | ADA | 14.178 | MIO.SUP.-PLIO.? | SECO |
| AMISTAD-4 | 1971 | ADA | 10.514 | MIOCENO MED. | GAS |
| FE-1 | 1972 | ADA | 12.015 | PIIOCENO? | SECO |
| GOLFO GUAYAQUIL-1 | 1981 | CEPE | 13.870 | MIOCENO INF.TAR. | PETRÓLEO NO COMERCIAL |
| AMISTAD SUR-1 | 1981 | CEPE | 16.090 | MIOCENO INF. | SECO |
| TENGUEL-1 | 1982 | CEPE | 15.015 | MIOCENO INDIF. | SECO |

6.2. ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DEL GAS DEL CAMPO AMISTAD.

El Campo Amistad localizado dentro del bloque 3 en el Golfo de Guayaquil fue descubierto en 1970 con la perforación y pruebas de

producción del pozo Amistad #1 por ADA Oil Company, seguido por la perforación de cuatro (4) pozos adicionales en el Campo Amistad. En ese tiempo del descubrimiento del Campo Amistad, no existía un mercado económico para el gas en el Ecuador.

EDC Ecuador Ltd ("EDC") firmó un Contrato de participación en la Producción con Petroecuador en el Bloque 3 en Julio de 1996 ("CPP"), el cual incluye el Campo Amistad.

EDC ha identificado la generación de energía eléctrica como el mercado inicial más adecuado para el gas natural. Evaluó la provisión del gas natural a las compañías de generación eléctrica presentes en el área de Guayaquil las mismas que utilizan generadores con turbinas, ésta evaluación se realizó al mismo tiempo de considerar la instalación de una planta de generación sea en el área de Playas o sea en la de Machala. Un acuerdo preliminar se ha alcanzado con Marathon Power para vender el gas a una planta nueva que utilice el ciclo combinado y como combustible el gas natural en el área de Machala. La nueva planta que generará 240 Mw será el generador más eficiente de turbinas en el Ecuador utilizará aproximadamente 43 mmpcpd de gas natural cuando este generando en toda su capacidad. La ventaja de este proyecto para EDC es que los costos de capital son menores debido a una extensión menor del gasoducto y a una alta eficiencia de la planta de generación eléctrica lo que permitirá a EDC y Petroecuador recibir los precios competitivos más altos por el gas de Amistad.

EDC ha propuesto comenzar la explotación anticipada de una porción de las reservas de gas que habían sido previamente descubiertas en el campo Amistad mejor definidas por el levantamiento sísmico tridimensional que se registró en 1997. El momento de comenzar la explotación anticipada coincidirá con la terminación de la planta de generación eléctrica de tal forma que las ventas de gas comenzarán y se agregará una capacidad adicional de generación eléctrica de alrededor del tercer trimestre del año 2001. La evaluación del levantamiento

sísmico tridimensional completado en 1997 ha identificado (7) bloques fallados separados en el campo Amistad. Durante la explotación anticipada EDC intenta producir a partir de (3) de los (7) bloques fallados indentificados. El gas original en sitio en los bloques fallados (C, D y E) seleccionados se estima estar aproximadamente en 487.100 mmpcg (millones de pies cúbicos de gas) con reservas recuperables de 345.000 mmpcg. Durante los (15) años de venta de gas a la nueva compañía de generación eléctrica se espera haber producido 177.000 mmpc de gas natural. El resto de gas disponible remanente a partir de estos tres bloques fallados junto con las cantidades adicionales que EDC espera descubrir le permitiría expandir el desarrollo del campo conforme se expanden los mercados y la infraestructura.

Este Plan de Explotación Anticipada incluye cuatro ubicaciones de pozos de desarrollo. Dos de los cuatro pozos de desarrollo pueden ser pospuestos en su perforación si se obtiene una suficiente capacidad de entrega de gas por parte de la perforación realizada. En conjunto con el programa de perforación, EDC perforará dos pozos exploratorios direccionales (con una inclinación entre 30 y 45 grados) a partir de la misma plataforma para satisfacer sus obligaciones durante el período de exploración que se establece en el contrato de Participación en la Producción.

El Plan de Explotación Anticipada incluye (I) la fabricación de una plataforma con su instalación en el primer trimestre del año 2000, (II) la instalación de una torre de perforación y la perforación de cuatro pozos, (III) la fabricación e instalación de las facilidades de procesamiento costa afuera capaces de manipular 105 millones de pies cúbicos por día (mmpcpd), (IV) un gasoducto submarino hacia Machala de aproximadamente 64 km. de longitud con un diámetro mínimo de 12 pulgadas y (V) una estación receptora en tierra en la vecindad de Machala con facilidades de medición en la entrega de gas. El costo total estimado del capital de desarrollo es setenta y siete millones de dólares

(US\$ 77.000.000). (no incluye US\$ 14.161 MM. de gastos de predesarrollo).

Con la aprobación correspondiente del Plan de Explotación Anticipada, se diseñarán el gasoducto y la estación receptora en tierra y se adquirirá el derecho de vía del gasoducto en tierra. Se requerirá a los contratistas calificados, ofertas para la fabricación de la plataforma y las facilidades costa afuera. Después de la revisión de las ofertas se asignará los contratos y se comenzará con la construcción de la plataforma y las facilidades (80% ejecutado a abril/2000).

Un contratista de instalación será responsable del transporte e instalación de la plataforma. Después que se complete la instalación de la plataforma una torre de perforación de plataforma será movializada hasta la plataforma ya instalada y se comenzará el programa de perforación. Cabe mencionar que la plataforma de perforación arribó a Puerto Bolívar el 23 de marzo del año 2000 y se espera inciciar las operaciones de perforación para mediados del mes de mayo del 2000, en tanto que la construcción del gasoducto y la planta eléctrica saldrán muy pronto a licitación.

Siguiendo la fabricación e instalación de la plataforma, las licitaciones para la estación receptora en tierra, el equipo de procesamiento de gas costa afuera y el gasoducto se requerirá y después de la revisión correspondiente, se otorgarán los contratos. La planificación actual es contar con el gasoducto submarino y la estación receptora en tierra completados y probados, mientras el programa de perforación se está realizando, luego de lo cual la torre de perforación será desmovilizada de la plataforma para instalar el equipo de procesamiento, las facilidades de habitación, helipuertos y generadores en la cubierta principal de la misma usando la grúa de la plataforma.

Un estudio de impacto ambiental (EIA), cubriendo todos los aspectos del Plan Preliminar de Explotación Anticipada fue completado y aprobado por parte del gobierno Ecuatoriano en julio 27 de 1998.

Debido al cambio de la ruta del gasoducto submarino hacia Machala en lugar de Guayaquil EDC puso en consideración del gobierno un adendum al estudio de impacto ambiental previamente mencionado, antes de la iniciación de las actividades de construcción de la plataforma en Julio de 1999 .

El Plan de Explotación Anticipada del campo gasífero Amistad en conjunto con la nueva generación de energía eléctrica tendrán numerosos aspectos de beneficio para el Ecuador:

- 1) El desarrollo de un recurso natural;
- 2) Ingresos para el gobierno a través de impuesto a la renta corporativo por parte de EDC;
- 3) Ingresos a Petroecuador en base a la participación en la producción;
- 4) Incremento muy necesitado en la capacidad de generación eléctrica.
- 5) Establecer una infraestructura de producción en el bloque 3 que permitirá la explotación adicional de ciertas cantidades de gas;
- 6) Ayudar en el desarrollo de la provincia de El Oro.

EDC intenta realizar una Investigación del Mercado y un Período de Desarrollo de Infraestructuras para la porción de reservas en el Campo Amistad que no están siendo dedicadas como provisión de combustible a la generación de energía eléctrica nueva en Machala y para cualquier reserva adicional que sean descubiertas por medio de la perforación exploratoria.

6.3. ASPECTOS GEOLÓGICOS

6.3.1. Estructura

La estructura del Campo Amistad es un anticlinal norte-sur complejo y altamente fallado. Este carácter está bisectado al norte y adyacente a su culminación por una gran falla de rumbo lateral derecha con orientación general noreste - sudoeste. El lado occidental está limitado por una falla con rumbo norte-sur e inclinada hacia el oeste (figura GL18). El origen de esta estructura levantada, por evidencia geofísica e historia tectónica, se cree ser la resultante de la compresión oblicua a lo largo del lado oriental de la falla dextral de rumbo. Parece que hubo por lo menos dos períodos de levantamiento. El uno ocurrido en el Mioceno Medio tardío, subsecuente a la discordancia. El segundo levantamiento ocurrido durante la época del Plio-Pleistoceno cerca de la superficie del presente sobre una profundidad de 1.000 pies. Cada período de levantamiento fue sísmicamente verificado por la presencia de una discordancia erosional. También se reconoció una convergencia de la sección sedimentaria que suprayace cada discordancia cerca del eje crestal de la estructura.

La principal acumulación de gas en Amistad está ubicada entre los pozos de gas Amistad 3 y Amistad 4. Estructuralmente la trampa tiene una inclinación promedia de aproximadamente 20 grados con aproximadamente 1.750 pies de relieve vertical sobre el Límite Inferior Probado de Gas a -10.245 pies de Amistad y un buzamiento promedio de aproximadamente 20 grados. El LIPG para Amistad es el límite de buzamiento para aproximadamente 90% de las reservas del Campo Amistad (Figura GL-20). Ambos pozos de gas, el Amistad 3 y el Amistad 4, penetran el eje crestal del campo encontrando las arenas gasíferas más delgadas. El pozo Amistad 3 tiene 49 pies de gas y el pozo Amistad 4 tiene 127 pies de gas (espesor de la zona gasífera). Los pozos Amistad 1 y Amistad 2 están ubicados al oriente del eje crestal y son estructuralmente bajos con respecto a los pozos Amistad 3 y Amistad 4.

El pozo Amistad 1 tiene una columna de gas de 640 pies, de gas neto de 326.5 y no hay nivel contacto gas/agua (LIPG a 10300 pies (-10.245 pies). Las arenas de la Formación Progreso del Amistad 2 están saturadas con agua, con arenas netas con calidad de yacimiento por debajo del Límite Inferior Probado de Gas (LIPG) a -10.245 pies (Figura GL-20).

Es importante notar que esta área productiva está cortada transversalmente por lo menos por unas 10 fallas normales con rumbos este-oeste y noroeste-sudeste. Como resultado de este fallamiento existen aproximadamente siete bloques fallados. Los saltos de falla en la mitad norte del campo entre el Amistad y el Amistad 2 son para abajo hacia el sur. En la mitad sur del campo entre el Amistad 1 el Amistad 4, ocurren para abajo hacia el norte. Los saltos de falla a nivel de la discordancia cartografiada son generalmente menores a 150 pies. Siempre y cuando que estos saltos de falla no sean muy disímiles al nivel de las arenas masivas gasíferas del Amistad 1, la comunicación lateral de gas a través de las fallas no se espera que sea un problema en cuanto al número de pozos para desarrollar las reservas. Sin embargo, existe evidencia sísmica que algunos de estos cortes de falla anteceden a la discordancia y mueren en ella hacia arriba. Si estas fallas son significativamente mayores a 150 pies en el yacimiento masivo de gas de Amistad 1, es muy probable que cada bloque de falla va a requerir un pozo para su evaluación. Hay datos de presión DST que sugieren el aislamiento de los bloques de falla.

6.3.2. Roca Sello y Roca Madre

El sello vertical para el Campo Amistad puede ser rápidamente identificado en los registros de pozo de los pozos Amistad 1, 2, 3 y 4. El tope más somero de sello ocurre a una profundidad de 7.290 pies en la localización de Amistad 3 y la base más profunda del sello queda a una profundidad de 9.750 pies en la ubicación del Amistad 2. Esta unidad transgresiva representa a la lutita lateralmente más consistente en toda la

sección vertical del campo. Informes Técnicos describen la roca sello como “consistiendo de arcillolitas grises alternando con limolita verde, ambas con residuos de plantas. Este evento de depositación inundó a la superficie de discordancia cartografiada en la sísmica depositando espesores de lutita que varían desde 410 pies en la cresta de la estructura del actual pozo Amistad 3, hasta 883 pies (este valor incluye 115 pies de sección restaurada a partir de un corte de falla) en el pozo Amistad 1 en el flanco oriental del campo.

El Amistad 1 produjo 98% de gas metano de un yacimiento del Mioceno Medio entre 9.600 pies y 10.440 pies. No hay disponible una caracterización isotópica del gas Amistad, de manera que no está claro su origen respecto a que si proviene de gas biogénico, de hulla, o derivado térmicamente. Se puede decir que el gradiente actual de temperatura en el campo es uno muy fresco 0.83 grados F/100 pies, que no es lo suficientemente caliente para mantener un ambiente de gas termogénico en la sección que ha sido penetrada hasta el presente. Es muy posible que esta cuenca haya tenido un gradiente geotérmico más alto que el que se observa hoy día. Falta ver si era lo suficientemente caliente para soportar gas termogénico en Amistad.

En lo que respecta al potencial para líquidos, no se han penetrado rocas productivas en los pozos Amistad o Golfo de Guayaquil 1 que puedan apoyar la producción de petróleo. Sin embargo, el hecho de que hay dos ocurrencias líquidas, una en el pozo Amistad 3 y la otra en el Golfo de Guayaquil 1, es alentador en lo que toca a que haya líquido disponible al sistema de hidrocarburos. El pozo Amistad 3 dió de prueba 8 BCPD en un intervalo de 8.220 pies - 8.230 pies. No hubo disponible un análisis de condensado, de manera que no se conoce nada sobre su fuente. Lo que se puede decir es que con toda probabilidad proviene de una fuente diferente de la del gas seco de Amistad 1. La proximidad en el campo del pozo Amistad 3 a la falla dextral, por deslizamiento, a lo largo del rumbo de la falla, el mismo que es noereste-suroeste, sugiere que esta falla actuó como el conducto para mover al condensado desde

una fuente más antigua que cualquiera de los sedimentos penetrados por los pozos cercanos al sitio del yacimiento.

El Golfo de Guayaquil 1 dió de prueba 100-200 BOPD (34,3API) entre profundidades de 12.632 pies - 12.740 pies en arena de Subibaja del Mioceno inferior. El pozo está ubicado a unas diez (10) millas al sudoeste del Campo Amistad. El petróleo se originó de una fuente Terciaria, terrestremente enriquecida, moderadamente madura, depositada en un ambiente marino proximal. La edad específica y la ubicación de la formación de la fuente del petróleo del Golfo de Guayaquil 1 es desconocida todavía.

6.4. RESERVAS DE GAS DEL CAMPO AMISTAD.

6.4.1. Consideraciones Técnicas

Un modelo de simulación de yacimiento se contruyó para predecir la capacidad de entrega de gas por parte del Campo Amistad (costa afuera del Ecuador, América del Sur). El simulador de yacimiento Eclipse fue utilizado para construir el modelo del yacimiento. En particular, el modelo se utilizó para predecir la capacidad de entrega operacional y pico como resultado del Plan de Explotación Anticipada (PDEA) propuesto por EDC al Estado ecuatoriano.

- **Construcción del Modelo del Yacimiento**

En la concepción de un modelo se describe brevemente las etapas utilizadas en la construcción del modelo de simulación de un reticulado de simulación utilizando un mapa estructural, un mapa de fallas del yacimiento y un mapa de arenas netas del yacimiento. Además, se incluyen las propiedades de las capas, las propiedades de los fluídos, las

propiedades de la roca-flúidos, y el comportamiento del flujo vertical para los posibles pozos de desarrollo.

- **Construcción del Reticulado de Simulación**

Basados en su interpretación de los datos sísmicos 3D, los geofísicos de EDC desarrollaron un mapa estructural al tope de la inconformidad que suprayace el cuerpo principal de arenas del yacimiento que contiene el gas en el Campo Amistad. La Figura R1 muestra el mapa estructural al tope de la inconformidad que fue utilizado en el estudio de simulación. Esta Figura también muestra que el campo se halla dividido en compartimientos por efecto de las fallas. En la mayoría de los casos, los saltos de falla varían decenas de pies a más de 100 pies.

EDC construyó el reticulado de simulación del yacimiento utilizando el mapa estructural antes mencionado y por medio del programa pre-procesador del simulador Eclipse denominado GRID. Se incluyó, a su vez, los datos estructurales de las curvas y la ubicación de las fallas en el GRID. Para reconocer la ubicación exacta de las fallas, se utilizó el método geométrico de puntos esquineros para el reticulado de simulación. El reticulado resultante tiene 20 bloques en el eje de las X, 32 bloques en el eje de las Y, y 20 capas en el eje de las Z (20x32x20). En forma general, el eje de las X corre a lo largo de la dirección del buzamiento mientras que el eje de las Y corresponde a la dirección del rumbo.

La Figura R2 muestra una vista en planta (plano XY) del reticulado. Los ingenieros y los geólogos de EDC designaron cada bloque fallado con una letra, comenzando con el bloque fallado "A" alrededor del pozo Amistad # 4 en el sur, incrementando el orden alfabético hacia el norte. Los bloques fallados A y G fueron el foco principal del estudio. La Figura R3 es una representación tridimensional del reticulado, el mismo que muestra las áreas estructuralmente altas y bajas del campo.

Se utilizaron 20 capas en base a zonificación petrofísica a partir de los pozos Amistad # 1 y # 4. El reticulado de simulación incluyó las capas del yacimiento portadoras de gas, las capas permeables y las capas sin características de reservorio como las lutitas. Durante las predicciones de simulación, las capas lutíticas fueron asumidas tener porosidad cero y estar sin saturación de gas, lo cual las convirtió en capas inactivas. Sin embargo, fue importante incluir el espesor de las capas lutíticas en el simulador para preservar la geometría apropiada de las capas del yacimiento en relación a cada una de ellas. Por ejemplo, se presentó la yuxtaposición apropiada de las capas de rocas de reservorio en los lados opuestos de las fallas. La yuxtaposición arena-arena ó arena-lutita tiene una influencia significativa en la naturaleza sellante de una falla.

- **Propiedades de los Fluídos**

Se utilizaron correlaciones de la industria para calcular las propiedades de los fluídos tales como la viscosidad del gas y los factores volumétricos de formación. Se realizó también un análisis de sensibilidad considerando la gravedad específica del gas y la temperatura del yacimiento. Las diferencias en las propiedades del gas eran menores, utilizando un rango de gravedades específicas de 0,55 a 0,6 del yacimiento de 180° a 220° F. Se utilizaron para las predicciones de simulación la gravedad específica del gas de 0,58 y una temperatura del yacimiento de 220° F.

- **Comportamiento del Flujo Vertical**

Una parte clave en cualquier estudio para estimar la capacidad de entrega de los pozos y del campo es la de incluir las caídas de presión que se llevan a cabo, en base a la producción, a través de la tubería de producción hasta las facilidades superficiales. Para este estudio EDC utilizó el programa pre-procesador de Eclipse denominado VFPi para

calcular el comportamiento del flujo vertical para los pozos de desarrollo propuestos. tanto para la sección vertical como desviada de la sarta de producción. La ventaja del VFPI es que genera resultados que son directamente utilizables por parte del simulador ECLIPSE.

Para este estudio, se realizaron cálculos para tres tipos posibles de pozos de desarrollo. Un tipo es de pozo vertical. Los otros dos tipos de pozo fueron desviados con desplazamiento horizontal de 1 y 2 km. Para los 3 tipos de pozos, se asumió un gradiente geotérmico de 1,6° F /100 pies. Utilizando un rango de valores para la tasa de producción de gas, la tasa-agua-gas (TAG) y la presión en la cabeza de la tubería de producción para cubrir las condiciones de campo esperadas, se desarrolló una tabla flotante de simulación VFPI para cada tipo de pozo.

- **Inicialización de Modelo.**

Al analizar los datos de DST existentes, los petrofísicos de RESTECH identificaron dos zonas aisladas y dos contactos gas-agua (CGA) en las arenas superior e inferior del pozo Amistad 1. Estos contactos tienen profundidades de 10.185 y 10.235 pies PVV bnm (profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar). Estos contactos diferentes fueron incluidos en el modelo de simulación como dos yacimientos separados o regiones en equilibrio.

Los datos DST también indicaron que los pozos Amistad 1 y Amistad 4 están ubicados en dos regímenes diferentes de presión, apoyando la interpretación de dos bloques fallados separados. Una diferencia original de presión de más de 700 lppc se observó entre el bloque fallado A (ubicación Amistad 4) y el bloque fallado F (ubicación del Amistad 1). Esta diferencia grande de presiones sugiere que los dos pozos no tienen comunicación hidráulica entre sí.

Para el bloque fallado A, los geólogos de EDC estimaron el Gas Original en Sitio (GOES) usando en forma conservadora los niveles más profundos conocidos de gas (LIPG) observados en Amistad 4. Estos contactos están a los 9.575 y 10.005 pies PVVbnm, respectivamente. Estos dos contactos diferentes fueron modelados usando dos regiones de equilibrio adicionales, separadas entre sí y de las otras regiones previamente definidas.

6.4.2. Gas Original en Sitio

El Cuadro R5 muestra el GOES calculado por el simulador para cada uno de los bloques fallados denominados como A a G. Este cuadro también presume el gas original en sitio para los tres bloques fallados a desarrollarse en base al Plan de Desarrollo de Explotación Anticipada, PDEA. Puesto que las fallas entre los bloques fallados son asumidas como sellantes, solo el gas original en sitio de los bloques C, D, y E van a ser desarrollados en el PDEA propuesto por EDC. Estos tres bloques fallados contienen 487.100 mmpcg del total de 852.900 mmpcg calculados por el simulador.

- **Predicciones de la Simulación de Yacimiento.**

Como se mostró en el Figura R1, los bloques fallados fueron denominados A, B, C, D, E, F y G comenzando desde el sur y procediendo hacia el norte. La Figura R1 también muestra los cuatro pozos incluidos en el PDEA para desarrollar el gas acumulado en los bloques fallados C, D, y E. Los pozos fueron denominados de acuerdo al bloque fallado que penetraron y del que producen.

La simulación se corrió para entregar una trasa de producción de 32 mmpcpd, con un día de prueba con una capacidad de entrega de 43 mmpcpd a ser utilizado cada tres meses. Dos pozos están produciendo

inicialmente (pozos C y E1), comenzando a producir pozos adicionales (pozo D seguido por el pozo E2) de acuerdo a las necesidades para satisfacer los requerimientos citados en líneas anteriores.

Una lista de suposiciones claves es como sigue:

1. Tasa de producción de 32,25 mmpcpd.
2. Prueba de capacidad de entrega de 43 mmpcpd.
3. Dos pozos produciendo inicialmente (C y E1)
4. Dos pozos adicionales (D y E2) comienzan a producir conforme se los necesita
5. Las fallas entre bloques fallados mencionados son sellantes
6. Todos los pozos son completados a la vez en las areniscas superior e inferior.
7. La economía individual límite para cada pozo es 1,5 mmpcpd.
8. El límite económico para el campo es 10 mmpcp.
9. La presión mínima permisible en la cabeza del pozo (PCP) es 1000 lppc, en base a la presión esperada del separador sin compresión de gas.
10. Tasa máxima de producción permitida por pozo de 30 mmpcpd.

Los resultados de la simulación para el PDEA se resumen en el Cuadro 6 y se muestran en las Figuras R8 y R9 .

• **Análisis de los Resultados de la Predicción**

Los resultados de la simulación indican que el PDEA pueden satisfacer la tasa requerida y las pruebas de capacidad de entrega por un período de veinte años. Esto se puede obtener con el desarrollo de los boques fallados C, D, y E y con cuatro pozos productivos. La capacidad de entrega de 43 mmpcpd es posible mantenerla hasta el año veintisiete mientras que la tasa promedio se ha pronosticado caer por debajo de los

32,25 mmcpd justo un año después. Entonces, el campo alcanza su límite económico dos años después de eso (durante al año 30).

Para que el campo cumpla con los criterios descritos, el pozo D debe comenzar la producción en el año dieciseis mientras que el pozo E2 en el año veintiseis. Los pozos C y E1 producen durante toda la simulación.

Como se muestra en la Figura R9, el campo produce 177.000 mmcp durante los primeros quince años y 168.000 mmcp después de eso para un total de 345.000 mmcp. Un factor de recuperación de 70.8% puede ser calculado a partir de los 345.000 mmcp recuperados y los 487.100 mmcp de GOES en los bloques fallados productivos.

Cuadro R 5 - GOES Calculado por el Simulador

| Bloque fallado | GOES (Bpcs) | Bloque fallado en POEE | GOES (Bpcs) |
|-----------------------|------------------------|-----------------------------------|------------------------|
| A | 502 | | - |
| B | 704 | | - |
| C | 161.2 | C | 161.2 |
| D | 120.3 | D | 120.3 |
| E | 205.6 | E | 205.6 |
| F | 116.4 | | - |
| G | 191.8 | | - |
| | | | |
| Total | 852.9 | | 487.1 |

Cuadro R 6 - Resumen de los Resultados de POEE

| | |
|--|-------|
| Promedio de Producción Diaria, mmpcs/d | 32.25 |
| Pruebas de Capacidad de Entrega del Campo, mmpcs/d | 43 |
| Tasa de Producción de Demanda, es Posible hasta el año | 28 |
| 43 MMscf/D Capacidad de Entrega del Campo, es Posible hasta el año | 27 |
| El Campo Llega a su Límite Económico, en el año | 29 |
| Reservas recuperables a los 15 años, Bpcs | 177 |
| Reservas recuperables al límite económico. Bpcs | 345 |
| Reservas remanentes después de 15 años, Bpcs | 168 |

6.5 ANÁLISIS ECONÓMICO

Las consideraciones realizadas por EDC para determinar la viabilidad económica del Campo Amistad, se fundamenta en el análisis de los Supuestos Económicos, el Resumen de Gastos de Capital y los Programas Anuales de Gastos Operativos, que se incluyen en las páginas siguientes. Se incluye además un Resumen Económico conjuntamente con programas de detalles de apoyo para mostrar los resultados de cada caso individual.

- **Supuestos Económicos**

Todas las provisiones claves del Contrato de Participación fueron incorporadas al modelo económico. EDC y Petroecuador participarán en el gas producido basándose en los Factores X acordados en el contrato. Se le permitirá a EDC el recuperar sus costos iniciales de capital (exploración y desarrollo) sobre una base de línea recta sobre un período de cinco años . Todos los futuros gastos de capital serán recuperados sobre una base de unidades de producción comenzando en el año que sigue inmediatamente después del año en que se incurrió en el gasto

Todos los costos de capital asociados con el gasoducto serán depreciados sobre una base de línea recta en un período de 10 años.

En base a los Supuestos Económicos, todos los casos presuponen que la fecha de arranque de producción del gas de Amistad será Julio 1 del año 2001. Una vez aprobado el Plan de Explotación Anticipada, le tomará aproximadamente a EDC 2 años para construir todas las plataformas, facilidades, gasoducto submarino y la perforación de pozos antes que se pueda producir gas en el campo.

Los volúmenes de gas utilizados en esta evaluación asumen que a EDC se le requerirá entregar un volumen promedio anual de 32,36 MMPCPD a una nueva facilidad de generación eléctrica de 230 MW. El volumen diario promedio se basa en la suposición de que la planta se despachará en un 75% del tiempo. El volumen máximo requerido por una facilidad de ciclo combinado para 230 MW será de 43 MMPCPD.

La economía del proyecto ha supuesto que EDC sólo produzca las reservas para cumplir con los requisitos contractuales comprometidos con la planta de generación eléctrica. Como el Campo Amistad tiene reservas recuperables de gas aproximadamente de 345.000 MMPC, se buscarán mercados adicionales para las reservas sin producir.

Como se indicó anteriormente, el gas de Amistad será vendido a una nueva facilidad de generación eléctrica. Es el deseo de EDC vender la máxima cantidad de gas al precio más alto que sea posible, sin embargo, al mismo tiempo permitirle a la planta ser competitiva dentro del mercado ecuatoriano. Por lo tanto, al gas de Amistad debe aplicársele un precio que lo haga competitivo con el bunker (fuel oil No. 6) que se usa como combustible en las facilidades de generación eléctrica actualmente en operación. Para permanecer como competitivo, el gas de Amistad debe basarse en un precio que varíe con el precio regular del mercado para el bunker. Para el propósito de este análisis se ha seleccionado un factor

de 125% del equivalente en BTU del bunker y para evaluar la economía de este proyecto, se han utilizado los siguientes precios:

| Fuel Oil No.6 | 125% Bunkers |
|----------------------|---------------------|
| US\$ 10/bbl | US\$ 1,98/mmbtu |
| US\$ 12/bbl | US\$ 2,38/mmbtu |
| US\$ 14/bbl | US\$ 2,78/mmbtu |

Todos los resultados del modelo económico se muestran después del pago de la participación laboral (15%) y del Impuesto a la Renta (25%).

6.5.1. Gastos de Capital

El resumen de los gastos de capital (Cuadro 6.1) incluye todos aquellos necesarios para desarrollar el Campo Gasífero Amistad y entregar el gas en una ubicación en tierra cerca a la ciudad de Machala.

Los gastos totales de capital para exploración y desarrollo previos a la producción inicial se estiman en US\$ 91 millones. El Impuesto al valor agregado (IVA) en los bienes importados no han sido incluidos en los gastos de capital. Se ha asumido que EDC estaría exenta de estos impuestos sobre la base de la cláusula 10.9 del Contrato de Participación en la Producción.

Se incluye en los gastos de capital aproximadamente US\$ 48 millones asignados a exploración para el programa de registro sísmico 2D y 3D, los estudios de impacto ambiental, la construcción de la plataforma y su instalación (50% asignados a exploración) y la perforación de los pozos.

Los gastos de desarrollo para este proyecto son de aproximadamente US\$ 13 millones. Esto incluye el costo de la mitad de la plataforma, las facilidades de producción en la plataforma y la estación receptora en tierra.

El gasoducto submarino para traer el gas desde la plataforma de producción hasta una ubicación cerca de la ciudad de Machala se espera que tenga un costo de US\$ 26 millones.

Una contingencia del 10% ha sido incluida en los gastos de capital. Esta contingencia (US\$ 4 millones) cubrirán ciertos excesos en los gastos asociados con el proyecto. A más de la contingencia, los gastos de capital también serán escalados en un factor 3% por año para eliminar los efectos de la inflación. **El total de los gastos de capital escalados**, previos a la producción inicial se anticipa será unos US\$ 94 millones.

Se espera que los gastos de capital para el futuro del proyecto sean US\$ 20 millones. La mayoría de estos se realizarán en un período de 9 años comenzando en el 2003. Estos gastos incluyen los costos de perforación de dos pozos adicionales en el campo así como la realización de trabajos de reacondicionamientos. Los costos estimados de abandono han sido incluidos en el año 2016. Esta fecha de abandono ha sido tomada al final del año 15 del proyecto como parte de compromiso contractual con la planta de generación eléctrica. Todos los gastos de capital para el futuro se basan en el valor actual del dólar y son escalados en un 3% por año para cubrir la infación.

6.5.2. Gastos de Operación

Los costos anuales de operación del Campo Amistad están estimados en US\$ 6 millones por año. Los gastos de operación (Cuadros 6.2 y 6.3) incluyen todos los costos para el manejo y mantenimiento de la instalación costa afuera, el campamento base en la costa y la Estación Receptora terrestre. Se incluye en este monto los costos de personal, gastos de alquiler, suministros y costos de mantenimiento.

Además se incluyen en el monto de costos de operación \$ 2,5 millones por año para mantener una oficina en Ecuador. Esta cantidad incluye los costos de personal, alquiler de la oficina, gastos de mantenimiento y otros gastos de la oficina. Todos los gastos de operación han sido escalados con una tasa de 3% por año para compensar la inflación.

6.5.3. Resumen Económico

El Resumen Económico (Cuadro 6.4) consiste en un cuadro mostrando los resultados comparativos para cada caso. Todos los casos están basados en los escenarios de los precios de gas mostrados en los Supuestos Económicos. El rendimiento y el valor presente neto para cada caso representa los valores asociados con el interés neto de EDC en el Campo Amistad. La columna que contiene al Flujo Total de Efectivo para Petroecuador y el Estado Ecuatoriano muestra la cantidad que EDC pagará en cada caso, ya sea en la forma de participación en la producción de gas, o a través de impuestos sobre la renta ecuatorianos.

Así mismo se puede apreciar que, la combinación de pagos a Petroecuador y al Estado Ecuatoriano van a variar entre \$ 72 millones y \$ 128 millones durante la vida del proyecto.

Como se muestra en el Cuadro 6.4 los precio más altos del gas resultarán en retornos incrementados para ambos intereses combinados, EDC y el gobierno ecuatoriano. Sin embargo, debido a la incertidumbre de los precios actuales del petróleo, es difícil predecir el precio de gas que se obtendrá para el proyecto cuando el campo comience la producción en el año 2001.

6.5.4. Análisis de Sensibilidad

Los factores económicos para el Campo Amistad son sensibles al precio y a las tasas de producción; y, de igual forma se puede observar de como son impactados los factores económicos por los cambios en algunas de las suposiciones principales.

Los resultados de esta evaluación se muestran en el Cuadro 6.8 . Han sido realizados 3 análisis de sensibilidad y se los ha comparado con el Caso Base. El Caso Base utilizado como referencia para esta comparación fue el que se consideró en el escenario de los 32.25 MMPCPD usando un precio de US\$ 2,38/mpc. Los valores de la tasa de retorno que muestran en el Cuadro 6.8 son aquellos relacionados a la participación de EDC en el Campo Amistad. Las cantidades del valor presente neto se muestran separadamente para la participación de EDC y la participación combinada del Estado Ecuatoriano.

El primer análisis de sensibilidad realizado fue para ver como afecta el 20% de incremento o disminución en los gastos de capital. Esto resultó en más o menos un 2% de disminución en la tasa de retorno cuando los gastos de capital se incrementaron y en una mejora del 3% en la tasa de retorno, cuando disminuyeron los gastos de capital.

La otra prueba de sensibilidad fue para ver el impacto de un incremento en el volumen de producción diaria. Al aumentar la producción a 43 MMPCPD (cantidad máxima de entrega requerida por la planta de generación eléctrica) se produce una mejoría significativa en el rendimiento generado por este proyecto. Si la tasa de entrega disminuye a 22 MMPCPD el proyecto se vuelve antieconómico.

El último análisis fue para observar el impacto de una supuesta escalada de precios. Si se retira esta escalada de 3% anual de tasa de retorno del proyecto se reduce a más de un 4%. Cuando se incrementa la escalación del precio del 3% al 5% por año, la tasa de retorno se incrementa en aproximadamente un 3%.

EDC (Ecuador)

Bloque 3 - Golfo de Guayaquil

Supuestos Económicos

Fecha Inicio Producción

Julio 1, 2001

Participación de EDC en el Gas

La participación de EDC en el gas está basada en el Contrato de Participación en la Producción como sigue:

| | |
|-----------------|-----|
| 1° 30 MMPCPD | 90% |
| 2° 30 MMPCPD | 40% |
| Sobre 60 MMPCPD | 69% |

Reservas del Gas

345000 MMPC recuperables.
177000 MMPC producidos durante los 15 años del período de contrato con la planta de generación eléctrica.

Ventas de Gas

Se asume un volumen de venta promedio de gas en aproximadamente 32,25 MMPCPD. Este volumen permanecerá constante por un período de 15 años.

Precio de Gas 125% de los precios de fuel oil No. 6 en una base de mmbtu como sigue:

| <u>Gas</u> | <u>Precio de Fuel Oil</u> | <u>Precio del</u> |
|------------|---------------------------|-------------------|
| | US\$10/bbl | US\$1.98/mmbtu |
| | US\$12/bbl | US\$2.38/mmbtu |
| | US\$14/bbl | US\$2.78/mmbtu |

Se asume que los precios del gas se escalarán en un 3% por año comenzando en el año 2001.

Costos Operacionales Se asume US\$ 6 millones para el año 2001 y luego escalar el 3% para años futuros.

Costos de Capital Los gastos de capital de desarrollo y los gastos de perforación exploratoria fueron escalados en un 3% por año comenzando el año 2000. Los gastos de desarrollo y la porción de la Plataforma designada a Exploración incluyen un 10% de contingencia.

Costos de Capital del Gasoducto Los gastos de Capital para el gasoducto fueron escalados en un 3% por año comenzando en 1999. Los gastos de capital incluyen un 10% de contingencia.

| | |
|--|---|
| Recuperación de Costos | Todos los gastos de Desarrollo y Exploración previos a la producción inicial se recuperarán en un período de 5 años. Cuaquier gasto de capital del futuro (post producción) son recuperados en una base de “unidades de producción” en el año en el cual se incurrieron los costos. |
| Depreciación del Gasoducto | Todos los costos de Capital del Gasoducto se depreciarán en un período de 10 años. |
| Financiamiento | Se asume que el financiamiento se planificará para todos los gastos de Capital para el Desarrollo. |
| Participación en las Ganancias | Una tasa del 15% se aplicó a la participación en las ganancias de la compañía después de la recuperación de costos y antes del impuesto a la renta ecuatoriana Capital del Gasoducto se depreciarán en un período de 10 años. |
| Impuesto a la Renta Ecuatoriano | 25% después de deducir la participación en las ganancias. |

Cuadro 6.1

EDC (ECUADOR), LTD.

CAMPO AMISTAD

RESUMEN DE GASTOS DE CAPITAL

(Sin Escalamiento)

| GASTOS DE CAPITAL HASTA LA PRODUCCIÓN INICIAL | <u>(x1000 US\$)</u> |
|---|----------------------------|
| Gastos de Capital Pre-Desarrollo | 14.161 |
| Perforación | 28.000 |
| Plataforma de Producción | 11.961 |
| Gasoducto Submarino 12" | 25.417 |
| Estación Receptora en Tierra | 2.925 |
| Contingencia (10%) | <u>4.448</u> |
| TOTAL DE GASTOS DE CAPITAL HASTA LA PROD.INICIAL | <u>91.092</u> |
| GASTOS DE CAPITAL PARA EL FUTURO | |
| Perforación (Año 2009) | 12.500 |
| Reacondicionamiento de Pozos (Años 2003 y 2011) | 5.400 |
| Abandono (año 2016) | <u>2.000</u> |
| TOTAL DE GASTOS DE CAPITAL PARA EL FUTURO | <u>19.900</u> |
| GRAN TOTAL DE GASTOS | 110.992 |
| | ===== |

Cuadro 6.2

EDC (Ecuador) Ltd.

Campo Amistad

Gastos Operacionales Anuales

(x 1000 US\$)

(Sin Escalamiento)

| | |
|--|--------------|
| Facilidades Base en Tierra y Gasoducto | 300 |
| Facilidad de Recuperación en Tierra | 160 |
| Apoyo Mano de Obra Técnica - Extranjeros | 675 |
| Apoyo Mano de Obra Técnica - Nacionales | 225 |
| Hospedaje Mano de Obra Técnica | 50 |
| Combustible, Electricidad y Agua | 100 |
| Servicios y Arriendos | 60 |
| Herramientas y Provisiones | 60 |
| Tratamiento | 200 |
| Serviciado de Pozos | 300 |
| Transporte | 900 |
| Servicios de Alimentación | 140 |
| Servicios de Seguridad | 120 |
| Arriendo - Estación Base | 90 |
| Comunicaciones | 50 |
| Otros | 100 |
| Costos Operacionales Oficina en Guayaquil (Cuadro E-3) | <u>2.470</u> |
| Gran Total | 6.000 |

=====

Cuadro 6.3

**EDC (Ecuador) Ltd.
Campo Amistad**

**Gastos Operaciones Guayaquil
(x 1000 US\$)**

(Sin Escalamiento)

| | |
|--------------------------------|---------------------|
| Grupo Extranjero | 425 |
| Hospedaje Extranjeros | 100 |
| Alquiler Oficina | 100 |
| Mano de Obra Local | 150 |
| Provisiones | 200 |
| Casa de Huéspedes | 40 |
| Consultores | 150 |
| Apoyo Oficina Houston | 500 |
| Legal | 50 |
| Gastos Automóviles | 25 |
| Gastos Comunicaciones | 60 |
| Apoyo Contabilidad y Auditoría | 30 |
| Compromisos Contractuales | 490 |
| Viajes | 100 |
| Seguros | <u>50</u> |
| <u>Gran total</u> | <u>2.470</u> |

6.5.5. Análisis de Mercado

El mercado primario para gas de Campo Amistad es la generación de energía eléctrica. Debido a la localización del campo gasífero, EDC evaluó los mercados de generación eléctrica en las áreas de Guayaquil y Machala. El costo de entregar el gas a Guayaquil para su consumo como combustible de los generadores de turbina es aproximadamente US\$ 41'000.000 más caro que para la opción de Machala. Además, la ruta del gasoducto a Machala elimina la necesidad de construir un segmento bastante grande del gasoducto en tierra, minimizándose así el impacto ambiental.

En base a estas razones, EDC ha considerado un acuerdo preliminar para vender el gas de Amistad a una nueva planta de generación eléctrica a ser instalada en el área de Machala. Aunque el Ecuador tiene necesidades de capacidad adicional de generación eléctrica, la demanda de electricidad solo en la Provincia de El Oro como tal no es suficiente para apoyar la inversión de capital necesario para la Explotación Anticipada del Campo Amistad. Para que una suficiente cantidad de gas sea vendida para, así mismo justificar la inversión, la planta de generación debe estar en capacidad de vender electricidad al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador

Bajo estas circunstancias, EDC venderá hasta 43 mmpcpd de gas natural a una nueva planta de generación eléctrica, construída para el efecto en la ciudad de Machala, la misma que será de ciclo combinado y generará 230 MW.

- **Precio del gas de Amistad**

Al evaluar el potencial para la Explotación Anticipada del gas era necesario determinar como se iba a aplicar el precio al mismo, cuando no existe un mercado establecido para dicho gas en el País.

Debido a las grandes inversiones requeridas para desarrollar un campo de gas costa afuera, será necesario obtener un precio tan alto como sea posible para convertir el desarrollo del Campo Amistad en un proyecto económico.

Un escenario para la venta del gas natural era concebido en la premisa de intentar venderlo para la utilización en los generadores con turbinas en el área de Guayaquil. Estas unidades están operando usualmente con diesel como combustible. La provisión de gas para estas unidades permitiría a EDC cobrar un precio alto por el producto, posiblemente el 90% o más del equivalente en BTU del diesel. El problema con esta premisa fue de que con un sistema privatizado de despacho marginal, donde la electricidad más barata se despacha primero, la electricidad generada utilizando el gas de Amistad con un precio alto sería cara (levemente más barata que la electricidad generada con diesel). Las unidades generadoras que utilizarían el gas caro, podrían despacharse solamente en un 15-20% del tiempo siendo usado en las horas pico. Consecuentemente, durante la estación lluviosa el Campo Amistad estaría cerrado y durante la estación seca el campo produciría sólo parte del tiempo. El promedio de despacho del 15-20% para el año no convertiría en económico el desarrollo del campo gasífero. Adicionalmente, desde el punto de vista de la perspectiva del Ecuador, este escenario de aplicación del precio del gas no aliviaría la escasez de la capacidad de generación eléctrica en el país y resultaría en la continuación de precios altos para la electricidad.

El otro extremo sería el de aplicar un precio barato para poder vender tanto gas como sea posible. Si EDC aplica un precio bajo al gas, esto es, equivalente al del diesel No. 6, EDC vendería el gas 90% del tiempo, pero el precio bajo de este traería como resultado que el desarrollo del campo sería marginalmente económico en el mejor de los casos.

Un precio bajo del gas reduciría la participación del estado y reduciría la cantidad de impuestos para el gobierno, puesto que el proyecto sería marginal o subeconómico.

En base a la tecnología actual, un generador con turbina de ciclo combinado es la conversión más eficiente de gas a electricidad. Al momento no existen plantas de ciclo combinado en el Ecuador. Mientras más eficiente es el generador, resulta más barato el costo de electricidad y esta unidad será más utilizada en un sistema marginal de despacho.

Consecuentemente, la propuesta de EDC a favor de la Explotación Anticipada del gas del Campo Amistad y la propuesta para la construcción de una nueva planta de generación eléctrica de ciclo combinado y 230 mw, le provee al campo con un precio razonable del gas y la oportunidad de venderlo en un 65-95% del tiempo. Adicionalmente, le provee al Ecuador con la tan necesitada capacidad adicional de generación y disminuirá el costo promedio de la electricidad cuando se lo compare con la capacidad adicional en la forma de turbinas quemando diesel como combustible.

Desde el punto de vista de EDC de un sistema de despacho marginal, al gas de Amistad se le puede aplicar inicialmente un precio mayor al 125% del precio internacional del bunker (fuel oil No. 6). Si en el futuro se instalan en Ecuador más unidades de generación eficiente, el precio del gas deberá ser reducido para mantener una tasa de despacho razonable (volumen de venta del gas). Se anticipa que el precio del gas necesitará variar entre el precio del bunker en el lado bajo hasta por encima del 125% de éste en el lado alto.

Es muy clara la intención de EDC vender el gas de Amistad en el precio más alto posible para justificar la Explotación Anticipada del Campo, reconociendo al mismo tiempo que el gas debe tener un precio lo suficientemente bajo, para que el generador de electricidad se asegure un rendimiento económico para la planta de generación.

Para asegurar que el despacho mínimo de la planta sea económicamente viable, el precio del combustible puede necesitar una reducción en el futuro, aunque no se espera que el precio del gas nunca tenga que establecerse por debajo del precio del bunker.

En todo caso las perspectivas de precio para el gas del campo Amistad, tiene proyecciones que sustentan la economía del proyecto, en cuanto a que solo un precio mucho más alto que el bunker lo harían viable, y al mismo tiempo el Estado por este mecanismo tendría asegurado mayores ingresos en su participación”.⁴

⁴ EDC Ecuador Ltd. Plan de Explotación Anticipada Campo Amistad (Marzo 1999)

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de haber realizado un exhaustivo análisis de las perspectivas del sector hidrocarburífero en cuanto a las posibilidades de modernizar la infraestructura petrolera existente, construcción de un nuevo oleoducto para crudos pesados, ampliación del oleoducto transecuatoriano, incorporación de campos descubiertos a la producción nacional, la explotación anticipada del gas del campo Amistad, entre otros temas de interés nacional, se estima pertinente concretar sobre las siguientes conclusiones y recomendaciones que sustentan los objetivos propuestos en el presente trabajo.

7.1. CONCLUSIONES:

- Con el descubrimiento de petróleo comercial en el Región Amazónica por primera vez con la perforación del pozo Lago Agrio - 1 en 1967, se inicia la nueva era petrolera para el Ecuador, por cuanto en 1900 iniciaba la explotación petrolera en la Península de Santa Elena.
- A partir de 1968 se inició una masiva campaña exploratoria y por tanto la era de la contratación petrolera mediante el sistema de concesión para la exploración y explotación de hidrocarburos con 7 compañías extranjeras otorgándose una extensión de 3'933.434 hectáreas en la Región Amazónica y se concede también la exploración y explotación del Gas del Golfo de Guayaquil, al Consorcio ADA.
- Producto de la actividad de perforación exploratoria se descubren importantes estructuras petrolíferas ubicadas especialmente en el norte de la Región Amazónica por parte de TEXACO-GULF y el Consorcio CAYMAN-CITY-CEPCO, que desde 1972 incorporaron a la producción los campos: Lago Agrio, Sacha, Shushufindi por parte de TEXACO-

GULF y en 1978 los campos Fanny 18B, Mariann y Tarapoa de CAYMAN-CITY-CEPCO.

- La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, se crea a partir del 6 de junio de 1972 para asumir las tareas que hasta entonces desarrollaron las compañías extranjeras, es decir, explorar y explotar hidrocarburos en áreas revertidas al Estado, en aplicación de la Ley de Hidrocarburos de 1971.
- CEPE perfora su primer pozo en 1975 y ya para 1981 incorpora a la producción nacional los campos Shuara, Secoya y Shushuqui.
- La evolución de los Contratos Hidrocarburíferos se han dado como resultado de los requerimientos coyunturales, y en buen grado al desarrollo mismo de la industria petrolera a través de diversas modalidades, desde la contratación tipo concesión hasta la contratación de gestión compartida (JOINT VENTURE) y Alianzas Estratégicas.
- La experiencia del Ecuador en materia de contratación petrolera no ha sido halagadora, pues solo basta mirar los resultados del Contrato de Prestación de Servicios, inconveniente desde todo punto de vista, casi no le quedaba utilidades para el Estado; y, en tal razón, en la actualidad todas las compañías operadoras, excepto AGIP OIL han modificado sus contratos con el Estado a Participación, de Servicios Específicos, e inclusive a un esquema de Prestación de Servicios Modificado. Cabe señalar que AGIP OIL oportunamente cambiará su contrato con el Estado, posiblemente a participación.
- La reactivación del sector hidrocarburífero ecuatoriano requiere de altas inversiones, alrededor de 13.000 millones de dólares y que necesariamente deberá realizarlas el sector privado ya que el Estado no cuenta con recursos para hacerlo. En tal razón, el desarrollo de los diferentes proyectos hidrocarburíferos, en general necesitarán de la participación de socios a través de Alianzas Estratégicas de carácter tecnológico y de inversión. Para el caso de la construcción del nuevo oleoducto para crudos pesados, OCP. será el consorcio de cinco

compañías que operan en el país, quienes lo construyan a través de la modalidad BOT.(construcción, operación y transferencia).

- Para la reactivación de los principales campos de Petroproducción: Shushufindi, Sacha, Auca, Libertador y Cononaco, está definido y se lo hará a través de la modalidad de Gestión Compartida (JOINT VENTURE), donde la participación del Estado no podrá ser menor del 40% de la producción incremental que se obtenga.
- Otro mecanismo de contratación de Asociación o Alianzas Estratégicas lo constituye la capitalización, y es un mecanismo que lo adoptará Petroproducción para incrementar la producción de los campos: Mauro Dávalos, Culebra - Yulebra, Atacapi-Parahuacu y Víctor Hugo Ruales, con las empresas que prestan servicios a Petroproducción, y a éstas se les pagará con los recursos provenientes de la mayor producción.
- Actualmente en el país existen 24 bloques concesionados y la mayoría de ellos se encuentran en la Región Amazónica. La nueva política petrolera se sustenta en la búsqueda de nuevas áreas para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, y bajo esta perspectiva la convocatoria de dos nuevas rondas de licitación petroleras, la IX y la X tienen como objetivos las siguientes áreas:
 - ▣ IX Ronda de Licitación Petrolera: Para la exploración y explotación de los campos Ishpingo-Tambococha y Tiputini, (Bloque-20).
 - ▣ X Ronda de Licitación Petrolera: Para la exploración y producción de los campos en los bloques del Sur-Oriente, frontera con el Perú y costa afuera, (Bloques: 22, 25, 26, 29, 30, 32, 33, 34, 35, 36 y 37 en la Región Amazónica; y Bloques: 4 y 5 en la Región Litoral (OFF SHORE).
- Los reservorios de interés hidrocarburífero en la Región Amazónica para la extracción de petróleo lo constituyen los yacimientos de la formación Napo y las areniscas del yacimiento Hollín. Sin embargo, la política hidrocarburífera del Estado, no debe descuidar la exploración del Pre-Cretácico para investigar la secuencia estratigráfica de las formaciones: Misahuallí, Macuma y Santiago, éstas dos últimas de

interés hidrocarburífero por sus características de potenciales rocas generadoras de hidrocarburos.

- El Ecuador produjo durante febrero/2000 un promedio de 389.233 BPPD., de los cuales 248.488 BPPD. corresponden al aporte de los campos de Petroproducción, con un 63.8% y la diferencia de 140.778 BPPD., es decir, el 36.2%, a las diferentes compañías que operan en el país.
- Petroproducción produce crudos con una calidad que entran en la categoría de petróleos livianos, con un promedio de 28.3 grados API., mientras que los crudos que explotan las compañías privadas tienen grados API. que corresponde a una categoría de crudos pesados, entre 19 y 20 ° API.
- La evacuación de los crudos de los diferentes campos de la Región Amazónica a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE.; producen una mezcla de crudo cuyo grado API es de 24.75°, lo cual se debe a la incidencia que tienen los crudos pesados que explotan las compañías privadas, disminuyendo la calidad de crudo de exportación y por ende el precio de comercialización, además de que con ello se reduce también la capacidad de transporte del SOTE debido a la mayor viscosidad de la mezcla.
- El mayor aporte a la producción de petróleo crudo corresponde a los campos: Shushufindi, Sacha, Amo, Jivino -Laguna, Fanny 18B, Secoya, Dorine, Auca, Pichincha, Cuyabeno y Cononaco que juntos representan al 67,84% de la producción total, mientras que el 32,16% restante cubre el resto de campos.
- El volumen total de reservas originales probadas de petróleo de la Región Amazónica tanto para los campos de Petroproducción así como de las compañías que mantienen contratos de Prestación de Servicios y Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, están calculadas al 31 de diciembre de 1998, y tienen una estimación de 6.578,13 millones de barriles, si consideramos una producción acumulada, Np, de 2.549,01 millones de barriles, el país

dispondría de un volumen de reservas remanentes de 4.029,12 millones de barriles.

- El volumen de reservas probadas de petróleo de los campos de Petroproducción, ascienden a 5.513,70 millones de barriles (incluye el 54% de las reservas del campo Coca-Payamino y el 80% del campo Limoncocha), de cuyo volumen se ha producido 2.373,03 millones de barriles quedando como reservas remanentes probadas el total de 3.140,67 millones de barriles. Además de los 13 prospectos exploratorios considerados se ha contabilizado 115,11 millones de barriles como reservas posibles asumiendo el 50% de éxito. Las reservas probadas de petróleo de los campos que no están en producción alcanzan a un volumen de 1.189,20 millones de barriles.
- Las reservas posibles de los prospectos exploratorios de las compañías de Prestación de Servicios y Participación, se han estimado en 726,56 millones de barriles considerando el 50% de éxito, de los cuales tendrían gran incidencia por el volumen de petróleo original en sitio los prospectos del bloque - 15 (Sanisla Norte, Sanisla, Tangay, Cocaya Norte, Cocaya).
- Dada la importancia de las reservas de crudos extrapesados del campo Pungarayacu, estimadas en 315,68 millones de barriles (reservas probadas), estimándose que las reservas de petróleo en sitio estarían en el orden de 5.000 y 7.000 millones de barriles, lo cual lo convierte en uno de los proyectos más atractivos para la inversión extranjera y una posibilidad inmensa para el país para desarrollar el área de crudos extrapesados (10° API promedio).
- Las reservas de crudos extrapesados de Pungarayacu requieren inversiones muy elevadas, y estarían en función del mecanismo de explotación que se aplique. De acuerdo a las características de profundidad de los reservorios, se necesitarán combinar técnicas de explotación a cielo abierto (como explotación minera), donde se podrían alcanzar altos factores de recuperación y técnicas convencionales de perforación.

- El volumen de reservas probadas de petróleo de las compañías de Prestación de Servicios y Participación son de 1.064,42 MM.BBLS., y si se tiene una producción acumulada de 175,98 MMBBLS. obtenemos que el volumen total de reservas remanentes son de 888,44 MM BBLS., que representan el 22,05% de las reservas remanentes de la Región Amazónica. Las reservas probables están en el orden de 84,90 MM BBLS.
- Las reservas remanentes totales de la Región Amazónica al 31 de diciembre de 1998 son de 4.029,11 MM.BBLS., de los cuales 3.140,67 MM.BBLS. corresponden a Petroproducción, lo que significa el 77,95% de las Reservas Remanentes Totales y 888.44 MM.BBLS. a las compañías operadoras, que corresponde el 22,05%.
 - La actividad exploratoria desplegada a partir de 1970 en la Región Amazónica, permitió que se descubrieran a parte de los grandes campos como: Shushufindi - Aguarico, Lago Agrio, Sacha, Auca, Cononaco, Libertador, entre los más importantes, y otros campos con reservas menos significativas como: Tiputini, Yuturi, Oglan, Pañacocha y Curaray, entre otras, que sumadas si son importante. En períodos más recientes, a partir de 1982 la ex-CEPE descubre petróleo en el Sur Oriente ecuatoriano, muy cerca de la frontera limítrofe con el Perú, los campos Amazonas, Balsaura, Huito, Marañón, que no han podido ser incorporados, entre otros aspectos, por la falta de infraestructura cercana al área, falta de recursos económicos por parte de Petroecuador, y por la coyuntura de que se trataban de crudos pesados, cuya explotación no justificaba una alta inversión en una área sumamente conflictiva.
- Petroproducción en 1992 perforó el pozo exploratorio Ishpingo -1 y descubre petróleo de un promedio de 15° API, siendo la pauta que condujo para confirmar la existencia del tren estructural Ishpingo-Tambococha-Tiputini, sin lugar a dudas el descubrimiento de crudos pesados más importantes de la década de los años 90 por su volumen de reservas probadas aproximadamente 700 millones de barriles, y una estimación de petróleo original en sitio de 3.344 millones de

barriles, lo cual le convierte en uno de los proyectos más importantes para la explotación de hidrocarburos con que cuenta país.

- El potencial hidrocarburífero del tren estructural ITT le significaría al país la posibilidad de incrementar la tasa de producción diaria de petróleo entre 100.000 y 120.000 barriles, para lo cual se requiere del concurso de la empresa privada con inversiones no menores de 800 millones de dólares. Las perspectivas hidrocarburíferas del país con la incorporación de estos campos a la producción nacional, tiene estrecha vinculación con la necesidad de construir un nuevo oleoducto para crudos pesados, OCP, dentro de un marco de desarrollo estratégico del sector hidrocarburífero, como soporte indispensable para la reactivación económica del país.
- La explotación de los campos del Sur-Oriente ecuatoriano, constituyen otra alternativa viable para incorporar entre 20.000 y 25.000 BPPD, en relación a una posible interconexión con el Oleoducto Nor-Peruano.
- Esta posibilidad de interconexión, es un proyecto que debe ser analizado con mucha cautela en términos del volumen de inversiones en suelo ecuatoriano y peruano, sin que la firma de la paz con el vecino país sea una garantía sobre la cual se tomen decisiones que puedan afectar la seguridad y desarrollo del país; sin embargo, este proyecto de factibilidad está en marcha y se lo deberá impulsar si es que las condiciones técnicas y económicas lo justifican y, sobre todo si conviene a los intereses del país.
- La incorporación del campo Edén - Yuturi localizado a 75 Km. al sureste del campo Shushufindi y a 30 Km. al sur del campo Pañacocha, representa para el país la posibilidad de incorporar a corto plazo importantes volúmenes de crudo, que podrían ser producidos conjuntamente con los campos Pañacocha y Oglán.
- Es de vital importancia para el país que Petroproducción incorpore a la producción nacional lo más pronto posible los campos: ITT, Edén-Yuturi, Pañacocha, Danta, Huito y Oglán, los mismos que en conjunto cuentan con 771 MM BBLs. de reservas probadas, volumen que permitirá incrementar la producción diaria en aproximadamente

140.000 BPPD, y en tal razón, la construcción de un nuevo oleoducto para crudos pesados cobra mayor significado como infraestructura indispensable para el desarrollo de todos estos proyectos.

- La construcción del OCP debe garantizar que el crudo que se explote del campo ITT de Petroproducción sea considerado para el cupo de capacidad de 250.000 BPD.
- Las proyecciones de producción de petróleo para Petroproducción considerando la incorporación de los principales campos descubiertos, realizadas para el período 1999-2018, arrojan que para el año 2006 se estima alcanzar la producción más alta de 464.685 BPPD con 23° API, para luego ir declinando hasta llegar al año 2018 con una producción de 198.286 BPPD con 23,3° API.
- La producción de crudos livianos de Petroproducción gravitará de manera fundamental para cuando se produzca la incorporación de los campos en no explotación (año 2003), en razón de que estos tienen un grado API promedio de 15, se tendría un grado API promedio de la mezcla de crudos en el orden de 24,8° API con una producción de 406.329 BPPD.
- Las proyecciones de producción para las compañías de Prestación de Servicios y de Participación, indican que se tendría el pico más alto de producción en el año 2000, con un volumen de 212.343 BPPD con 20° API, para ir declinando la producción hasta llegar a 27.842 BPPD en el año 2018 con un grado API de 19,2.
- La proyección de la producción total de la Región Amazónica, considerando los campos en producción y aquellos en no producción tanto de Petroproducción como de las compañías privadas, muestra que se tendría el pico más alto de producción para el año 2005, con un volumen de petróleo de 616.419 BPPD, debido especialmente a la incorporación y desarrollo de los campos ITT y Edén-Yuturi.
- La reactivación de los cinco principales campos de la Región Amazónica : Shushufindi, Auca, Sacha, Libertador y Cononaco, con la participación del sector privado a través de la modalidad contractual de

Gestión Compartida o “ Joint Venture “ , permitirá incrementar la producción diaria de crudo en aproximadamente 100.000 BPPD.

- Las Alianzas Estratégicas mediante las cuales Petroproducción prevé incrementar la producción de los campos: Mauro Dávalos, Culebra-Yulebra, Atacapi-Parahuacu y Victor Hugo Ruales, en aproximadamente 40.000 BPPD, significaría que el país mejore sustancialmente la producción de crudos livianos.
- Las expectativas actuales del país con la incorporación de la producción del campo Villano operado por AGIP OIL , y el aporte hasta fines del presente año 2000 que se generaría por la aplicación de convenios de Alianzas Estratégicas posibilitarían alcanzar un volumen total de producción de 410.000 BPPD.
- Con la ampliación del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE, que al momento es ejecutada por parte de Agip Oil y Repsol-YPF, que ha permitido hasta el momento poder incorporar alrededor de 30.000 BPPD (abril-2000) a la producción nacional, es posible tener una capacidad de bombeo de 360.000 BPPD a través del SOTE.
- Al finalizar la ampliación total en junio del 2000, el país podrá contar con una capacidad de bombeo por el SOTE de 410.000 BPPD, que le permitirá manejar dos escenarios posibles para la transportación de crudo:
 - ▣ Utilizar el SOTE para la transportación total del crudo producido en la Región Amazónica, con lo cual se mejoraría la calidad del grado API, ya que se dejaría de utilizar el Oleoducto Transandino de Colombia, OTA. pero se tendría que importar crudo de venezuela para entregar a la refinería de la Libertad.
 - ▣ Continuar utilizando el SOTE + OTA, lo que determina que por el SOTE se tenga un grado API de 24° con una capacidad de bombeo aproximada de 360.000 BPPD, y por el OTA bombeando alrededor de 50.000 BPPD de un crudo de 28° API.
- En la medida que Petroproducción produzca más crudo liviano se podrá mejorar la eficiencia del transporte por el SOTE, y además se

podrá entregar una mejor carga de crudo para la refinería de Esmeraldas que requiere un mínimo de 23,7° API..

- La construcción de un nuevo oleoducto para crudos pesados, OCP, por parte de un consorcio de cinco empresas conformadas por las compañías operadoras : City, Occidental, Agip Oil, Repsol-YFP, y Keer Mcgee, es una propuesta que debe ser respaldada por el gobierno actual. a efecto que se imprima mayor celeridad en el proceso. Dicha obra deberá tener una capacidad mínima de 250.000 y máxima de 300.000 BPD con el propósito de que se ajuste a las perspectivas y proyecciones de producción del país.
- La compañía Energy Exploration Corporation, EDC, operadora del bloque 3 desarrollará la explotación del gas del Campo Amistad, ubicado frente a las costas de la provincia de El Oro, mediante un Plan de Desarrollo Anticipado que prevé explotar un volumen de 32,5 millones de pies cúbicos por día, para entregar a una planta receptora en tierra que generará 240 MW de energía eléctrica.
- El gas original en sitio se estima estar aproximadamente en 487.100 millones de pies cúbicos de gas con reservas recuperables de 345.000 MMPCG.
- Se estima que la combinación de pagos a Petroecuador y al Estado ecuatoriano van a variar entre U.S.\$ 72 millones y U.S.\$ 128 millones durante la vida del proyecto, previsto para 15 años de explotación.
- La inversión total estimada por EDC para el desarrollo del Plan de Explotación Anticipada del gas del Campo Amistad se prevé en U.S.\$ 111 millones de dólares, lo cual significa que alrededor del proyecto se genere también empleo de mano de obra, el desarrollo de una infraestructura de producción que permitirá la explotación del remanente adicional de reservas de gas del campo, y por otra parte, contribuir también al desarrollo de la provincia de El Oro.

7.2. RECOMENDACIONES:

- El gobierno nacional debe privilegiar una estrategia global en el sector hidrocarburífero para corto, mediano y largo plazo, priorizando los proyectos cuya viabilidad se sustenta en análisis técnico y económico, tendiente a incrementar la producción petrolera de crudos livianos y pesados capaces de alcanzar tasas de producción diaria de petróleo que fortalezcan los ingresos del Estado y reactiven la economía del país.
- Propiciar mayor celeridad y dinamismo a la convocatoria de la IX y X Rondas de Licitaciones para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, especialmente la Novena Ronda contemplada para la explotación del campo Ishpingo-Tambococha-Tiputini (Bloque - 20) donde debe incluirse exploración adicional.
- El Estado debe incentivar la exploración petrolera hacia niveles del precretácico con el objeto de investigar toda la secuencia estratigráfica y poder definir las posibilidades hidrocarburíferas en estratos más profundos de la cuenca del oriente.
- El gobierno por intermedio de Petroecuador debe priorizar la conformación de Alianzas Estratégicas como mecanismo de participación de la empresa privada, con el propósito de incrementar la producción de crudo liviano, necesario para optimizar la producción del SOTE y garantizar la entrega a la refinería de Esmeraldas de un crudo de mayor calidad, superior a 23,7° API para su normal operación.
- El gobierno por intermedio del Ministerio de Energía y Minas deberá dar el impulso necesario para que en el menor tiempo posible la modalidad de Contratación Joint Venture o Gestión Compartida pueda ser aplicada para los cinco grandes campos de la Región Amazónica: Shushufindi, Sacha, Auca, Libertador y Cononaco con el propósito de que cuanto antes el país pueda beneficiarse del incremento de la producción nacional de crudos livianos, importantes para definir una estrategia de transportación a través del SOTE y del OTA.
- El Ministerio de Energía y Minas conjuntamente con Petroecuador deben definir con el Consorcio de cinco compañías que construirán el nuevo oleoducto para crudos pesados, OCP una estrategia que

permita en el menor tiempo posible iniciar dicha construcción y que la capacidad máxima del OCP sea para un volumen de 300.000 BPD., de conformidad a los pronósticos de producción previstos por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, D.N.H..

- El gobierno nacional respecto a la construcción del OCP deberá asegurarse una garantía formal con el Consorcio de cinco compañías que construirán dicha infraestructura de transporte de crudo, para disponer de un cupo para evacuar la producción del campo Ishpingo-Tambococha-Tiputini y otros campos de menor dimensión que produzcan crudos pesados, si es que técnicamente resultare conveniente para los intereses del país.
- El Ministerio de Energía y Minas una vez culminada la ampliación del SOTE, denominada "AS", prevista para fines de junio del 2000 para alcanzar una capacidad de crudo de 410.000 BPD., deberá implementar las medidas necesarias para suspender completamente la utilización de reductores de fricción en todo el sistema, si las condiciones técnicas de operación así lo permiten.
- El gobierno nacional a través del Ministerio de Energía y Minas y Petroecuador, al respecto del estudio de Pre-Factibilidad de interconexión al oleoducto Nor-Peruano, básicamente de los campos del Sur-Oriente ecuatoriano, deberá en función de las recomendaciones del estudio que coordinará el Instituto Canadiense de Petróleo analizar el monto de las inversiones totales que deberá realizar el Ecuador y confrontarlas fundamentalmente con un estudio de detalle de volumen de reservas en el área de influencia del proyecto, que determinará estimados de producción de crudo para incorporarlos al sistema de interconexión, solo de lo cual se podrá determinar la viabilidad económica del proyecto.
- El gobierno nacional deberá analizar el proyecto de conexión al Oleoducto Norperuano desde el punto de vista de seguridad y Desarrollo del país, puesto que las inversiones estimadas para el proyecto se pueden considerar altas, alrededor de 400 millones de dólares y, habría que pensar en qué tan estratégico resultará para el

país, invertir en una zona que tradicionalmente, hasta antes de la firma de la paz con el Perú, fue atractiva para los intereses geopolíticos del vecino del sur.

- El gobierno nacional debe consolidar una política de Estado a mediano y largo plazo para el sector hidrocarburífero, en razón de lo cual y debido al agotamiento de las reservas de crudos livianos, la tendencia del país hacia la producción de crudos pesados es evidente, lo que significa que debemos contar con una nueva refinería de alta conversión para procesar crudos pesados de 18° API, máximo hasta el año 2005.
- El gobierno del Ecuador debe propiciar una política de cooperación técnica con el gobierno de Venezuela, en relación a la explotación de crudos extrapesados del campo Pungarayacu, dada la gran experiencia de ese país en el desarrollo de crudos pesado, y aprovechando las excelentes relaciones internacionales, pueden establecerse convenios de cooperación técnica que permitan a mediano plazo pensar ya en la explotación de sus inmensas reservas de crudo, lo que haría pensar que el país debe contar con otra refinería en el área de Pungarayacu para producir asfaltos o bunker para ser utilizados en en generación de energía termoeléctrica, que podría ser exportada, y en el caso de la producción de asfaltos para desarrollar la infraestructura vial del país y por qué no de los países que integran la Hoya Amazónica.
- El gobierno nacional aprovechando la coyuntura de la explotación del gas del Campo Amistad, cuya fecha de inicio está prevista para el 01 de julio del 2001, debe propiciar una mejor difusión de la convocatoria de la X Ronda de Licitaciones al respecto de los bloques costa afuera. Nos. 4 y 5, con el propósito de captar la atención internacional y se tenga propuestas concretas y mejores perspectivas para la actividad exploratoria OFFSHORE.
- El Estado Ecuatoriano considerando que los recursos hidrocarburíferos continúan siendo estratégicos para la economía del país, debe propiciar el fortalecimiento del Organismo de Control del Estado para

que la Dirección Nacional de Hidrocarburos pueda ejercer sus funciones de control y fiscalización del sector hidrocarburífero, dotándole de mejor infraestructura tecnológica para alcanzar mejor eficiencia y efectividad en el cumplimiento de sus tareas específicas, en beneficio de los intereses de todos los ecuatorianos.

REFERENCIAS

- Ministerio de Energía y Minas, (1999) "Estrategia de la Industria Petrolera", año : 2025
- DNH-PETROPRODUCCION-ADC-UCP,(junio 1999) "Reservas de Petróleo al 31 de diciembre de 1998 y proyecciones de producción de petróleo 1999-2018 de los campos de la Región Amazónica".
- Petroecuador, Proyectos de Reforma a las Leyes de Hidrocarburos y Petroecuador.
- Foro de Opinión Petrolera, FOPEC, " Proyectos para el Desarrollo Petrolero " .
- Petroecuador, (1998) Informe Estadístico.
- Petroecuador, 25 AÑOS Actividad Hidrocarburífera en el Ecuador 1972-1996.
- Constitución Política de la República del Ecuador, (RO1 :11-ago-98)
- Ley de Seguridad Nacional (DE 275.RO 892: 9-ago-79).
- Petroproducción, (julio 1995) Proyecto de Desarrollo del Campo Ishpingo-Tambococha-Tiputini-Imuya
- Comisión Interinstitucional Petroproducción-Occidental-DNH, (1997) Campo EDEN-YUTURI, Interpretación Sísmica, Petróleo Original en Sitio (POES) y Reservas,
- EDC. Ecuador Ltd., (marzo 1999) PLAN DE EXPLOTACIÓN ANTICIPADA CAMPO AMISTAD.
- City Oriente Limited, (dic. 1998) Campo Tipishca, Plan de Desarrollo de Explotación Anticipada,
- Ministerio de Energía y Minas (2000) Ecuador Apertura 2000, Hidrocarburos.
- Dirección Nacional de Hidrocarburos, (1999) Actividad Hidrocarburífera.
- Geología de la Cuenca del Oriente (1975) Aporte de la misión Misión Alemana.
- ILDIS, (1999) Economía Ecuatoriana en cifras .
- Parreño, J. (1998) Participación del sector privado en la Explotación Hidrocarburífera. Trabajo de Investigación Masterado en Seguridad y Desarrollo.
- Rivera , R. (1998) La Explotación de Crudos Pesados en el Ecuador. Trabajo de Investigación Masterado en Seguridad y Desarrollo.
- Ministerio de Energía y Minas, (1999) Estudio de Pre-Factibilidad de Conexión al Oleoducto Peruano.
- DNH Discussion (1999) SOTE IMPROVEMENT PROYECT.

AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la publicación de esta Tesis, de su bibliografía y anexos, como artículo de la revista o como artículos para la lectura seleccionada.

Quito, mayo del 2000

FIRMA DEL CURSANTE

ING. GALO ORDÓÑEZ Z.
NOMBRE DEL CURSANTE