

**REPUBLICA DEL ECUADOR  
SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO  
DE SEGURIDAD NACIONAL  
INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS  
NACIONALES**



**XXIII CURSO SUPERIOR DE SEGURIDAD NACIONAL  
PARA EL DESARROLLO**

**TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL**

**INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE PETROLEO PESADO  
A LA PRODUCCION NACIONAL. SU EFECTO.**

**ING. JAIME GUERRA VIVERO**

**1995 - 1996**

**INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES**

**XIII CURSO SUPERIOR DE SEGURIDAD  
NACIONAL Y DESARROLLO**

**INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE  
PETROLEO PESADO A LA PRODUCCION  
NACIONAL. SU EFECTO.**

**ING. JAIME GUERRA VIVERO**

Quito, Julio 24, 1996

## **AGRADECIMIENTO**

Al Instituto de Altos Estudios Nacionales, por la oportunidad de crecer en el entendimiento de la realidad y seguridad nacional.

Al economista Raúl Nieto por sus enseñanzas y directivas gracias a las que logré crecer en el conocimiento de los problemas sociales, económicos, políticos y militares del país.

## **DEDICATORIA**

A mi esposa, mi compañera, por su confianza y apoyo para culminar con éxito el reto de crecer en el conocimiento de la realidad nacional.

A mis hijas, quienes con su inocencia y sinceridad, facilitaron e hicieron menos duro el hecho de restarles mi tiempo y compañía durante estos últimos tiempos.

# ÍNDICE

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	i
<b>CAPITULO I</b>	
1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA EXPLOTACIÓN PETROLERA EN EL ECUADOR	1
1.2 ANÁLISIS SOBRE LA CONTROVERSIA PARTA ESTABLECER UN MARCO LEGAL ADECUADO	8
1.3 ANÁLISIS DE LOS CRUDOS PESADOS Y SU INFLUENCIA POR LA INCORPORACIÓN A LA PRODUCCIÓN NACIONAL	13
<b>CAPITULO II</b>	
<b>RESERVAS</b>	
2.1 POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS EN EL ORIENTE	16
2.2 CAMPOS HIDROCARBURIFEROS, SUS RESERVAS	19
2.2.1 Reservas	20
2.2.1.1 Petroproducción	20
3.2.1.2 Compañías de prestación de servicios	23
2.2.2 Reservas totales	32
2.3 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN	32
2.3.1 Petroproducción	40
2.3.2 Compañías de servicios	42
2.3.3 Proyección total	43
<b>CAPITULO III</b>	
<b>CRUDOS LIVIANOS Y PESADOS</b>	
3.1 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	46
3.1.1 Hidrocarburos líquidos	46

3.1.2	Caracterización general de los petróleos pesados	47
3.2	DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	53
3.3	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS	56
3.4	INVENTARIO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS	57
3.5	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO LIVIANO Y PESADO	64
3.6	MEJORA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LOS CAMPOS DEL ORIENTE	70

#### **CAPITULO IV**

##### **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

4.1	ANTECEDENTES	73
4.2	COMPARACIÓN DE COSTOS TOTALES DE PRODUCCIÓN	75
4.3	REPERCUSIÓN ECONÓMICA PARA EL PAÍS POR EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO LIVIANO VERSUS PETRÓLEO PESADO	77

#### **CAPITULO V**

##### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

5.1	CONCLUSIONES	92
5.2	RECOMENDACIONES	100

##### **BIBLIOGRAFÍA**

##### **ANEXO**

## INTRODUCCIÓN

El Ecuador ha desarrollado alguna de sus actividades de acuerdo a las necesidades de su sector hidrocarburífero, para lo cual ha debido, de acuerdo a las tendencias mundiales y a sus posibilidades productivas, adoptar determinados modelos económicos para fomentar su desarrollo.

Se ha transitado por diversas circunstancias y en cada una de ellas, Petroecuador ha respondido a los requerimientos del Estado, en determinadas épocas ha sido grande pues así lo ha demandado el país, ha tenido que modificar su accionar ya que debió enfrentar la salida de la Organización de Países Exportadores de Petróleo - OPEP - y los cambios que se están apareciendo por la producción de petróleos pesados, por la declinación de los livianos. En la actualidad, desde comienzo de los 90, Petroecuador debe cambiar de horizonte, para lo cual se ha propuesto la modernización, con el propósito de que responda de manera ágil y eficiente a las demandas de la producción mundial de petróleo.

Se han dado los primeros pasos, sin embargo, no se ha definido dentro del proceso de modernización la situación de las áreas estratégicas, en especial la petrolera, que conlleva aspectos de mayor profundidad, en cuyo camino compromete la voluntad de todos quienes hacemos la sociedad ecuatoriana. Se plantea un nuevo reto, ante el cual Petroecuador ha respondido como una verdadera empresa productiva generando recursos para el país y en condiciones legales, administrativas, económicas y financieras equitativas (equivalentes, no proteccionistas y no discriminatorias), la empresa estatal puede ser tan eficiente y competitiva como las privadas.

Actualmente se menciona que Petroecuador debe ser privatizado para ajustarse al proceso de modernización del Estado, no obstante, el sistema ha dado muestras de eficiencia que ha permitido contribuir en un alto porcentaje para financiar el presupuesto del Estado, ahora se debe promover alternativas para lograr los objetivos de mantener la relación de reservas/año para un período de diez años, con el fin de continuar aportando al desarrollo del país. Una alternativa es preparar el camino para enfrentar el reto de producir petróleo pesado, que con la adecuada preparación, análisis y discusión de sus principios, fundamentos y objetivos, generando nuevos mecanismos de producción que permitan el desarrollo de la industria hidrocarburífera a futuro.

No es tiempo de ensayar, se conoce profundamente sobre las fortalezas y oportunidades técnicas-económicas de Petroecuador, que permitan considerar políticas de producción de petróleo pesado y liviano, encaminadas a mejorar los niveles productivos en beneficio del país y a enfrentar los retos del comercio mundial del petróleo.



## CAPITULO I

### INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

#### PESADO A

#### LA PRODUCCIÓN NACIONAL. SU EFECTO.

##### **1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA EXPLOTACIÓN PETROLERA EN EL ECUADOR.**

La importancia que tiene para un país, el trazo de estrategias adecuadas para el logro de los Objetivos Nacionales Permanentes es fundamental, sin la ejecución de estas decisiones no se podría lograr ningún proceso de desarrollo que beneficie a todos.

La humanidad, para el desarrollo de sus pueblos, ha requerido de energía, cuya distribución no siempre ha sido equitativa y por tanto los recursos energéticos en los últimos veinte años han tomado el rol central en las economías mundiales y su control significa una mayor capacidad de operación y negociación para los gobiernos.

En este contexto, hace veinte años, el 22 de junio de 1972, se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana - CEPE, Institución que nace para convertirse en el ente Estatal, como entidad ejecutora de todas las fases que involucra la industria de los hidrocarburos. Desde entonces han transcurrido dos décadas y hoy por lo alcanzado, a pesar de todas las transformaciones y dificultades de todo tipo, se han logrado éxitos muy positivos.

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, en septiembre de 1989 experimentó una profunda transformación con un nuevo marco legal, que modificó

su estructura organizacional, creándose en su lugar la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - PETROECUADOR, dotándole de autonomía administrativa, económica y financiera, con el fin de cumplir de manera eficiente las demandas de la moderna industria petrolera, con lo que se reafirmó la importancia del sector petrolero en el desarrollo socio-económico de la nación.

La producción de crudo de nuestro país es marginal si la comparamos con la producción de otros países, sin embargo el Ecuador dispone de importantes excedentes que son colocados en los mercados internacionales, sobre todo en los Estados Unidos, Lejano Oriente, Centro América y el Caribe, estimándose en el período 1972-1995 un volumen de 2126 mil millones de barriles de crudo producido por CEPE, Petroecuador, Texaco, Gulf y City.

La actividad hidrocarburífera comprende varias fases que son: exploración, perforación, producción, transporte, industrialización y comercialización. Con estas actividades se ha logrado que la empresa consolide el futuro nacional y el esfuerzo conjunto de éstas ha permitido lograr el mayor aprovechamiento de recursos hidrocarburíferos para el beneficio del país.

La exploración es el punto de partida para el establecimiento de nuevas estructuras potenciales, se inicia en 1975, con el registro de 3.225 kilómetros de líneas sísmicas en el Litoral, en operaciones costa afuera.

En 1976, se inició la exploración sísmica en la Región Amazónica, de difícil acceso y en gran parte no colonizada; sin embargo hasta 1994 se ha logrado acumular 38.273 kilómetros de líneas sísmicas en 2D (dos dimensiones) y se espera a futuro comenzar a registrar en 3D (tres dimensiones).

Como resultado de las investigaciones exploratorias sismográficas realizadas en esta Región del país se han detectado estructuras potencialmente hidrocarburíferas

en las áreas de operación de Petroecuador, que se han probado mediante la perforación exploratoria de 53 pozos, de los cuales 37 resultaron positivos en la Región Amazónica y tres en el Golfo de Guayaquil con resultados negativos, obteniéndose un 70 por ciento de éxito exploratorio, esto significa que de cada 10 pozos perforados, siete han sido positivos y solo tres negativos, lo cual es excepcional en el ámbito internacional, toda vez que en la industria petrolera se registran coeficientes cercanos al 10 por ciento.<sup>1</sup>

El primer pozo que se perfora dentro de una estructura, se denomina exploratorio. Posteriormente y si los resultados de la perforación de este primer pozo son positivos, se inicia la perforación de los denominados pozos de avanzada, que sirven para delimitar geográficamente la estructura y en tercer lugar se perforan los pozos de desarrollo, que como su nombre lo indica, sirven para explotar el campo petrolero o extraer todo el petróleo que éste permite.

En esta actividad han trabajado varias empresas privadas nacionales o extranjeras al amparo de diferentes modalidades contractuales o a través de contratos de prestación de servicios.

Las compañías extranjeras por su lado han realizado investigación exploratoria habiendo cubierto los programas exploratorios propuestos y actualmente esta actividad se realiza en los bloques de las compañías City-Ramroad 27, Santa Fe 11, Triton 19, Tripetrol 3, 4 y 28 y se ha iniciado la Octava Ronda de Licitaciones con los bloques del 22 al 26 y del 29 al 31.

---

<sup>1</sup> El coeficiente de éxito es uno de los factores que toman en cuenta las empresas petroleras para medir su eficiencia en el campo de la exploración. Este coeficiente considera el número de pozos productivos en relación al número total de pozos exploratorios perforados.

Las reservas originales descubiertas por Petroecuador son del orden de 4779.96 MMBLS<sup>2</sup> de crudo liviano y pesado que se encuentran avalizadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH. Las compañías extranjeras han descubierto: Arco 162 MMBLS, Elf 37.45 MMBLS, Maxus 243.78 MMBLS, Occidental 125.61 MMBLS, Oryx 101.16 MMBLS, Braspetro 8 MMBLS y Petroecuador-City 54.27 MMBLS.

En la fase de perforación el primer pozo perforado por CEPE en la región Amazónica en 1975 fue el 18-B-1. A diciembre de 1995 se han perforado 863 pozos en el Oriente. Las estructuras probadas tienen diferentes densidades que varían de 10 a 36 grados API. Los descubrimientos de las compañías extranjeras corresponden exclusivamente a petróleo pesado.

La actividad perforatoria ha tenido un ritmo sostenido anualmente, pero no ha permitido encontrar estructuras con petróleo liviano sino que se ha ingresado a la era de los petróleos pesados. Esta actividad ha sido una tarea dura para Petroecuador por las condiciones ambientales adversas, la carencia de infraestructura y la incorporación de estudios ambientales que incide en costos, que han hecho de la actividad un desafío que se requiere resolver y superar.

Es necesario recalcar el descubrimiento de los Campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini con un monto de reservas de 711 millones de barriles de petróleo pesado que marcaran el inicio de la producción de grandes volúmenes de crudo pesado en el país por parte de Petroecuador.

La producción del crudo del país se mantiene en una tasa de 380.000 barriles de producción diaria, valor en el que se incluye la producción de Petroproducción y de las Compañías y proviene en un 99% de los campos de la Región Amazónica

---

<sup>2</sup> MMBLS - Mil millones de barriles.

y el 1% corresponde a la producción de los campos de la Península de Santa Elena, en el Litoral del país.

En junio de 1992 la compañía Texaco terminó sus actividades y revirtió al país todas los campos petroleros y actualmente son operados por Petroecuador. Adicionalmente se encuentran operando en el Oriente las compañías Arco, Elf, Maxus, Occidental, Oryx y Braspetro en sus respectivos bloques.

Los indicadores económicos del país confirman que el precio de exportación de los crudos de exportación se incrementaron, con tasas de crecimiento elevadas que van desde el 50 al 80% y en otros casos hasta el 200%. Las fluctuaciones del precio promedio ponderado de exportación se deben principalmente a la inestabilidad del mercado a nivel mundial y a la calidad del crudo. Los precios actuales han permitido un significativo aporte de la actividad petrolera en la conformación de producto interno del país, con participaciones porcentuales superiores al 11%.

El ingreso de divisas por las exportaciones de crudo ha dado saldos positivos en la balanza comercial, pues se registraron tasas de crecimiento que sobrepasan el 100% en suces, exceptuando el año 1987, en el que se interrumpió la producción y el transporte del crudo del Oriente, por el terremoto ocurrido en marzo.

El recurso petrolero hizo posible se efectúen inversiones que cambiaron radicalmente al Ecuador en un país diferente al de hace veinte y cuatro años. Desde un inicio, 145 instituciones públicas aproximadamente participaron de las rentas petroleras, que han servido para fomentar una parte del desarrollo nacional, sin embargo la dimensión del recurso monetario para los diferentes proyectos, necesitó adicionalmente de la contratación de prestamos externos, los mismos que por su magnitud se han ido acrecentando más allá de la capacidad de pago que hoy día tiene nuestro país.

El sector petrolero se ha desarrollado acorde con la importancia con el papel que desempeña al interior de la economía nacional. Los nuevos desafíos que ha asumido en diferentes aspectos, tanto administrativos, operacionales y medio ambientales, precisó que la empresa estatal contrate créditos para financiar sus crecientes requerimientos.

En definitiva Petroecuador ha cumplido con los objetivos y metas empresariales, y ha impulsado diferentes proyectos que han permitido, entre otros, asegurar un ingreso estable de divisas al país, garantizar el abastecimiento de combustibles a nivel nacional, con notable ahorro de recursos económicos y prolongar el horizonte de la explotación petrolera.

La incorporación de reservas ha fomentado la exploración hidrocarburífera a través del conocimiento estructural y estratigráfico de la cuenca sedimentaria oriental. De acuerdo con los resultados del Ministerio de Energía y Minas, de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, de Petroecuador y de Petroproducción se ha llegado a determinar que las reservas remanentes a diciembre de 1995, ascienden a 3.385 MMBLS. De este total 2.738 MMBLS corresponden a reservas remanentes de Petroproducción y 647 MMBLS de reservas de los campos de las Compañías Petroleras.

La manutención y el incremento de nuevos campos a la producción ha permitido aumentar los niveles productivos, ya que durante 24 años se han producido 2.126 MMBLS de crudo. En esta actividad han venido trabajando varias empresas privadas nacionales o extranjeras al amparo de las diferentes modalidades contractuales a través de contratos de prestación de servicios, asociación, etc.

Para transportar el petróleo desde la Región Oriental del país hacia el sector industrial y/o hacia el Terminal Marítimo y de Almacenamiento de Balao, de donde se exporta el crudo, se dispone del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano - SOTE

con una extensión de 503 kilómetros, capacidad de diseño de 400.000 barriles/diarios y capacidad actual instalada de 325.000 barriles diarios, obra de gran importancia que entró en operación en junio de 1972. CEPE asumió el 50% de las acciones que la Compañía Ecuatorian Gulf Oil poseía en el SOTE en 1976 y Texaco revirtió estas instalaciones en un ciento por ciento a favor del Estado Ecuatoriano en 1986, por cuanto concluyó el plazo de amortización del proyecto, pero hasta octubre de 1989, Texaco continuó como operadora.

Con la creación de Petroecuador, se formó la filial temporal Petrotransporte para la operación del oleoducto, en reemplazo de Texaco. En septiembre de 1990 esta Filial se integró a Petrocomercial. En 1994 se creó la Gerencia de Oleoducto a cargo de su operación.

En marzo de 1987 ocurrió un sismo que destruyó una parte del SOTE por lo que CEPE se vio en la necesidad de construir el oleoducto Lago Agrio-San Miguel, con una extensión de 20 kilómetros en territorio nacional, para conectarlo con el Oleoducto Transandino de Colombia (OTA), cuyo recorrido es entre Orito y el puerto de Tumaco. En base a un acuerdo mutuo con la empresa colombiana ECOPETROL, se puede evacuar la producción de la región amazónica hasta el puerto de Tumaco, y desde éste, por medio de buques tanque, abastecer vía marítima a las refinerías del país.

En 1985 el oleoducto fue ampliado, por primera ocasión, en su capacidad de transporte a 300.000 barriles/día; en marzo de 1992 se amplió a 325.000 barriles/día y con la incorporación a la producción de los crudos pesados, se estudia una nueva y definitiva ampliación.

## 1.2 ANÁLISIS SOBRE LA CONTROVERSIA PARA ESTABLECER UN MARCO LEGAL ADECUADO.

Para establecer un marco legal adecuado del tratamiento que deberían tener los crudos pesados se transcribe en sus puntos pertinentes la Ley de Hidrocarburos, la misma que dice:

"- El Ministerio de Energía y Minas codificó de la Ley de Hidrocarburos, la promulgó en el Registro Oficial No 711 de 15 de noviembre de 1978, y la reformó en diciembre de 1993, las que se detallan a continuación:

**No. 2967**

### **EL CONSEJO SUPREMO DE GOBIERNO**

Que es de conformidad con lo dispuesto en el artículo 35 del Decreto Supremo No 2463 de 2 de mayo de 1978, publicado en el Registro Oficial No. 583 de 10 de los mismos mes y año, el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos ha realizado la codificación de la Ley de Hidrocarburos y sus reformas; y,

En ejercicio de las atribuciones de que se halla investido,

Nota: El Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos cambio su denominación por Ministerio de Energía y Minas (D.E. 958.-R.O.233:85.07.22).

EXPIDE:

La siguiente codificación de la Ley de Hidrocarburos.



Art. 1. Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que lo 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 hacerla 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.

(\*) Son contratos de exploración y explotación de campos marginales aquellos celebrados por el Estado por intermedio de PETROECUADOR, mediante los cuales se delega a la contratista con sujeción al numeral primero del artículo 46 de la Constitución Política de la República, la facultad de exploración y explotación adicional en los campos de producción marginal actualmente explotados por Petroproducción, realizando todas las inversiones requeridas para la exploración y explotación adicional.

(\*) Son campos marginales (\*\*) aquellos de baja prioridad operacional o económica considerados así, por encontrarse lejanos a la infraestructura de Petroecuador, por contener crudo de baja gravedad (crudo pesado), o por necesitar técnicas de recuperación excesivamente costosas, calificados como tales por el Ministerio del ramo, siempre y cuando dicha explotación y exploración adicional signifique mayor eficiencia técnica y económica en beneficio de los intereses del Estado. Estos campos no podrán representar más del 1% de la producción nacional y se sujetarán a los cánones internacionales de conservación de reservas. La adjudicación de estos

contratos será realizada por el Comité Especial previsto en el artículo 19 y mediante concursos abiertos dando prioridad a la participación de empresas nacionales del sector hidrocarburífero, por sí solas o asociadas.

(\*\*) Las adjudicaciones procuraran tomar en consideración:

- a) Mayor monto de inversión a realizarse en el área, b) Garantía de producción mínima, o
- c) Costos de producción

Las obras o servicios específicos que Petroecuador tenga que realizar, podrá hacerlos por sí misma o celebrando contratos de obras o de servicios, dando preferencia, en igualdad de condiciones, a las empresas nacionales. Con este propósito Petroecuador divulgará en forma oportuna y permanente los programas de obras y servicios que deba realizar."

Con estos antecedentes se analiza la Ley de Hidrocarburos en los siguientes términos:

El artículo primero de la Ley de Hidrocarburos establece "que los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que lo acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren" pertenecen al Estado y según el Artículo 2 pueden ser explorados y explotados, situación general que no permite determinar una política de explotación adecuada, pues en la actualidad, la calidad de los hidrocarburos y la planificación han variado en función de las necesidades técnicas y económicas.

La planificación en el inicio de las actividades petroleras en el país era adecuada, al momento se requiere dinamizarla pues la producción de crudos medios

en el Ecuador está declinando de manera acelerada y los nuevos crudos descubiertos son en su mayoría pesados.

La Ley de Hidrocarburos en su Artículo 2 fue modificada con la introducción del concepto de campos marginales, que constituye apenas una pequeña reforma frente a la magnitud de reservas de petróleo pesado que posee el país y se realizó en función de modificar los derechos de exploración y explotación de Petroecuador con el fin de agilizar y dar mayor eficiencia a la explotación de estos campos por parte de la empresa privada nacional o extranjera; lo cual se puede interpretar en el sentido que la Empresa Estatal es ineficiente en el manejo de sus recursos.

La Ley no refleja la realidad de la industria petrolera pues:

- la prioridad operacional o económica depende exclusivamente de la rentabilidad del campo en base a sus inversiones y al monto de sus reservas;
  
- no existen campos en producción que no estén conectados a la actual infraestructura de Petroecuador ya que los mismos se encuentran en la parte central de la Cuenca Amazónica, como por ejemplo el campo Cononaco o el campo Tiguino en el Sur o los campos Frontera, Cantagallo en el extremo norte. Los campos que se encuentran ubicados en la parte sur oriental no han sido explotados por no disponer de infraestructura y porque los yacimientos son de petróleo pesado;
  
- los yacimientos de un campo pueden contener diferentes tipos de hidrocarburos y no necesariamente sólo pesados, pues las características de los yacimientos depende de su litología, roca madre y de otros factores, que determinan el tipo de petróleo existente en un yacimiento;

- las técnicas de recuperación no son relativamente más costosas que las de producción de petróleo medio o liviano, según se puede deducir de las técnicas empleadas en la producción actual;
- los campos no podrán representar más del 1% de la producción nacional y se sujetaran a los cánones internacionales de conservación de reservas, conceptos contradictorios a la política de hidrocarburos.

Las políticas del actual Gobierno se dirigen a mantener y aumentar la producción, ampliar el oleoducto, etc. es decir cada vez nuevos campos ingresaran a ser marginales ya que la mayoría se encuentran en declinación de su producción y otros no podrían ser explotados por Petroecuador, pues actualmente sólo se ha descubierto campos de petróleo pesado con bajas producciones, aspectos contradictorios que requieren ser analizados para determinar un marco político, económico y jurídico adecuado que se ajuste a la realidad nacional.

Por otro lado la Ley de Hidrocarburos no especifica una reglamentación técnica y económica para el tratamiento de los crudos pesados, sino que existe una generalización manifiesta en el Artículo 32 que dice:

"que la explotación de yacimientos de petróleo pesados menores de quince grados API, debido a técnicas especiales que se requieren para su explotación, extracción y transformación en el sitio, a los subproductos minerales que originan y a las industrias conexas a que da lugar, será objeto de una planificación económica integral a cargo del Ministerio del ramo. Esta clase de explotación estará exenta del pago del valor equivalente a las regalías."

Por lo expuesto, el Ministerio del ramo actualmente debe planificar y modificar la Ley, para afrontar la nueva realidad petrolera, es decir el aumento de la producción de petróleo pesado y a su inserción en el sistema internacional, pues

no hay que olvidarse que el país dejó de ser miembro de la OPEP, a fin de lograr mejorar la política y la planificación hidrocarburífera que dé los mejores réditos técnicos y económicos al país y que permita proyectarse al futuro de tal manera que la dependencia económica del petróleo vaya disminuyendo progresivamente.

### **1.3 ANÁLISIS DE LOS CRUDOS PESADOS Y SU INFLUENCIA POR LA INCORPORACIÓN A LA PRODUCCIÓN NACIONAL.**

La existencia de petróleos pesados en el país se conocía desde el inicio de la explotación petrolera, sin embargo éstos han sido considerados como marginales y relegados a un segundo lugar dentro de la industria petrolera del país. La causa para no tomarlos en cuenta se debe a la dificultad de fluir tanto dentro del yacimiento como en la superficie, la mayor complejidad de manejo y el menor volumen de productos de alta calidad que se obtienen a partir de su refinación.

Con la reducción de las reservas de petróleos medianos y livianos y con el aumento de petróleo pesado, Petroecuador deberá volcar sus recursos a la producción de petróleos pesados y al desarrollo de nuevas tecnologías para resolver los problemas de extracción, producción, transporte y refinación. Las reservas de petróleo pesado en el país han aumentado considerablemente con el descubrimiento de los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputinni, y permitirán asegurar una fuente confiable para el suministro de petróleo en el próximo siglo.

Existen diferentes criterios sobre la clasificación de los petróleos pesados, sin embargo se ha llegado a un acuerdo internacional en base a varias experiencias determinando tres categorías de acuerdo a las características que tienen a condiciones de yacimiento:

- petróleo pesado es aquel que tiene una gravedad específica entre 1 gr/cc (10° API) y .934 gr/cc (20° API) y una viscosidad máxima 10.000 cp<sup>3</sup>
- petróleo extra pesado cuya gravedad específica es mayor que 1 gr/cc (menor 10° API) y que tengan una viscosidad máxima de 10.000 cp.
- bitúmenes son aquellos petróleos con una gravedad específica mayor que 1 gr/cc (menor de 10° API) y con una viscosidad mayor que 10.000 cp.

Sin embargo esta clasificación internacional difiere ligeramente de la aplicada en los crudos del Oriente que por sus características se clasifican entre los siguientes límites:

- campos de densidad intermedia: 22.3° - 33.0° API
- campos de crudos pesados: 10.0° - 22.3° API
- dos campos con características extremas:
  - \* Pungarayacu crudo extrapesado de alrededor (10° API)
  - \* Bermejo Sur y Norte crudo liviano mayor a (34° API) y gas asociado de alto contenido en CO<sub>2</sub>.

Si se procede a comparar los crudos pesados a los crudos medianos y livianos, éstos poseen una densidad inferior a 22.3° API, una viscosidad elevada y un alto contenido de contaminantes: azufre, nitrógeno y metales, que producen los siguientes efectos:

- la alta viscosidad impide el transporte directo por el oleoducto a grandes distancias y es necesario reducir la viscosidad por los siguientes métodos:

- \* emulsión de crudo con agua.
- \* mejorar el crudo en el sitio de producción mediante procesos de refinación (coquización, desasfaltado o hidrotratamiento).
- \* dilución del crudo con crudo más ligero.
- \* calentamiento del crudo.

- perjudicial efecto sobre la calidad de los productos refinados y la mayor proporción de fracciones pesadas en el crudo que conduce a una disminución de la producción de productos livianos (gasolina, queroseno, diesel, etc.) y a un aumento del fuel oil pesado.

Una vez establecidas las características de los crudos pesados es necesario situarlos dentro del contexto del país. En la actualidad la producción de los petróleos pesados proviene de los campos de la Amazonía, en la región del Oriente.

La producción de crudos medianos en Ecuador está declinando, pero gracias a la exploración extensiva de Petroecuador y otros contratistas en los bloques, la producción suplementaria de los nuevos campos descubiertos compensará el declive de la producción actual, pero desgraciadamente los nuevos crudos descubiertos son en su mayoría pesados, con densidades entre los 10° y 20° API.

Por lo expuesto, el Ecuador enfrenta los siguientes problemas:

- la incorporación de la producción de crudos pesados a la industria petrolera ecuatoriana requiere definir una solución global lo más económica posible.

- determinar las consecuencias de esta incorporación a la actual infraestructura existente.
  
- estudiar las posibles soluciones con el fin de superar los problemas derivados de la incorporación de los crudos pesados al sistema de transporte por el oleoducto y a la industria de refinación.



NUMERO DE POZOS PERFORADOS POR PETROECUADOR Y LAS COMPAÑIAS DE SERVICIOS

Tabla No 1

EMPRESA / AÑOS	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	TOTAL	
ANGLO - UNION (a)	5		2																						7	
AGUARICO - PASTAZA (a)	29	25																								54
TEXACO - GULF(a)	6	21																								27
PETROECUADOR - TEXACO (b)			34	10	10	8	11	15	12	10	6	9	8	11	12	10	6		7	20						199
PETROECUADOR - CITY (c)	2	2	2	2	3				4	1	2															18
O.K.C.	1	1	1	1																						4
GRACE OIL	2	4																								6
PETROLERA CURARAY	1																									1
AMOCO DEL ECUADOR	1																									1
ADA DE EXPLORACION	1																									1
SHENANDOAH		1																								1
Y.P.F.						3																				3
PETROECUADOR (d) (*)				1	1	5	6	10	7	18	21	23	15	10	16	12	12	17	26	24	42	43		33		342
OCCIDENTAL (e)														1	2		1		1	3		6	10	6		30
ESSO - HISPANOIL (e)																1	1									2
TRIPETROL (e) (1)																1	4	1	1	3	15		18	19		62
TEXACO - PECTEN (e)																1	2									3
ORYX (e) (2)															1	2	4	1		2	4	7	13	8		42
MAXUS (e) (3)																3	4	1			1	6	13	5		33
BG ECUADOR (e) (4)																	1	3								4
ELF AQUITANE (e)																		2	1	1	1	1	2	2		10
PETROCANADA (e)																		2								2
PETROBRAS (e)																		1		1						2
UNOCAL (e)																			2	1						3
ARCO (e)																				1	1	1				3
<b>TOTAL</b>	<b>48</b>	<b>54</b>	<b>39</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>25</b>	<b>23</b>	<b>29</b>	<b>29</b>	<b>32</b>	<b>23</b>	<b>22</b>	<b>31</b>	<b>30</b>	<b>35</b>	<b>28</b>	<b>38</b>	<b>56</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>56</b>	<b>73</b>	<b>860</b>	

NOTAS :

PARA LA CONTABILIZACION DE LOS POZOS PERFORADOS DURANTE CADA AÑO, SE HA UTILIZADO COMO FACTOR LA FECHA DE FINALIZACION DE LA PERFORACION.

- (a) Estas empresas cedieron, en 1973, sus derechos al Consorcio CEPE-TEXACO, Petroleum - Ecuadorian Gulf.
- (b) El consorcio se conformo inicialmente con la Texaco y la Ecuadorian Gulf.
- (c) Inicialmente perforo Caiman del Ecuador que luego cedena todos sus derechos a la City Investing Co.
- (d) Se consideran los pozos perforados en la Amazonia y en la Costa Ecuatoriana. Se excluyen los pozos de cateo y del area de Pungarayacu.
- (e) Corresponde a pozos perforados por Compañias al amparo de Contratos de Servicios.
- (\*) Mediante Ley No. 045 del 26 de Septiembre de 1989 en el R.O. No. 283, se crea Petroecuador en reemplazo de CEPE.

- (1) Ex BELCO
- (2) Ex BRITISH PETROLEUM
- (3) Ex CONOCO
- (4) Ex TENECO

Fuente: Petroproduccion, Subgerencia de Exploración 1995

Elaboración: Jaime Guerra

## CAPITULO II

### RESERVAS

#### **2.1 POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS EN EL ORIENTE.**

En el Oriente Ecuatoriano el proceso de exploración se inicia en 1962, sin embargo es en el año 1972 cuando la Compañía Anglo, inicia la perforación de pozos, tomando impulso la exploración y explotación de los campos petroleros, cuando la Compañía Texaco formalizó sus actividades petroleras en el país y constituyó el Consorcio Petroecuador-Texaco, que perforó 199 pozos en un período de 17 años. A partir de 1975 la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana - CEPE, posteriormente Petroecuador, incrementa la exploración y explotación de los campos petroleros con la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo, alcanzando a un total de 342 pozos, hasta finales de 1995. Ver Tabla No 1.

Las compañías de servicios inician la exploración y explotación de los bloques asignados y comienzan la perforación a partir de 1986, destacándose Occidental con 30, Tripetrol con 62, ORYX con 41, MAXUS con 33, ELF Aquitane con 10 pozos productivos y Arco con 3 pozos exploratorios sin entrar en la fase de explotación. Las otras compañías han encontrado campos hidrocarbúrferos con reservas menores que no han permitido la perforación de pozos de desarrollo, por lo cual esta actividad ha sido restringida. Ver Tabla No. 1.

En el año 1995 Petroproducción perforó 33 pozos, de los cuales 4 fueron exploratorios, 2 de avanzada y 25 de desarrollo, resultando todos productivos y finalmente 2 para inyección de agua en el campo Auca.

## **2.2 CAMPOS HIDROCARBURÍFEROS, SUS RESERVAS.**

En el presente estudio se resume las cifras de reservas originales y remanentes de petróleo de los campos de la Región Amazónica y para su desarrollo se utilizó la información actualizada de los estudios realizados por Petroproducción y la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Las reservas de petróleo han sido calculadas en base a la información existente hasta diciembre de 1995 y corresponden a los campos operados por Petroproducción y las Compañías: City, Occidental, Elf, Maxus, Oryx, Arco y Braspetro en el Oriente Ecuatoriano.

Para analizar las diferentes expresiones de las reservas es necesario conceptualizar las Reservas Totales Originales como aquellas reservas probadas más las reservas probables, y las Reservas Remanentes que son el resultado de la diferencia entre las reservas originales y la producción acumulada a una fecha determinada, conceptos que han sido tomados del documento de Reservas y Proyecciones de Producción de Petróleo de la Región Amazónica.

Las reservas originales de los diferentes campos y yacimientos operados por Petroproducción y las Compañías Operadoras se calculan en base a los estudios de interpretación sísmica, geológica, perforación de pozos, historiales de producción de pozos, estudios de yacimientos de laboratorio y simulación matemática.

Las reservas posibles se calculan en base a los estudios de los prospectos exploratorios que incluyen análisis de interpretaciones sísmicas y geológicas que determinan potenciales áreas hidrocarburiíferas que requieren ser verificadas con la perforación de un pozo exploratorio y por tanto no se incluyen en el volumen de Reservas Totales, ya que necesitan ser confirmadas.

### **2.2.1 Reservas**

Para el análisis de las reservas y de la producción se ha tomado la estructura y la base del documento preparado por Petroproducción y la Dirección Nacional de Hidrocarburos considerando los esquemas y los análisis de estas Instituciones, ya que los cálculos de las reservas dependen de los estudios geológicos, yacimientos, simulación matemática y los parámetros empleados en éstos, variando generalmente de acuerdo a las características de cada campo y yacimiento. Se adjuntan las Tablas 2 a 7, que describen las estimaciones de las reservas totales y remanentes del país por Compañía y por Campo, estableciendo los subtotales y totales por Compañía y un gran total para el país.

#### **2.2.1.1 Petroproducción**

Para el cálculo de los volúmenes de reservas se han considerado factores de recobro de acuerdo a las características de los yacimientos y las variaciones de volúmenes se explican por el descubrimiento de nuevos campos y por las revaluaciones geológicas y petrofísicas de algunos yacimientos.

En el cálculo de los volúmenes de reservas de Petroproducción se consideran los campos en explotación y los que no se han incorporado todavía a la producción. (Tablas No. 2 y 3)

Las cifras de reservas originales de los Campos Shushufindi, Sacha y Auca se refieren a los estudios de simulación

matemática realizados en años anteriores y que no han variado. Los volúmenes de reservas de los siguientes campos y prospectos son actualizados de acuerdo a la información existente, así:

- Pañacocha (26 MMBLS) se calculó en base a dos pozos exploratorios, el uno realizado por Anglo y el otro por Petroproducción y confirmado con los estudios realizados por BEICIP-FRANLAB<sup>4</sup>, obteniéndose reservas originales inferiores a las calculadas en 1994, que dieron un monto de 110 MMBLS. Ver Tabla No. 2.

- Limoncocha (30.23 MMBLS), se consideran 9 pozos perforados para la simulación matemática, iniciada en 1995. Ver Tabla No. 2.

- Ishpingo (611 MMBLS), Tiputini (60 MMBLS), Tambococha (40 MMBLS), se han calculado en base a los pozos exploratorios y la simulación matemática la realizó el BEICIP-FRANLAB durante 1995, encontrándose un incremento sustancial de las reservas originales. Ver Tabla No. 3.

- Auca, Cononaco, Cuyabeno-Sansahuari han ampliado el área de yacimientos por cuanto al perforar pozos de avanzada, éstos han resultado exitosos y por tanto se

---

<sup>4</sup> BEICIP FRANLAB - Consultora Petrolera, Bureau Etudes Industrielles Corporation - Laboratorios franceses.

prevé un incremento significativo de las reservas. Ver Tabla No. 3.

- Pacay, Palanda y Yuturi se han actualizado en base a estudios de geología y yacimientos. Ver Tablas Nos. 2 y 3

Tomando en cuenta estas consideraciones se puede estimar que a diciembre de 1995 las reservas se han incrementado en 132.8 MMBLS, sin considerar las reservas posibles de los prospectos que se encuentran en estudio para su futura exploración a base de perforación.

En base al Documento de Reservas y Proyecciones de Producción de Petróleo de la Región Amazónica, elaborado por Petroproducción y la Dirección Nacional de Hidrocarburos se ha determinado que a diciembre de 1995, el volumen de reservas totales originales de los campos de Petroproducción son del orden de 4.779,95 MMBLS, con un volumen de producción acumulado de 2.041,65 MMBLS y un volumen de reservas remanentes de 2.738,30 MMBLS, a condiciones de superficie y que representan el 81% de las reservas totales del país. Ver Tabla No. 6.

En estas cifras no se considera la participación porcentual de Petroproducción en los Campos Unificados Coca-Payamiño de la Compañía Oryx y Bogui-Capirón de la Compañía Maxus.

- Los prospectos exploratorios perforados por Petroproducción durante 1995 fueron Ocano, Armadillo, Conga Sur y Huachito que contienen reservas del orden de 27.75 MMBLS y serán

incorporadas a la producción a futuro (Ver Tablas Nos. 2 y 3); sin embargo es necesario recalcar que este monto de reservas es pequeño en relación a las estructuras exploradas, por tanto cada vez se requiere mayor tecnología y mayores estudios para continuar con la exploración hidrocarburífera. Un detalle de posibles prospectos, se encuentra en la Tabla No. 7.

### **3.2.1.2 Compañías de prestación de servicios**

A diciembre de 1995 se ha calculado un volumen de reservas originales de 732,26 MMBLS, con una producción acumulada de 85,26 MMBLS y unas reservas remanentes de 647,00 MMBLS que representan el 19% de las reservas totales del país. Ver Tablas No. 5.

En el cálculo de los volúmenes de reservas se consideran los campos en explotación y los que no se han incorporado todavía a la producción de las compañías operadoras. Ver Tablas No. Nos. 4, 5 y 6.

Las reservas actualizadas se han obtenido de estudios de simulación matemática realizados por las Compañías y aprobadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, con los siguientes resultados:

- **Compañía City:** contiene las cifras estimadas en el contrato de participación firmado en 1996. Ver Tabla No. 4.

## RESERVAS TOTALES Y REMANENTES DEL PAIS (ORIENTE)

ESTIMACIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 1995

Tabla N°. 2

26 DIC-95

COMPAÑIA Y CAMPOS	RESERVAS ORIGINALES BN	PRODUCCION ACUMULADA BN a DIC/95	RESERVAS REMANENTES BN a DIC/95	API a 60 °F
<b>PETROPRODUCCION (CAMPOS PRODUCIENDO Y SIN PRODUCIR)</b>				
SHUSHUFINDI-AGUARICO	1,584,246,000	830,326,342	753,919,658	29.87
SACHA	763,330,000	521,439,657	241,890,343	28.75
LIBERTADOR	319,379,150	178,178,684	141,200,466	29.98
PARAISO	53,758,928	4,920,070	48,838,858	28.10
LAGO AGRIO	177,172,000	131,678,588	45,493,412	29.45
LIMONCOCHA 80 %	30,235,200	5,330,504	24,904,696	21.80
BERMEJO SUR	34,500,000	12,078,112	22,421,888	31.80
BERMEJO NORTE	15,200,000	6,700,304	8,499,696	31.00
CUYABENO-SANSAHUARI	62,444,617	33,251,769	29,192,848	27.30
PARAHUACU	31,900,000	8,638,607	23,261,393	31.30
PACAY	5,194,000	4,813	5,189,187	27.00
V.H.R.	27,538,638	7,502,115	20,036,523	30.70
DURENO-GUANTA	37,517,000	22,323,663	15,193,337	29.95
PUCUNA	20,129,903	7,979,628	12,150,275	31.20
ATACAPI	27,600,000	14,878,963	12,721,037	30.00
PEÑA BLANCA	5,100,000	53,655	5,046,345	25.60
BIGUNO	7,740,000	40,880	7,699,120	34.40
FRONTERA	10,861,998	4,381,383	6,480,615	28.30
CHARAPA	7,200,000	1,295,676	5,904,324	29.60
TETETE-TAPI	18,783,293	16,195,221	2,588,072	29.90
SINGUE	2,084,995	406,174	1,678,821	19.50
HUACHITO	5,000,000	70,080	4,929,920	17.10
OCANO	8,600,000	2,190	8,597,810	28.00
PAÑACOCCHA	26,840,000	0	26,840,000	26.10
<b>SUBTOTAL AREA NORTE</b>	<b>3,282,355,722</b>	<b>1,807,677,078</b>	<b>1,474,678,644</b>	

NOTA: API MEDIDO EN EL CAMPO

FUENTE: DNH-PETROPRODUCCION

DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS

3282.355,722  
 1494602560  
 4779958382



## RESERVAS TOTALES Y REMANENTES DEL PAIS (ORIENTE)

ESTIMACIONES AL 31 DE DIC. DE 1995

Tabla N°. 3

26 DIC-95

COMPañIA Y CAMPOS	RESERVAS ORIGINALES BN	PRODUCCION ACUMULADA BN a DIC/95	RESERVAS REMANENTES BN a DIC/95	API a 60 °F
AUCA-AUCA SUR	207,000,000	120,985,708	86,014,292	20.10
CONONACO	129,800,000	64,144,200	65,655,800	32.80
PALANDA	36,200,000	1,728,610	34,471,390	17.20
PINDO	24,350,000	2,585,055	21,704,945	14.20
CONGA	19,390,000	378,923	19,011,077	21.20
CULEBRA-YULEBRA	31,700,000	14,584,463	17,115,537	19.00
YUCA-YUCA SUR (*)	37,700,000	23,331,334	14,368,666	24.80
PUMA (*)	14,200,000	313,186	13,886,814	14.10
TIGUINO (*)	15,512,560	3,239,537	12,273,023	26.50
CONGA SUR	9,850,000	73,000	9,777,000	24.10
ANACONDA	8,040,000	2,145,727	5,894,273	19.20
AUCA ESTE (*)	5,300,000	463,887	4,836,113	16.00
ARMADILLO	4,300,000	0	4,300,000	17.00
SHIRIPUNO C.	13,420,000	0	13,420,000	15.40
YUTURI	48,500,000	0	48,500,000	17.00
ISHPINGO	611,000,000	0	611,000,000	15.50
TIPUTINI	60,000,000	0	60,000,000	14.00
TAMBOCOCHA	40,300,000	0	40,300,000	14.40
DANTA	24,770,000	0	24,770,000	17.00
CURARAY	14,000,000	0	14,000,000	22.50
CACHİYACU	12,810,000	0	12,810,000	18.30
PRIMAVERA	1,500,000	0	1,500,000	15.70
OGLAN	40,600,000	0	40,600,000	11.70
CONAMBO	33,860,000	0	33,860,000	14.10
HUITO	26,750,000	0	26,750,000	10.50
DAYUNO	13,100,000	0	13,100,000	13.00
AMAZONAS	5,610,000	0	5,610,000	15.00
BALSAURA	4,260,000	0	4,260,000	20.50
MARAÑON	2,590,000	0	2,590,000	17.30
SHIONAYACU	1,190,000	0	1,190,000	11.00
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1,497,602,560</b>	<b>233,973,630</b>	<b>1,263,628,930</b>	
<b>TOTAL PETROPRODUCCION</b>	<b>4,779,958,282</b>	<b>2,041,650,708</b>	<b>2,738,307,574</b>	

## NOTAS:

1. EN LOS CAMPOS MARGINALES LAS RESERVAS SON RESULTADOS DE SIMULACION, ( \*\* MARGINAL ES SOLO YUCA SUR)

2. PRODUCCION DE DICIEMBRE DE 1995 ESTIMADA POR PRORRATEO

3. PACAY CONTINUA EN EVALUACION Y ANALISIS

\* CAMPOS DESCUBIERTOS CON PERFORACION DE POZOS Y ESTIMADAS SUS RESERVAS  
MEDIANTE CALCULOS VOLUMETRICOS\*\* SON PROSPECTOS EXPLORATORIOS QUE POR ESTAR CERCA A CAMPOS EN PRODUCCION,  
SE CONSIDERA QUE TIENEN GRAN POSIBILIDAD DE SER EXITOSOS. (\*API APROXIMADO)

FUENTE: DNH - PETROPRODUCCION

DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS

## RESERVAS TOTALES Y REMANENTES DEL PAIS (ORIENTE)

## CAMPOS DE COMPAÑIAS CON CONTRATO

ESTIMACIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 1995 - APROXIMACION-

Tabla N°. 4

26 DIC-95

COMPAÑIA Y CAMPOS	RESERVAS ORIGINALES BN	PRODUCCION ACUMULADA BN a DIC/95	RESERVAS REMANENTES BN a DIC/95	API a 60 °F
<b>PETROECUADOR-CITY</b>				
FANNY-18B	36,700,000	21,000,000	15,700,000	22.40
MARIANN	14,520,000	6,500,000	8,020,000	26.30
TARAPOA	3,050,000	1,500,000	1,550,000	19.20
<b>SUBTOTAL</b>	<b>54,270,000</b>	<b>29,000,000</b>	<b>25,270,000</b>	
<b>OCCIDENTAL</b>				
LIMONCOCHA 20 %	7,558,800	1,300,000	6,258,800	27.00
LAGUNA-JIVINO	75,900,000	19,000,000	56,900,000	23.50
INDILLANA-ITAYA	42,150,000	0	42,150,000	19.20
<b>SUBTOTAL</b>	<b>125,608,800</b>	<b>20,300,000</b>	<b>105,308,800</b>	
<b>ELF *</b>				
YAMPUNA	2,400,000	0	2,400,000	21.00
X(SSE)	0	0	0	0.00
SHIRIPUNO N. *	8,050,000	140,000	7,910,000	21.50
SUNKA-WANKEE	27,000,000	2,200,000	24,800,000	17.20
KUPI *				
* EN EVALUACION Y PRUEBAS				
<b>SUBTOTAL</b>	<b>37,450,000</b>	<b>2,340,000</b>	<b>35,110,000</b>	
<b>MAXUS</b>				
AMO	73,930,000	2,100,000	71,830,000	18.20
DAIMI	39,600,000	0	39,600,000	16.50
GINTA	38,400,000	0	38,400,000	16.60
IRO	37,100,000	0	37,100,000	15.80
BOGUI-CAPIRON	32,750,000	7,600,000	25,150,000	19.30
TIVACUNO	22,000,000	5,300,000	16,700,000	22.50
<b>SUBTOTAL</b>	<b>243,780,000</b>	<b>15,000,000</b>	<b>228,780,000</b>	

FUENTE: DNH-PETROPRODUCCION  
DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS

## RESERVAS TOTALES Y REMANENTES DEL PAIS (ORIENTE)

## CAMPOS DE COMPAÑIAS CON CONTRATO

ESTIMACIONES AL 31 DE DIC. DE 1995 -APROXIMACION-

Tabla N°. 5

26 DIC-95

COMPAÑIA Y CAMPOS	RESERVAS ORIGINALES BN	PRODUCCION ACUMULADA BN a DIC/95	RESERVAS REMANENTES BN a DIC/95	API a 60 °F
<b>ORYX</b>				
COCA-PAYAMINO	56,450,000	15,600,000	40,850,000	24.80
LOBO	9,763,000	400,000	9,363,000	20.50
JAGUAR	15,924,850	60,000	15,864,850	24.30
MONO	3,523,120	60,000	3,463,120	24.00
GACELA	15,500,000	2,500,000	13,000,000	23.60
<b>SUBTOTAL</b>	<b>101,160,970</b>	<b>18,620,000</b>	<b>82,540,970</b>	
<b>ARCO</b>				
VILLANO	158,000,000	0	158,000,000	20.80
MORETECOCHA	4,000,000	0	4,000,000	20.80
<b>SUBTOTAL</b>	<b>162,000,000</b>		<b>162,000,000</b>	
<b>BRASPETRO</b>				
TIWAE-AWANT	8,000,000	0	8,000,000	18.00
<b>SUBTOTAL</b>	<b>8,000,000</b>	<b>0</b>	<b>8,000,000</b>	
<b>TOTAL CIAS. PREST. DE SERVICIOS</b>	<b>732,269,770</b>	<b>85,260,000</b>	<b>647,009,770</b>	

FUENTE: DNH - PETROPRODUCCION  
DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS

## SUMARIO DE RESERVAS TOTALES Y REMANENTES DEL PAIS (ORIENTE)

## PETROPRODUCCION Y COMPAÑIAS

ESTIMACIONES AL 31 DE DIC. DE 1995 -APROXIMACION-

Tabla N°. 6

26 DIC-95

COMPAÑIA	RESERVAS	PRODUCCION	RESERVAS	API
	ORIGINALES	ACUMULADA	REMANENTES	a
	BN	BN a DIC/95	BN a DIC/95	60 *F
PETROPRODUCCION	4,779,958,282	2,041,650,708	2,738,307,574	27.99
SUBTOTAL	4,779,958,282	2,041,650,708	2,738,307,574	27.99
CIAS DE PREST. DE SERVICIOS				
PETROECUADOR-CITY	54,270,000	29,000,000	25,270,000	23.40
OCCIDENTAL	125,608,800	20,300,000	105,308,800	21.95
ELF	37,450,000	2,340,000	35,110,000	18.40
MAXUS	243,780,000	15,000,000	228,780,000	17.66
ORYX	101,160,970	18,620,000	82,540,970	23.98
ARCO	162,000,000	0	162,000,000	20.80
BRASPETRO	8,000,000	0	8,000,000	18.00
SUBTOTAL	732,269,770	85,260,000	647,009,770	
TOTAL GENERAL	5,512,228,052	2,126,910,708	3,385,317,344	

## NOTAS:

\* INCLUYE CAMPOS EN PRODUCCION Y SIN PRODUCCION

\*API ACTUAL (APROXIMADO)

FUENTE: DNH - PETROPRODUCCION

DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS

## RESERVAS POSIBLES DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS (ORIENTE)

ESTIMACIONES AL 31 DE DIC. DE 1995

Tabla N° 7

26 DIC-95

COMPañIA Y CAMPOS	N PETROLEO EN SITIO (BN)	RESERVAS POSIBLES 100% DE EXITO	RESERVAS POSIBLES 50% DE EXITO	API a 60 °F	FR %
<b>PETROPRODUCCION (1)</b>					
ARMADILLO SUR	48,850,000	9,770,000	4,885,000	18.40	20.00
IMUYA	2,650,000,000	397,500,000	198,750,000	16.00	15.00
SANSAHUARI OESTE	26,000,000	5,200,000	2,600,000	27.00	20.00
SANSAHUARI ESTE	52,800,000	10,560,000	5,280,000	27.00	20.00
CONEJO	161,897,500	32,379,500	16,189,750	30.00	20.00
BETANO	66,800,000	13,360,000	6,680,000	32.00	20.00
TUCAN	24,910,000	4,982,000	2,491,000	26.00	20.00
QUILLA	22,500,000	4,500,000	2,250,000	25.00	20.00
VISTA S.	27,980,000	5,596,000	2,798,000	24.30	20.00
RUMIYACU NORTE	60,000,000	12,000,000	6,000,000	26.00	20.00
HUAMAYACU	37,900,000	7,580,000	3,790,000	27.00	20.00
AGUARICO OESTE	31,200,000	6,240,000	3,120,000	28.00	20.00
JANDIYACU	66,420,000	13,284,000	6,642,000	28.00	20.00
<b>SUBTOTAL</b>	<b>3,277,257,500</b>	<b>522,951,500</b>	<b>261,475,750</b>		

- NOTAS:
- 1.- Son prospectos geológicos, sin confirmar reservas mediante perforación de pozos.
  - 2.- Análisis de Petroproducción del 1 de septiembre de 1992.
  - 3.- El Grado API es aproximado.

FUENTE: DNH-PETROPRODUCCION  
DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS

- **Compañía Occidental:** se ha considerado el estudio preliminar de simulación matemática de 1995 para el campo Jivino-Laguna incluyéndose las reservas del área Napo. Las reservas probadas del campo Indillana-Itaya no se han actualizado y se han tomado las que constan en el Plan de Desarrollo<sup>5</sup> inicial. Las reservas del campo Concordia, recién descubierto, no se han actualizado y se mantienen las del estudio para la perforación del pozo exploratorio. Ver Tabla No. 4.

- **Compañía Elf:** actualiza el Plan de Desarrollo y estudia la posibilidad de explorar mediante perforación del prospecto Kupi. La cifras de reservas del campo Nantu, descubierto recientemente, son tomadas del estudio para la perforación del pozo exploratorio. En los campos Shiripuno Norte y Yampuna, las reservas son consideradas de los Planes de Desarrollo iniciales. Ver Tabla No. 4.

- **Compañía Maxus:** opera los campos Bogi-Capirón y Tivacuno, compartidos con Petroproducción, con reservas calculadas en base a la simulación matemática de 1995 para el primer campo y del Plan de Desarrollo inicial para el segundo. El campo Amo posee reservas de simulación matemática de 1995, y los campos Iro,

---

<sup>5</sup> Plan de Desarrollo es el documento técnico-económico que se ha realizado en base a estudios geológicos, geofísicos, yacimientos y perforación de un pozo exploratorio, que permiten estimar el monto de reservas y establecer si el campo es rentable para justificar su explotación e iniciar su desarrollo.

Daimi y Ginta mantienen las cifras aprobadas en el Plan de Desarrollo inicial. Ver Tabla No. 4.

- **Compañía Oryx:** opera el campo Coca-Payamino compartido con Petroproducción y las reservas provienen de la simulación matemática realizada en 1994. Las reservas de los campos Mono, Lobo y Jaguar son el resultado de estudios de yacimientos actualizados y para el campo Gacela se consideró el Plan de Desarrollo de mayo de 1994. Ver Tabla No. 5.

- **Compañía Arco:** mantiene las cifras aprobadas en el Plan de Desarrollo de los Campos Villano y Moretococho, que no han ingresado a la producción por cuanto no existe infraestructura y decisión para la construcción del oleoducto secundario que permitiría evacuar su producción. Ver Tabla No. 5.

- **Braspetro:** las reservas son las calculadas en el año 1994 y no se han actualizado porque no se ha efectuado trabajos de desarrollo en los campos Tiwae-Awant, debido a problemas contractuales, ya que una gran parte de su concesión es considerada reserva natural y se encuentra en disputa con el Gobierno Ecuatoriano, con el propósito de obtener una área compensatoria que le permita continuar la exploración y la explotación de sus reservas. Ver Tabla No. 5.

Con este panorama de reservas las Compañías han logrado un incremento de 19,6 MMBLS en 1995 con respecto a 1994, cifras inferiores a las logradas por Petroproducción. Los incrementos se observan en los campos operados por las compañías Maxus y Oryx debido a que han actualizado sus estudios de yacimientos de los diferentes campos en función a las reevaluaciones geológicas, a los resultados de la perforación de pozos y al historial de producción de los campos en explotación, que les ha permitido mejorar los factores de producción.

### **2.2.2 Reservas totales**

Las cifras de reservas originales en la Región Amazónica son de 5.512,2 MMBLS, la producción acumulada es de 2.126,9 MMBLS y reservas remanentes son de 3.385,3 MMBLS, siendo el mayor aporte de Petroproducción con el 81% y las compañías el 19%. En la Tabla No. 6 se establecen los datos detallados por compañía.

## **2.3 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN**

Para el análisis de las proyecciones de producción se ha tomado la estructura y la base del documento preparado por Petroproducción y la Dirección Nacional de Hidrocarburos, considerando los esquemas y los análisis de estas Instituciones; las predicciones corresponden al período 1996-2014 con detalle por campo y compañía con el fin de compaginar este análisis con las reservas. Los pronósticos de producción se detallan en las Tablas Nos. 8, 8a, 9 y 9a, y en los Gráficos Nos. 1, 2 y 3.



PROYECCION DE PRODUCCION DE PETROLEO EN BPPD - PERIODO 1996 - 2014

INCLUYE PERFORACION DE POZOS EN LOS AÑOS 1996 AL 2000 - ADEMAS LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ADICIONAL - YUTURI Y PAÑACOCCHA INICIAN SU PRODUCCION EN EL 2000 - ISHPINGO, TIPUTINI, TAMBOCOCHA Y OTROS EN EL 2003

DICIEMBRE DE 1995 TABLA No 8

CAMPO	DENSIDAD API	RES-RECP MMBN(1)	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	PROD. ACUM. MMBN	RES. REM. MMBN	
PETROPRODUCCION- AREA NORTE																								
Ssf-Aguarico(2)	29.87	753.92	92,500	95,000	95,000	95,000	95,000	95,000	95,000	95,000	91,200	87,552	84,050	80,688	77,480	74,362	71,368	69,343	69,343	69,343	69,343	584.57	169.35	
Sacha (2)	28.75	241.89	59,000	58,558	54,216	51,972	49,821	47,758	45,781	43,886	42,069	40,328	38,658	37,058	35,524	24,816	14,919	8,951	5,371	3,222	1,900	241.56	0.33	
Libertador	29.98	141.20	44,085	41,729	38,426	29,921	27,593	25,446	23,467	16,000	14,755	13,607	12,549	11,572	10,672	5,497	4,672	3,971	3,376	2,869	2,869	120.84	20.36	
Paraiso	28.10	48.84	3,393	4,405	3,991	3,499	3,068	2,690	2,358	2,068	1,813	1,590	1,394	1,222	1,071	939	824	722	633	555	487	13.40	35.44	
Lago Agno	29.45	45.49	8,280	6,680	6,703	5,813	5,041	4,371	3,791	3,287	2,851	2,472	2,144	1,859	1,612	1,398	1,212	1,051	912	791	686	21.52	23.97	
Limoncocha 80%	21.80	24.90	9,600	9,600	9,600	8,640	8,800	5,360	4,880	3,240	2,800	2,720	1,800	1,500	1,000	600	0	0	0	0	0	24.87	0.03	
Bermejo S-N	31.40	30.92	3,511	2,984	2,537	2,156	1,833	1,558	1,324	1,126	957	813	691	588	499	424	361	307	261	222	188	8.15	22.77	
Cuyabeno-Sansa	27.30	29.19	9,100	8,433	7,729	6,795	6,414	5,639	4,958	4,359	3,833	3,370	2,963	2,605	2,290	2,013	1,770	1,556	1,368	1,203	1,058	28.27	0.92	
Parahuacu	31.30	23.26	1,160	1,148	1,024	914	816	728	650	580	517	462	412	368	328	293	261	233	208	186	166	3.82	19.44	
Pacay	27.00	5.19	1,200	1,126	1,057	992	931	1,280	1,050	871	719	593	490	403	380	350	330	300	280	250	230	4.68	0.51	
V.H.R.	30.70	20.04	4,531	4,735	4,688	4,238	3,831	3,463	3,130	2,829	2,558	2,312	2,090	1,889	1,708	1,544	1,395	1,261	1,140	1,031	932	18.00	2.04	
Dureno Guanta	29.95	15.19	5,158	4,575	4,057	4,448	3,943	3,497	3,102	2,751	2,440	2,164	1,919	1,702	800	0	0	0	0	0	0	14.80	0.39	
Pucuna	31.20	12.15	4,504	4,138	3,641	3,203	2,817	2,478	2,179	1,917	1,686	1,483	1,305	1,147	1,009	888	0	0	0	0	0	11.82	0.33	
Atacapi	30.00	12.72	766	2,620	2,416	2,152	2,015	1,886	1,701	1,560	1,520	1,478	1,422	1,364	1,299	1,245	1,196	1,084	1,092	1,088	1,081	10.58	2.14	
Peña Blanca	25.60	5.05	134	600	1,400	1,400	1,400	1,242	1,101	977	866	768	681	604	538	475	422	374	332	294	200	5.04	0.01	
Biguno	34.40	7.70	700	2,100	2,100	2,100	1,863	1,652	1,465	1,299	1,153	1,022	907	804	713	633	561	498	441	300	100	7.45	0.25	
Frontera	28.30	6.48	3,800	4,410	3,200	2,300	1,500	1,200	500	400	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.43	0.05	
Charapa	29.60	5.90	138	248	1,076	1,695	1,732	1,844	1,561	1,441	1,157	972	890	978	856	768	656	0	0	0	0	5.77	0.13	
Tapi Tetete	29.90	2.59	2,500	2,000	1,600	600	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.52	0.07	
Singue	19.50	1.68	93	84	85	85	85	76	69	62	56	51	46	41	28	25	23	21	19	17	15	0.36	1.32	
Huachito	17.10	4.93	664	1,900	1,630	1,399	1,200	1,030	883	758	650	558	479	411	352	302	259	223	191	164	141	4.82	0.11	
Ocano	28.00	8.60	451	2,100	2,000	2,000	1,863	1,652	1,465	1,299	1,153	1,000	900	800	700	630	560	500	440	300	100	7.27	1.33	
Panacocha	26.10	26.84					6,945	6,608	6,306	5,884	5,263	4,614	4,046	3,575	3,172	2,844	2,567	2,331	2,137	1,958	1,797	21.92	4.92	
<b>SUBTOTAL AREA NORTE</b>		1,474.67	BPPD 253,268	257,173	246,176	231,320	226,711	216,258	206,721	191,594	180,316	169,929	159,836	151,176	142,009	120,046	103,376	92,726	87,544	83,793	81,293	1,168.46	306.21	
			API 29.18	29.13	29.11	29.14	29.10	29.15	29.18	29.23	29.26	29.27	29.32	29.34	29.37	29.43	29.52	29.58	29.63	29.66	29.69			

Notas:

- (1) Reservas remanentes al 31 de Diciembre de 1995
  - (2) SSF, SACHA Y AUCA incluyen recuperación secundaria
  - (3) Campos sin definir inicio de producción
- Fuente: Pronósticos de Producción DNI-PPR, 1995

PROYECCION DE PRODUCCION DE PETROLEO EN BPPD - PERIODO 1996 - 2014

INCLUYE PERFORACION DE POZOS EN LOS AÑOS 1996 AL 2000 - ADEMAS LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ADICIONAL - YUTURI Y PARACOCCHA INCIAN SU PRODUCCION EN EL 2000 - ISHPINGO, TIPUTINI, TAMBOCOCHA Y OTROS EN EL 2003

DICIEMBRE DE 1995 TABLA No 8a

CAMPO	DENSIDAD API	RES-RECP MMBN(1)	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	PROD. ACUM. MMBN	RES. REM. MMBN		
PETROPRODUCCION-AREA SUR																									
Auca-Auca Sur(2)	28.20	86.01	20,022	18,853	17,780	16,259	14,901	13,657	12,517	11,471	10,514	9,636	8,831	8,094	7,418	6,798	6,231	5,574	5,574	5,574	5,574	74.93	11.08		
Cononaco	32.80	65.66	15,900	15,113	13,931	12,821	11,799	10,859	9,993	9,197	8,464	7,790	7,169	6,597	6,072	5,588	5,143	3,500	2,000	1,000	1,000	56.19	9.47		
Palanda	17.20	34.47	1,542	2,379	2,274	2,134	2,003	1,880	1,764	1,656	1,554	1,458	1,369	1,284	1,205	1,131	1,062	996	935	878	824	10.34	24.13		
Pindo	14.20	21.76	2,354	2,209	2,430	2,281	2,140	2,009	1,885	1,769	1,660	1,558	1,462	1,373	1,288	1,209	1,135	1,065	999	938	880	11.19	10.57		
Conga	21.20	19.01	3,245	3,046	3,316	3,112	2,921	2,741	2,572	2,414	2,266	2,126	1,996	1,873	1,758	1,650	1,548	1,453	1,364	1,280	1,201	15.29	3.72		
Culebra Yulebra	19.00	17.12	5,799	4,392	3,770	3,490	3,231	2,991	2,768	2,563	2,372	2,196	2,033	1,882	1,742	1,613	1,493	1,382	1,279	500	463	16.77	0.35		
Yuca -Yuca S	24.80	14.37	6,386	4,800	4,505	4,228	3,968	3,724	3,495	3,280	2,000	1,500	1,000	0	0	0	0	0	0	0	0	14.19	0.18		
Puma	14.10	13.89	822	687	1,687	1,569	1,453	1,023	891	743	592	832	721	646	572	502	442	389	681	602	529	5.61	8.28		
Tigüino	26.50	12.27	1,456	1,290	1,143	1,013	897	795	704	624	553	490	434	385	341	302	268	237	210	186	165	4.20	8.07		
Conga Sur	24.10	9.78	600	2,000	2,700	2,395	2,124	1,884	1,671	1,472	1,314	1,166	1,034	917	813	721	640	567	503	446	396	8.53	1.25		
Anaconda	19.20	5.89	1,713	1,608	1,509	1,416	1,329	1,247	1,170	1,098	1,031	968	908	852	500	0	0	0	0	0	0	5.60	0.29		
Auca Este	16.00	4.84	361	339	318	298	280	263	247	231	217	204	191	180	169	158	148	139	131	123	115	1.50	3.34		
Armadio	17.00	4.30	1,300	1,160	981	830	702	594	503	425	360	304	257	218	184	156	132	112	100	94	88	3.10	1.20		
Shiripuno C	15.40	13.42	4,050	4,050	3,574	3,154	2,784	2,456	2,168	1,913	1,688	1,490	1,315	1,160	1,024	904	797	704	621	548		12.56	0.86		
Yuturi	17.00	48.50				3,000	8,650	8,650	7,892	7,028	6,258	5,573	4,963	4,419	3,936	3,505	3,121	2,779	2,474	2,204		27.17	21.33		
Ishpingo	15.50	611.00							78,955	92,939	101,472	112,459	112,806	113,054	105,619	93,543	84,763	78,029	72,655	66,965		406.34	204.66		
Tiputini	14.00	60.00							7,402	10,631	12,743	13,970	12,240	10,969	9,983	9,128	8,458	7,914	7,437	7,036		43.04	16.96		
Tambocoche	14.40	40.30							12,928	12,536	11,987	8,851	7,078	6,032	5,324	4,565	4,026	3,639	3,343	3,108		30.45	9.85		
Danta	17.00	24.77							6,000	6,000	5,509	4,864	4,295	3,792	3,349	2,957	2,611	2,306	2,036	1,796		16.61	8.16		
Curaray	22.50	14.00							4,300	4,300	3,798	3,355	2,964	2,618	2,313	2,043	1,805	1,594	1,408	1,244		11.59	2.41		
Cachiyacu	18.30	12.81							3,800	3,800	3,348	2,951	2,600	2,291	2,019	1,779	1,568	1,381	1,217	1,073		10.16	2.65		
Primavera	15.70	1.50							760	641	540	455	384	323	272	230	194	0	0	0		1.39	0.11		
Oglan	11.70	40.60	(3)																			0.00	40.60		
Conambo	14.10	33.86	(3)																			0.00	33.86		
Huíto	10.50	26.75	(3)																			0.00	26.75		
Dayuno	13.00	13.10	(3)																			0.00	13.10		
Amazonas	11.00	5.61	(3)																			0.00	5.61		
Balsaura	20.50	4.26	(3)																			0.00	4.26		
Marañón	11.70	2.59	(3)																			0.00	2.59		
Shionayacu	11.00	1.19	(3)																			0.00	1.19		
SUBTOTAL			1,263.83	BPPD	61,500	61,926	60,394	55,420	53,902	55,101	51,288	161,148	172,685	177,571	181,373	172,946	166,720	153,667	136,896	122,757	112,122	102,812	95,209	786.75	478.88
AREA NORTE				API	23.30	22.76	22.51	22.52	22.21	21.89	21.64	17.39	17.05	16.82	16.68	16.57	16.51	16.49	16.52	16.37	16.21	16.07	16.09		
TOTAL PETROPRODUCCION			2738.30	BPPD	314788	319099	306570	286740	280613	271359	258007	352742	353001	347500	341209	324122	308729	273713	240272	215483	199966	186605	176502	1955.21	783.09
				API	27.99	27.85	27.27	27.81	27.73	27.58	27.82	23.60	23.04	22.66	22.33	22.28	22.16	21.90	21.84	21.78	21.81	21.88	22.06		

Notas: Pronósticos de Producción DNH-PPR  
 (1) Reservas remanentes al 31 de Diciembre de 1995  
 (2) SSF, SACHA Y AUCA incluyen recuperación secundaria  
 (3) Campos sin definir inicio de producción

PROYECCION DE PRODUCCION DE PETROLEO EN BPPD - PERIODO 1996 - 2014

INCLUYE PERFORACION DE POZOS EN LOS AÑOS 1996 AL 2000 - ADEMAS LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ADICIONAL - YUTURI Y PAÑACOCCHA INICIAN SU PRODUCCION EN EL 2000 - ISHPINGO, TIPUTINI, TAMBOCOCHA Y OTROS EN EL 2003

COMPAÑIAS DE PRESTACION DE SERVICIOS

DICIEMBRE 95

TABLA No 9

CAMPO	DENSIDAD API	RES-RECP MMBN(1)	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	PRO. ACU MMBN	RES. REM. MMBN	
<b>PETROECUADOR - CITY (1)</b>																								
Fanny 18B	22.40	15.70	2,938	3,312	3,069	2,843	2,635	2,442	2,262	2,097	1,943	1,801	1,670	1,548	1,435	1,331	1,234	1,144	1,061	984	912	13.38	2.32	
Mariann	26.30	8.02	1,569	2,088	1,947	1,817	1,695	1,581	1,478	1,377	1,288	1,201	1,121	1,047	978	535	504	475	447	421	397	8.02	0.00	
Tarapoa	19.20	1.55	412	396	369	344	321	299	279	261	243	227	212	198	184	97	92	86	81	77	72	1.55	0.00	
<b>SUBTOTAL</b>		<b>25.27</b>	<b>BPPD</b>	4,919	5,794	5,385	5,004	4,651	4,322	4,017	3,735	3,472	3,229	3,003	2,793	2,597	1,963	1,830	1,705	1,589	1,482	1,381	22.95	2.32
			<b>API</b>	23.40	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.30	23.30	23.30	23.30	23.30	23.40		
<b>OCCIDENTAL</b>																								
Jivno-Laguna-Napo(2)	23.50	56.90	26,800	20,800	18,500	12,300	10,600	9,400	8,600	7,100	5,900	4,700	4,200	3,700	3,200	2,900	2,700	2,400	1,800	1,600	1,500	53.55	3.35	
Limoncocha 20%(3)	21.80	8.26	2,400	2,400	2,180	1,700	1,340	1,220	810	700	680	450	375	250	150	0	0	0	0	0	0	5.34	0.92	
Inditiana-itaya(4)	19.20	42.15	0	6,000	10,300	14,500	11,300	8,800	7,800	5,900	4,600	4,500	4,200	3,600	3,400	2,900	2,500	1,900	1,600	1,400	1,300	35.59	6.58	
Concordia (5)																								
<b>SUBTOTAL</b>		<b>105.31</b>	<b>BPPD</b>	29,200	29,200	28,980	28,500	23,240	20,420	17,210	13,700	11,180	9,650	8,775	7,550	6,750	5,800	5,200	4,300	3,400	3,000	2,800	94.48	10.83
			<b>API</b>	23.40	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.60	23.30	23.30	23.30	23.30	23.30	23.40		
<b>ELF</b>																								
Sunka-Wande-kup(6)	17.20	24.80	2,800	2,800	2,328	1,400	1,274	1,159	1,055	960	874	795	723	658	599	545	496	451	411	374	340	7.24	17.56	
Shinpuno Norte	21.50	7.88	250	2,700	2,318	1,990	1,709	1,487	1,259	1,081	928	797	684	588	504	433	372	319	274	200	150	6.58	1.28	
Yanpuna	21.00	2.40																					2.40	
Nantú (7)																							0.00	
<b>SUBTOTAL</b>		<b>36.08</b>	<b>BPPD</b>	3,050	5,300	4,644	3,390	2,983	2,626	2,314	2,041	1,802	1,592	1,407	1,248	1,103	978	868	770	685	574	490	13.82	21.24
			<b>API</b>	17.60	19.40	19.30	19.70	19.70	19.60	19.50	19.50	19.40	19.40	19.30	19.20	19.20	19.10	19.00	19.00	18.90	18.70	18.50		
<b>ORYX (10) (11)</b>																								
Coca Payamino (100%)X(8)X(9)	24.80	40.85	14,723	11,138	9,524	8,228	7,363	6,724	6,184	5,744	5,371	5,058	4,780	4,471	4,234	4,010	3,814	3,618	3,422	3,228	0	40.74	0.11	
Lobo	20.50	9.36	1,172	1,017	883	768	665	577	501	431	378	328	284	247	214	188	161	138	111	88	61	2.99	6.37	
Gacela	23.60	12.97	2,849	2,281	1,798	1,829	1,438	1,128	2,638	2,924	2,613	1,959	1,470	1,102	2,635	2,881	2,160	1,440	940	740	500	12.88	0.09	
Jaguar	24.30	15.88	6,500	5,623	4,883	4,207	3,639	3,148	2,723	2,355	2,037	1,762	1,524	1,319	1,141	528	421	318	211	108	81	15.51	0.35	
Mono	24.00	3.45	1,250	1,300	1,300	1,140	912	730	584	487	374	299	234	191	153	122	98	0	0	0	0	3.34	0.11	
<b>Subtotal Bloque - 7</b>		<b>41.64</b>		11,771	10,201	8,842	7,942	6852	5583	6448	6177	5402	4348	3512	2859	4143	3715	2840	1892	1262	932	642	34.73	6.91
<b>SUBTOTAL</b>		<b>82.49</b>	<b>BPPD</b>	28,494	21,337	18,368	16,170	14,015	12,307	12,830	11,921	10,773	9,406	8,272	7,330	6,377	7,725	6,854	5,510	4,684	4,158	642	75.48	7.03
			<b>API</b>	24.30	24.30	24.30	24.30	24.30	24.30	24.20	24.20	24.20	24.30	24.30	24.40	24.20	24.20	24.30	24.40	24.40	24.50	23.40		

Amo	18.20	71.83	12,000	9,538	10,068	32,060	20,152	15,312	12,925	11,304	10,079	9,153	8,402	7,791	7,276	6,747	6,330	5,780	2,900	0	0	71.83	0.00
Daimi	16.50	39.60	10,958	13,741	13,905	10,278	8,272	6,732	5,850	4,857	4,295	3,848	3,489	3,194	2,989	2,784	2,500	2,300	2,100	1,900	1,700	38.49	1.11
Ginta	16.60	38.40	0	1,752	9,513	9,512	9,229	9,775	9,938	9,674	8,855	7,665	6,510	5,605	4,959	4,483	4,017	3,814	0	0	0	38.35	0.05
Ito	15.80	37.10	0	1,739	6,771	10,858	13,897	15,111	14,343	9,685	8,903	5,132	4,254	3,770	3,435	3,130	2,852	0	0	0	0	37.08	0.02

<b>SUBTOTAL</b>		<b>196.93</b>	<b>BPPD</b>	22,958	26,770	49,255	62,708	51,550	46,930	42,856	35,520	29,832	25,796	22,635	20,360	18,639	17,124	15,699	11,674	5,000	1,900	1,700	185.75	1.18
			<b>API</b>	17.40	17.10	17.10	17.30	17.00	16.90	16.80	16.90	16.90	17.00	17.00	17.00	17.10	17.10	17.10	17.40	17.50	16.50	16.50		

Bogui-Capiron(100%)	19.30	25.15	12,000	8,364	6,585	5,388	4,825	4,093	3,663	3,362	3,107	2,888	2,685	2,501	2,330	2,170	2,028	1,904	1,800	0	0	25.02	0.13
Tvacuno	22.50	16.70	8,479	6,333	4,199	3,123	2,668	2,570	2,283	2,076	1,910	1,663	1,447	1,258	1,095	952	830	720	626	600	500	15.82	0.88

<b>SUBTOTAL</b>		<b>228.78</b>	<b>BPPD</b>	43,437	41,467	60,039	71,217	58,843	53,593	48,802	40,958	34,849	30,347	26,787	24,119	22,084	20,246	18,555	14,298	7,428	2,500	2,200	228.59	2.19
			<b>API</b>	18.90	18.30	17.70	17.60	17.40	17.30	17.30	17.40	17.50	17.50	17.60	17.60	17.60	17.60	17.60	17.90	18.30	17.90	17.90		

**ARCO - BLOQUE 10**

Villano	21.00	158.00	0	0	25,000	30,000	30,000	29,952	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	28,928	25,621	23,197	21,018	19,278	17,741	16,335	15,159	14,059	151.94	6.06
Moretacochoa	20.80	4.00																					4.00	

<b>SUBTOTAL</b>		<b>182.00</b>	<b>BPPD</b>	0	0	25,000	30,000	30,000	29,952	30,000	30,000	30,000	30,000	28,928	25,621	23,197	21,018	19,278	17,741	16,335	15,159	14,059	151.94	10.06
			<b>API</b>	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	

**BRASPETRO**

TWAE - AWANT	14.00	8.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.00
--------------	-------	------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	------

<b>SUBTOTAL</b>		<b>8.00</b>	<b>BPPD</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	8.00
			<b>API</b>																					

<b>TOTAL CIAS. CONTRATISTAS</b>		<b>644.91</b>	<b>BPPD</b>	107,100	103,098	142,394	154,281	133,732	123,220	114,973	102,355	92,078	84,224	77,150	68,659	64,088	57,730	52,385	44,324	34,119	28,873	21,572	585.24	61.67
			<b>API</b>	21.63	21.09	20.25	19.89	19.89	19.84	19.90	20.06	20.18	20.23	20.27	20.27	20.35	20.30	20.29	20.52	21.01	21.39	20.91		

<b>TOTAL ORIENTE</b>		<b>3,386.21</b>	<b>BPPD</b>	421,868	422,197	448,964	441,021	414,345	384,579	372,980	455,097	445,077	431,724	418,359	392,781	372,817	331,443	292,657	259,807	233,785	213,478	188,074	2,540.45	844.76
			<b>API</b>	28.38	28.20	25.38	25.04	25.20	25.18	25.24	22.80	22.45	22.19	21.95	21.92	21.85	21.62	21.57	21.57	21.69	21.82	21.91		

**ENTREGA A REFINERIAS**

Crudo Lago Agrio	28.40		-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-8.94
Residuo Lago Agrio	15.00		500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	3.47
Crudo Shushufindi	29.90		-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-20,000	-138.70
Residuo Shushufindi	17.00		9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	62.42

<b>TOTAL</b>			<b>BPPD</b>	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-11,500	-148.00	
			<b>API</b>	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	29.83	

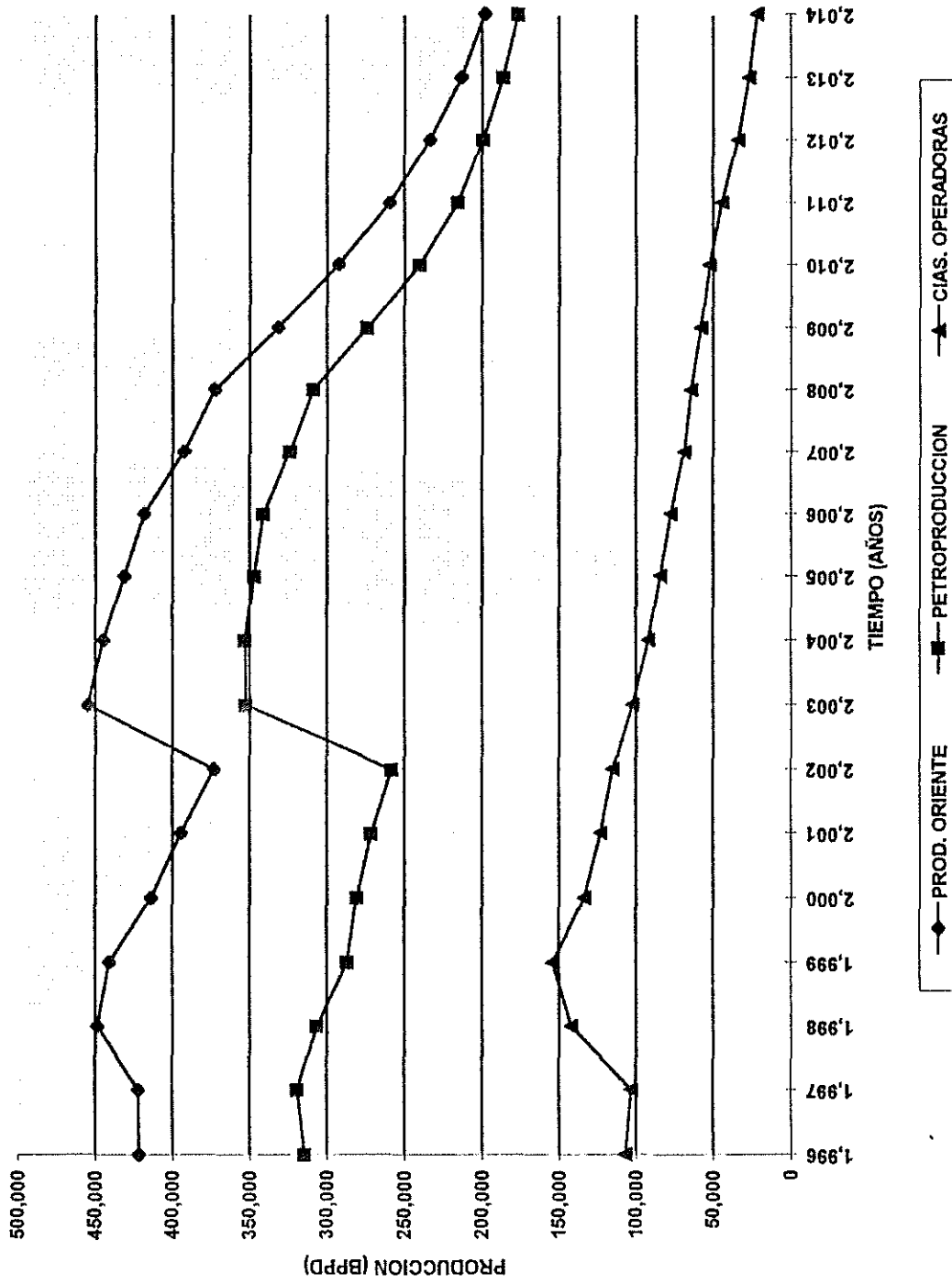
<b>TOTAL CON ENTREGA A REFINERIAS</b>		<b>3,386.21</b>	<b>BPPD</b>	410,368	410,697	437,464	429,521	402,845	383,079	361,480	443,597	433,577	420,224	406,859	381,281	361,317	319,943	281,157	248,307	222,285	201,978	186,574	2,540.45	844.76
---------------------------------------	--	-----------------	-------------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	--------

**Notas: Compañías de Prestación de Servicios**

- (1) Reservas y perfil aprobados en nuevos contratos de Participación.
- (2) Cifras de Reservas tomadas del estudio preliminar de Simulación de Jivno-Laguna-Nepo.
- (3) Valores tomados del estudio de Simulación Matemática de 1996
- (4) Cifras de reservas autorizadas por la D.N.H. la Unidad de ADC estimó que se recuperarán 34.36 MMBLS
- (5) No se considera reservas ni perfil del pozo exploratorio Concordia hasta presentación del Plan de desarrollo.

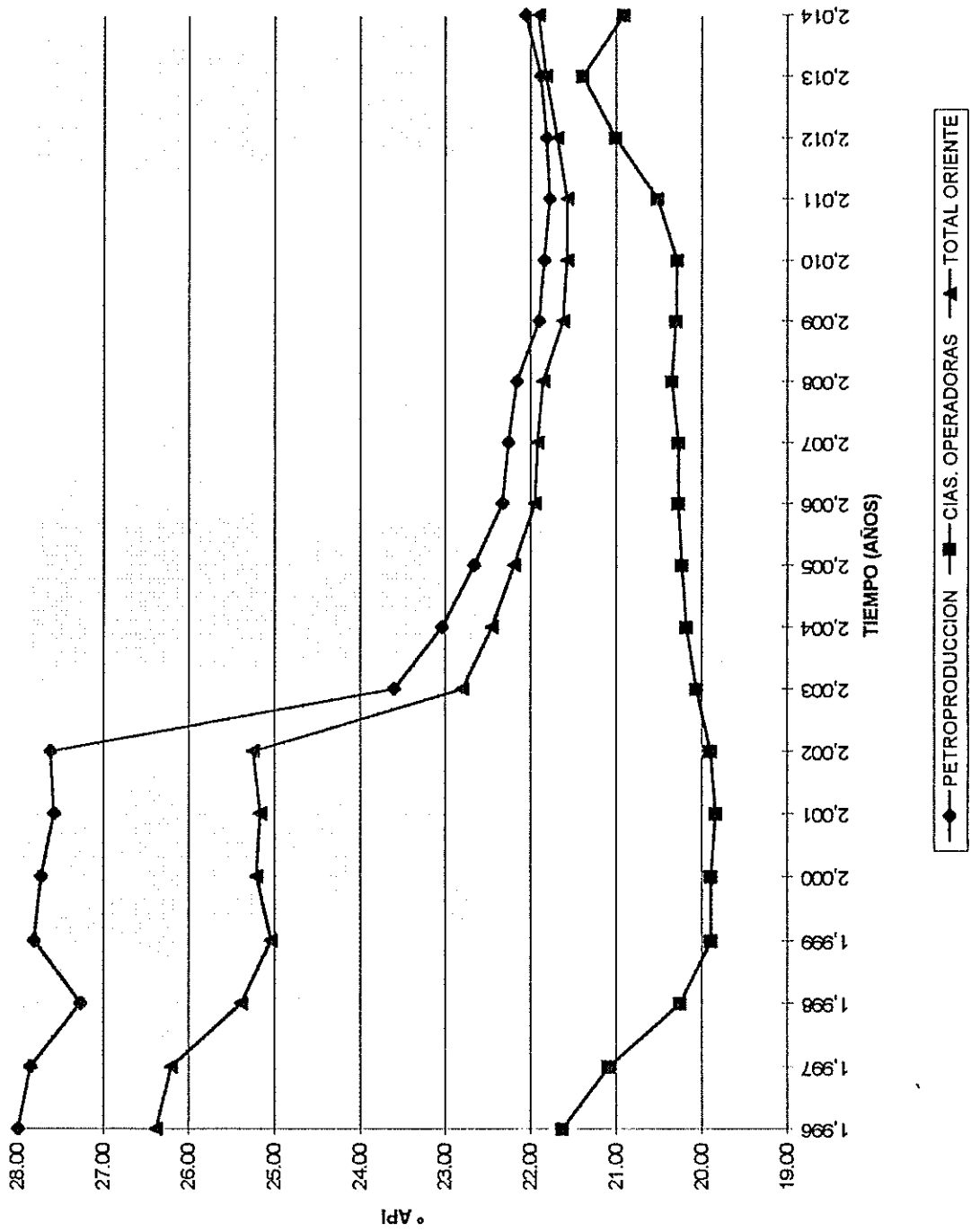
- (7) No se considera reservas, ni perfil del pozo exploratorio Nantú, hasta presentación del Plan de Desarrollo.
- (8) Valor de reservas tomado del Plan de May/94. La ADC estima recuperar 48.84 MMBLS.
- (9) Perfil desplazado un año y ajustado al resultado de la simulación para 28 pozos por la ADC.
- (10), (11) Las reservas y perfiles de Jaguar, Lobo y Mono son las autorizadas por la D.N.H.
- (12) Los perfiles para Amo y Bogui-Capiron son los obtenidos de la última Simulación Matemática de sep/95.
- (13) Los perfiles de Ginta e Ito se adelantaron un año del previsto en el Plan de Desarrollo.

PRONOSTICOS DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPD)



# PRONOSTICOS DEL GRADO API

Gráfico No 2



# PRONOSTICOS DEL GRADO API POR AREA Y CIAS

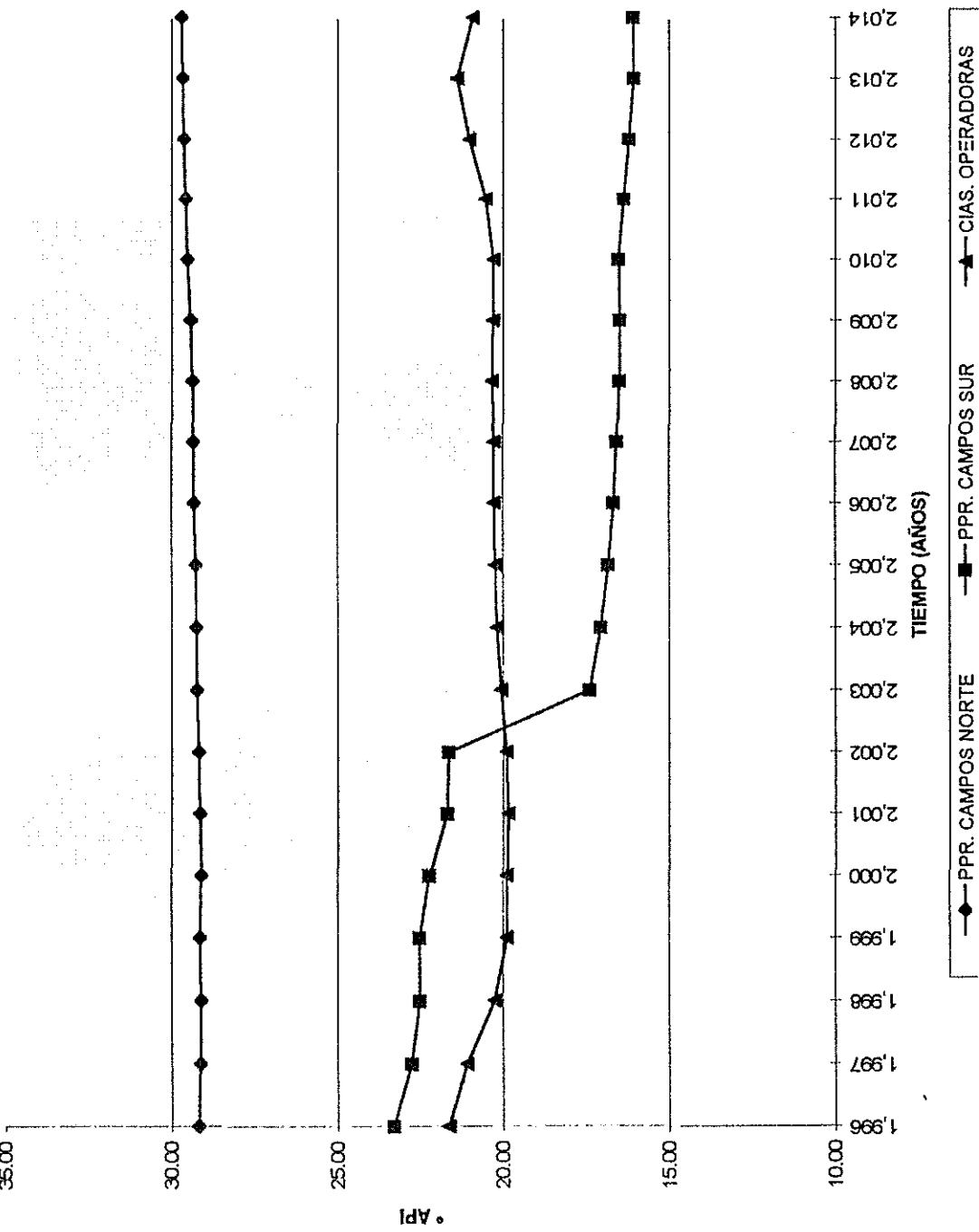


Gráfico No 3

### 2.3.1 Petroproducción

La producción de los campos de Petroproducción fue de 110,2 MMBLS para el año de 1995, que se contrasta con la proyectada esperada que fue de 120,4 MMBLS, lo cual genera un diferencia de 10,2 MMBLS, que no se produjo debido a la decisión política de restringir la producción por las siguientes razones:

- La falta de capacidad de transporte del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano - SOTE y el Oleoducto Transandino de Colombia - OTA.
- La mayor merma de producción correspondió a Petroproducción a pesar de producir petróleo liviano de 27° API, en contraste con la producción de petróleo pesado de 18° a 20° API, de las compañías.
- Petroproducción abastece de petróleo liviano a las compañías Maxus y Elf para ser utilizado como diluyente, lo cual disminuye su aporte a la producción total.

Para el cálculo de los pronósticos de Petroproducción se ha considerado la perforación de pozos de desarrollo durante el período de 1996 al 2000, con una estimación de 34 pozos anuales con tres torres de perforación.

Existen diferentes campos descubiertos en años anteriores que no han sido incorporados a la producción debido a los siguientes factores:

- Se encuentran alejados de la infraestructura, como es el caso de los campos ubicados en el área sur-oriental (Balzaura, Amazonas, etc.). Tampoco se ha determinado la fecha de incorporación a la



producción, por cuanto las reservas no justifican las inversiones al momento. Ver Tabla No. 8a.

- No se ha concluído los estudios de prefactibilidad de los campos Yuturi y Pañacocha; se estima que su producción será incorporada en el año 2003. Ver Tabla No.8 y 8a.

- No existe infraestructura en el extremo oriental donde están ubicados los campos Tiputini, Ishpingo, Tamococha, Danta, Cachiyacu, Curaray y Primavera. El monto de reservas de estos campos justifica la realización de estudios técnicos - económicos a fin de determinar su factibilidad para incorporarse a la producción a partir del año 2003. Ver Tabla No. 8a.

- Se ha considerado que los campos del área Norte poseen petróleo de mejor grado API que los campos del Sur, según se desprende de los resultados de producción y del tipo de petróleo que se detallan en el Gráfico No 3.

En base a las consideraciones anteriores, Petroproducción espera en 1996 tener un nivel productivo de 314,768 BPPD<sup>6</sup> con un API de 27° a 28°, siempre y cuando existan los recursos financieros y los presupuestos aprobados por el Gobierno Central, así como la decisión política para la optimización o ampliación del oleoducto a su máxima capacidad. Ver Tabla No. 8a.

En la proyección de producción se puede determinar que existirá una producción pico en el año 2004 con una cifra de 353,001 BPPD con un API

---

<sup>6</sup> BPPD - Barriles de petróleo producidos por día.

de 23°. Como se podrá determinar, se estima que para esta fecha existiría una disminución de aproximadamente 5 grados API, lo cual significa que se requieren determinar nuevas políticas para emprender una producción de petróleo pesado en los años venideros. Ver Tabla No. 8 y 8a y Gráfico No. 2 y 3.

### 2.3.2 Compañías de servicios

En 1995 la producción de las compañías de servicios fue de 29,1 MMBLS y la proyección estimada para el año 1995 de 39,7 MMBLS con un diferencial de 10,6 MMBLS que no se cumplió debido a las siguientes razones:

- Restricción de producción por no existir capacidad de transporte por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano - SOTE y el Oleoducto Trasandino de Colombia - OTA.
- El pozo exploratorio Kupi de la compañía ELF no tuvo éxito.
- En forma general las compañías no han cumplido de manera acertada sus Planes de Desarrollo y al momento se encuentran tratando de cumplir con los estimados de producción en sus Planes de Desarrollo.
- La Compañía Maxus ha cubierto parte de su producción con los campos Tivacuno y Bogi - Capirón que son compartidos con Petroproducción.

Los pronósticos de producción se detallan por compañía y campo, en las Tablas Nos. 9 y 9a.

Las proyecciones de producción han sido tomadas de los Planes de Desarrollo y de la producción aprobada por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, así como las revisiones de los estudios de simulación matemática que ha permitido determinar el historial de producción de los campos y tener pronósticos cercanos a la realidad.

Para 1996 los pronósticos de proyección tienen un tope de 107,100 BPPD con un API de 21,6°, siendo el pico máximo de la producción en el año 1999 con un volumen de 154,281 BPPD (Ver Tabla No. 9a), lo que significa una reducción de la producción de petróleos livianos, con un incremento de la producción de petróleo pesado y que requiere una nueva política gubernamental para determinar:

- si Petroproducción deberá continuar realizando convenios con las compañías de servicios a fin de continuar proveyéndoles de petróleo liviano para que sea utilizado como diluyente;
- para separar la producción de petróleos livianos y pesados;
- realizar los cálculos técnicos económicos para determinar la posibilidad de la separación de los dos crudos; y
- resolver si es más conveniente para el país construir un oleoducto exclusivo para petróleos pesados o no.

### **2.3.3 Proyección total**

Los pronósticos de producción de Petroproducción y de las compañías de servicios prevén que para el año 1996 se tendría un volumen de 421,868

BPPD, con un API de 26,4° llegando el pico de la producción a 455,097 BPPD con un API de 22,8° en el año 2003, en la región Amazónica. Ver Tabla No. 9a.

Sin embargo, se debe considerar que a partir del 2003 la producción declinaría hasta 198,074 BPPD en el 2014, lo cual significaría que se requiere tener una política a mediano y largo plazo a fin de incrementar las relaciones reserva - año, de tal manera que en el próximo siglo, el país no se constituya en un importador de petróleo. Esto implicaría un cambio en la economía, pues los recursos que ingresarían al presupuesto del Estado tendrían que ser obtenidos de otras fuentes diferentes a la industria hidrocarburífera. Ver Tabla No. 9a y Gráfico No. 1

Es necesario señalar que el potencial hidrocarburífero del país puede incrementarse, tomando en consideración los siguientes supuestos:

- si se confirman las reservas posibles de Petroproducción, que son de 261,4 MMBLS con un posible éxito exploratorio del orden del 50%. Ver Tabla No. 7;
- la continuación de la exploración de los prospectos existentes en los diferentes bloques de las compañías prestatarias de servicios;
- si la Séptima Ronda de Exploración Petrolera tiene éxito, pues está orientada a la exploración de pie de monte, que no ha sido explorada con anterioridad;
- finalmente, se podría incorporar nuevas reservas si finaliza con éxito la Octava Ronda de Licitaciones Petroleras que actualmente se

encuentra en proceso de adjudicación de los diferentes bloques a ser explorados.

## CAPTULO III

### CRUDOS LIVIANOS Y PESADOS

#### 3.1 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

##### 3.1.1 Hidrocarburos líquidos

Los hidrocarburos líquidos están constituidos de un gran número de componentes que pertenecen a las parafinas, iso-parafinas, naftenos, aromáticos, resinas y asfaltenos. La composición de las variadas clases en las diferentes proporciones se denomina petróleo y controlan la mayoría de las características de este líquido.

Se requiere conocer las propiedades de los hidrocarburos, para determinar el método o el mecanismo que se debe emplear para su recuperación, tratamiento y refinación, las que se detallan a continuación:

- la conductividad térmica de los hidrocarburos parece estar entre 0.05 y 0.1 BTU/hr-ft-°F disminuyendo al aumentar la temperatura y es independiente de la presión del petróleo, pudiendo ser determinada por la correlación de Max Well que viene dada por:

$$K = 0.0814 - 2.58 \cdot 10^{-5} T$$

donde: K=conductividad térmica BTU/hr-ft-°F

T = temperatura °F

- La viscosidad de los hidrocarburos disminuye al aumentar la temperatura, que es el fundamento básico para la aplicación de los

métodos de recuperación térmica. La predicción de la viscosidad en función de la temperatura es por lo tanto uno de los parámetros más importantes. La mayoría de métodos no predicen la viscosidad en forma correcta, siendo uno de los más comunes las cartas de representación de la ASTM, en las cuales, al conocer la viscosidad a dos temperaturas diferentes se puede determinar la viscosidad a cualquier temperatura porque es función lineal, en este tipo de cartas. Ver Gráfico No. 4

- La densidad de los hidrocarburos líquidos disminuye con la temperatura (Ver Gráfico No. 5) y si no se tiene información se la puede calcular aplicando la ecuación de Farouq Ali:

$$\rho = (1.034125 - 5.65 \cdot 10^{-4}T + 0.2375 \cdot 10^{-6}T^2)\rho_p$$

donde:  $\rho$  = densidad a la temperatura T

$\rho_p$  = densidad a 60 °F

T = temperatura °F.

- El calor específico de una sustancia es la capacidad calorífica a una temperatura y presión dividida por la capacidad calorífica del agua a 1 atmósfera y 32 °F, en donde la capacidad calorífica del agua es 1 BTU/lbm-°F. La capacidad calorífica es intercambiable por calor específico.

### 3.1.2 Caracterización general de los petróleos pesados

La caracterización de los petróleos pesados es similar a la aplicada en el resto de petróleos, sin embargo algunos parámetros pierden importancia y

otros la adquieren, como el contenido de azufre, de metales y salinidad. Ver Tabla No. 10.

Las principales características de los petróleos pesados son:

- La densidad (gravedad API) está asociada al tipo de molécula del petróleo, a la viscosidad del petróleo y al tipo de productos obtenidos después de la refinación y es la que clasifica el petróleo.
- La viscosidad es la resistencia al desplazamiento y está directamente ligada a la densidad, al tamaño de las moléculas, mientras más grandes éstas, disminuye el grado API, a la capacidad de fluir y a la facilidad de manejo del petróleo. Su valor puede variar desde una viscosidad relativamente baja hasta el infinito, para los petróleos de baja gravedad API menor a 5 grados.
- La salinidad en los petróleos pesados se manifiesta porque la sal está disuelta en mayor cantidad que en los petróleos livianos y constituye un factor limitante para la refinación de petróleo, ya que puede generar incrustaciones y abrasión de los equipos. El contenido máximo es de 20 libras por cada mil barriles para ser procesado en las refinerías.
- El contenido de azufre en el petróleo pesado es un factor que influye principalmente en el momento de su venta y/o utilización, pues perjudica las instalaciones que generalmente no están construídas para operar con esta sustancia o a los componentes que se pueden generar.



### RELACION DE VOLUMENES vs TEMPERATURA

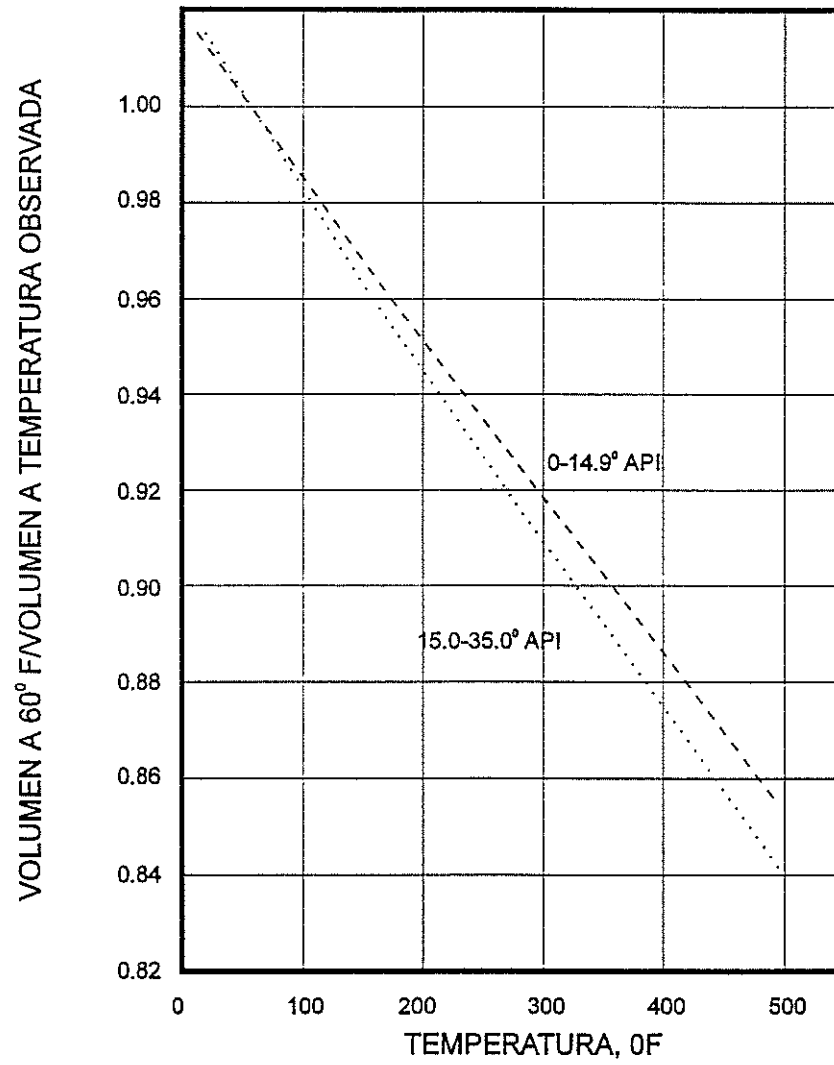
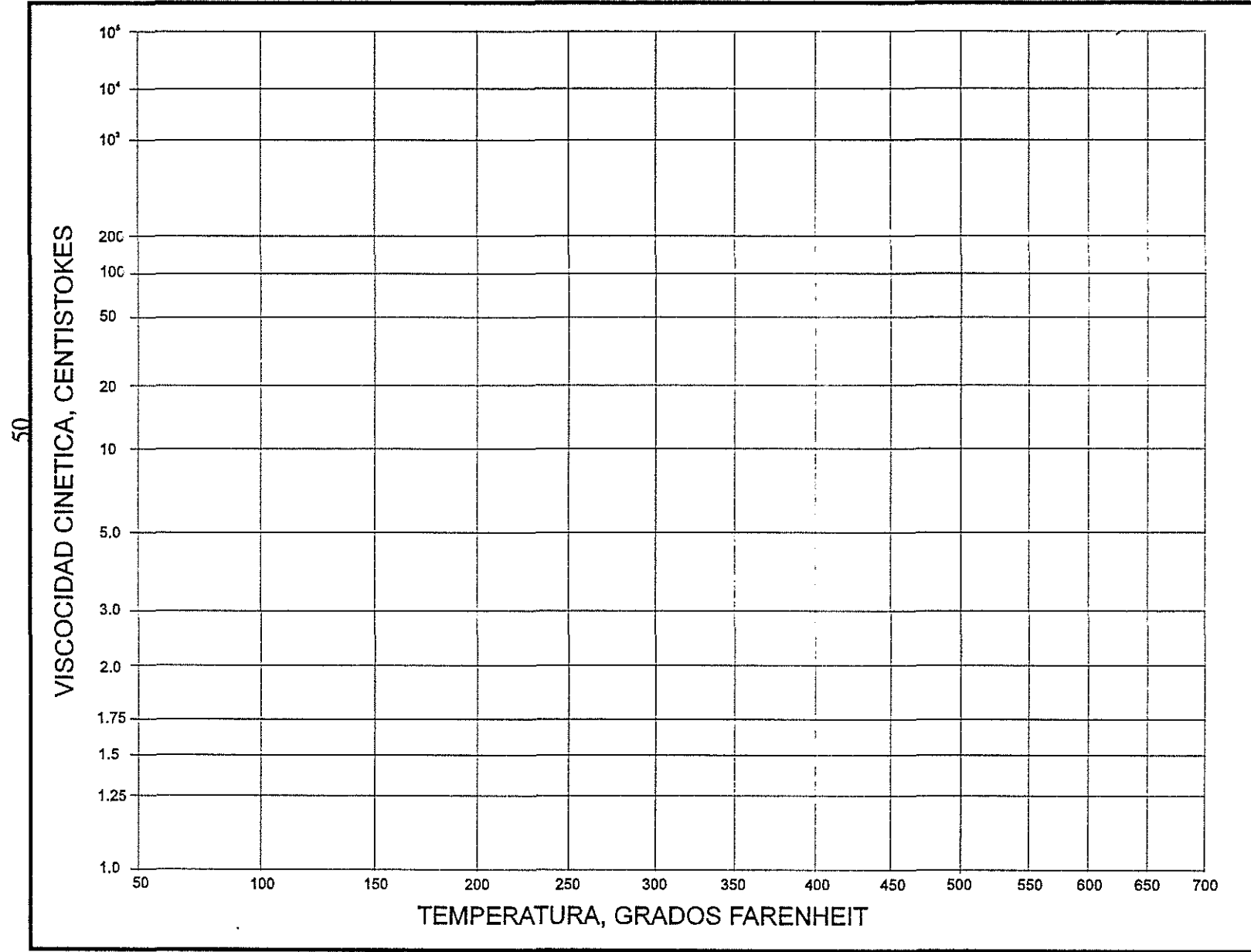


GRAFICO No. 5



## CARACTERISTICAS DEL PETROLEO

TABLA No 10

PROPIEDADES	PETROLEO		
	PESADO	EXTRA - PESADO	MEDIO
GRAVEDAD ° API	16.3	9.1	24.3
VISCOSIDAD A 100 ° F (cps)	610	9000	30
PUNTO DE FLUJO ° F	25	65	5
ASFALTENOS (% PESO)	7.9	12.8	6.9
CARBON (% PESO)	12.8	12.1	6.9
PARAFINAS (% PESO)	-	0.3	1.2
AZUFRE (% PESO)	2.3	3.1	1.2
VANADIO (ppm)	250	350	150
NIQUEL (ppm)	80	72	40
SAL (Lbs/MBNP)	65 - 70	70 - 80	50 -060
CALOR ESPECIFICO (BTU/Lb)	0.444	0.43	0.453

FUENTE: E. LAFRANCHI

El azufre puede formar sustancias altamente tóxicas como el sulfito de hidrógeno, tanto en las refinerías como en los procesos térmicos de desplazamiento de petróleo, que se aplican a los yacimientos. La acción de esta sustancia penetra dentro de los metales y los debilita y forma ácido sulfúrico que es altamente corrosivo.

- Punto de flujo es la temperatura a la cual el petróleo fluye a presión atmosférica y está ligada a la estructura molecular del fluido y su viscosidad, siendo expresado en grados de temperatura.

- El contenido de metales se produce debido a la alta densidad y viscosidad de los petróleos pesados que pueden retener apreciables cantidades de sales de metales en suspensión. Los metales más comunes que se encuentran son el vanadio y el níquel y producen en el momento de la refinación lo que se llama el envenenamiento de los catalizadores, que son sustancias muy costosas que permiten acelerar las reacciones químicas que ocurren, sin intervenir en ellas. El contenido de metales se mide en partes por millón (ppm) en peso. Estos metales quedan en los residuos, cuando se aplica el proceso de mejoramiento del petróleo pesado o cuando son quemados y pueden constituir un gran potencial de producción de estos metales.

- El contenido de parafinas en el petróleo está directamente relacionado con la gravedad específica, la viscosidad, el punto de flujo y con el posible tratamiento al cual puede ser sometido para su transporte.

- El calor específico refleja la cantidad de calor que puede ceder el petróleo, al ser quemado, dependiendo de la composición molecular

del petróleo y del número de enlaces carbónicos asociados a las moléculas y se expresa en BTU/lb.

### **3.2 DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO**

En los yacimientos con petróleos pesados y no muy viscosos, los fluidos dentro del yacimiento pueden desplazarse de la misma forma que lo hacen en el caso de contener petróleos livianos y/o medianos, sin embargo en el caso de los petróleos pesados los desplazamientos son poco eficientes, debido a la gran diferencia de movilidades que pueden existir entre el fluido desplazante y el fluido desplazado, siendo éste el motivo por el cual ha sido necesario desarrollar técnicas de producción asociada a algunos procesos que permitan mejorar la recuperación que se pueda obtener de los yacimientos.

Entre estos procesos se encuentran los térmicos, en los que están involucrados la energía en forma de calor dentro del yacimiento y tiene por objeto incrementar la temperatura de los fluidos que se encuentran en los poros de la roca. La aplicación del calor puede dar como resultado una más eficiente y rápida recuperación del petróleo al reducir la viscosidad del mismo, vaporizar parcialmente el crudo, reducir las tensiones superficiales y minimizar los efectos de las heterogeneidades sobre el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento.

Los yacimientos de crudo pesado se caracterizan por tener una recuperación y tasa de producción primaria de petróleo muy baja, por lo cual se aplican métodos convencionales como inyección de vapor y/o inyección de agua para aumentar este recobro, sin lograr muchas veces buenos resultados. Esto se debe a las altas relaciones de viscosidades (movilidad) de estos petróleos con los fluidos desplazantes a las condiciones de yacimiento.

Por estas circunstancias, se han desarrollado proyectos en los cuales interviene el calor como el elemento que afecta en forma apreciable al parámetro de viscosidad, que es el factor más limitante para la recuperación y transporte de los petróleos.

Los procesos térmicos más utilizados en la industria petrolera son la inyección de vapor, tanto alternada como continúa y la combustión "in situ" y generalmente se los aplica en forma progresiva según lo descrito, obteniendo las siguientes ventajas:

- la inyección alterna de vapor proporciona un relajamiento de la energía interna que tiene la formación en las vecindades del pozo, que permite posteriormente la inyección de vapor continúa en forma más fácil y un desplazamiento del petróleo en el yacimiento con un requerimiento menor de presión y de temperatura de inyección.
- una vez finalizado el proyecto de inyección continúa de vapor, se puede proceder con el proyecto de combustión in - situ húmeda, aprovechando el agua remanente que se encuentra en el yacimiento.

Los procesos desarrollados en esta forma permiten obtener las ventajas económicas que proporciona primero la inyección alterna, seguida por la inyección continúa y por último la combustión in-situ, generando con ello en cada una de las aplicaciones una producción adicional de petróleo rentable.

Existen otros procesos térmicos entre los que tenemos:

- el calentamiento de fondo por medio de circulación de fluidos calientes.
- inyección de agua caliente.
- combustión en reverso.

El calentamiento de fondo por medio de circulación de fluidos calientes es un proceso que se utilizaba en épocas pasadas, que por el alto costo de la operación y la poca profundidad de su efecto dentro del yacimiento se lo ha descontinuado; sin embargo en el país se lo utiliza actualmente en los campos operados por las compañías Maxus y Elf, debido a las características del petróleo.

La inyección de agua caliente se puede considerar como un caso especial o una variante de la inyección de vapor.

La combustión en reverso se diferencia de la normal por el hecho de que la ignición del frente se inicia en los pozos productores y no en el pozo inyector de aire. Este proceso fue desarrollado básicamente para aquellos yacimientos que contienen hidrocarburos tan viscosos, que no permiten el movimiento del frente de combustión.

En el país no se han aplicado procesos térmicos, sin embargo actualmente existe la posibilidad de aplicarlos en los siguientes proyectos:

- Proyecto Ishpingo, Tambococha, Tiputini de petróleo pesado de 15° API, en el cual se prevé reinyección de agua de formación y la reducción de la viscosidad para el transporte utilizando el exceso calorífico del sistema de generación eléctrica.
  
- Proyecto Pungarayacu, con petróleo pesado menor a 10° API en el cual es necesario perforar pozos para determinar la productividad, las condiciones técnicas necesarias para su desarrollo y la posible implementación de recuperación mejorada, por la inyección de vapor a través de pozos horizontales.

### 3.3 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS.

La producción de petróleo pesado se hace cada vez más frecuente en el país y es el perfeccionamiento de la tecnología lo que ha permitido reducir los costos de producción para que éstos sean rentables. Para la producción de crudos livianos se utilizan métodos de levantamiento artificial como el gas lift, las bombas hidráulicas o las bombas eléctricas sumergidas, las mismas que han sido adaptadas para la producción de petróleos pesados.

La necesidad de aplicar alguno de estos métodos de levantamiento artificial en los pozos productores de petróleo, surge cuando no se puede obtener de los mismos el volumen de petróleo deseado, siendo una de las causas, la presión del yacimiento que es muy baja o que los fluidos al producir sean muy pesados o viscosos.

En el mercado internacional existen diferentes métodos de levantamiento artificial para petróleos pesados, entre los que se puede enumerar los siguientes:

- levantamiento artificial por gas (LAG);
- bombeo hidráulico;
- bombeo de subsuelo con balancín;
- bombeo electrosumergible;
- bombeo por bomba de tornillo.

Cada uno de estos métodos puede tener sus ventajas, pero al momento de seleccionar cual de los métodos sería el más adecuado para producir un campo, se debe considerar los siguientes factores tales como:

- el diámetro de la tubería,
- profundidad de producción,



- relación gas/líquido de producción,
- presión del separador,
- producción de agua,
- longitud y diámetro de la tubería de superficie,
- tipo de petróleo (gravedad, viscosidad, tensión superficial),
- completación de pozos,
- capacidad de flujo de la formación, y
- problemas de producción (escamas, arenas, parafinas).

Si la producción ha dejado de ser un problema, el transporte todavía puede tener dificultades, debido a la emulsión crudo - agua o a la viscosidad, siendo la solución más frecuente, la mezcla con un crudo más ligero, con el fin de mantener la viscosidad a temperatura ambiente dentro de un rango aceptable para evitar pérdidas de cargas excesivas y facilitar la transportación.

Ecuador tiene que afrontar los problemas de producción y transporte, en consecuencia la evaluación de reservas de petróleo según su calidad y de la producción a lo largo del tiempo, es de importancia primordial para el futuro y constituirán seguramente un factor importante en la política energética del país.

### **3.4 INVENTARIO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS**

El país dispone de una cantidad considerable de petróleo pesado, entre los 10° y 22° API; la mayoría de los campos se encuentran en emplazamientos remotos y sin infraestructura tales como los Campos Ishpingo, Tambococha, Tiputini que tiene reservas de 711 MMBLS o Pungarayacu con reservas de 300 MMBLS.

Con estos antecedentes primarios de crudos pesados se procedió a evaluar el esquema presentado por Petroproducción y la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en el cual se ha realizado un inventario general de los campos en explotación, de los

campos descubiertos aun no explotados y los prospectos, se ha seleccionado los petróleos según la calidad del crudo, el emplazamiento del campo, la cantidad evaluada de reservas y la recuperación asistida para crudos livianos.

La selección de los campos de crudos pesados que pueden ser explotados se ha realizado en base a la densidad y al emplazamiento, sin embargo es necesario mencionar que el estudio realizado por Conoco hoy Maxus, demostró que la explotación de crudos pesados entre 15° y 22° API tiene dificultades de transporte aun cuando existan soluciones técnicas fiables, encontrando que la solución posible es la mezcla con un crudo liviano, por lo cual es indispensable la disponibilidad de un campo de dicho crudo, cercano a los campos de crudos pesados, para evitar inversiones importantes.

En el análisis de los perfiles finales de producción entre 1996 y 2014 no se incluyen los campos con emplazamientos lejanos o de una densidad inferior a 15° API como son los campos: Amazonas, Balzaura, Conambo, Huito, Marañón, Shionayacu, Oglan, Pungarayacu y Danta, que pertenecen a Petroproducción, Oso de la compañía Oryx, Tiwae de la compañía Braspetro.

Los campos Ishpingo, Tambococha, Tiputini de Petroproducción, tienen restricciones para su desarrollo por su emplazamiento geográfico y lejano a la infraestructura existente, por lo cual se está implementado un proyecto especial para el desarrollo y producción de estos crudos esperando llamarse a una licitación, para seleccionar un socio estratégico para Petroproducción, a fin de obtener una participación en la producción en base a:

- que el socio financie la totalidad de la inversión requerida para el desarrollo de los campos;

- que se conforme con Petroproducción un consorcio que se encargará de las operaciones de producción;
- que en conjunto con Petroproducción realice actividades de exploración adicional en el área asignada a este proyecto; y
- que ejecute todas las actividades en armonía con el medio ambiente.

La política de explotación de los campos de las compañías extranjeras ha sido definida a excepción de los bloques asignados recientemente en la Séptima Ronda que se encuentran al momento en etapa de exploración.

Las cifras de reservas recuperables remanentes, para los campos en explotación, como los sin explotación, a finales de 1995 son las siguientes:

**- densidad > 22° API**

Petroproducción	1645 MMBLS Ver Tabla No 11
Compañías de Servicio	170 MMBLS Ver Tabla No 12
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1815 MMBLS Ver Tabla No 13</b>

**- densidad < 22° API**

Petroproducción	965 MMBLS Ver Tabla No 14
Compañías de servicio	462 MMBLS Ver Tabla No 15
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1427 MMBLS Ver Tabla No 16</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3243 MMBLS Ver Tabla No 17</b>

Estas cifras tienen una diferencia con respecto a las reservas remanentes, por cuanto no se han considerado los campos que se encuentran en el sur oriente cuya incorporación a la producción se considera remota.

**RESERVAS Y PROYECCIONES DE PRODUCCION DE PETROLEO EN LA REGION AMAZONICA enero 1996**  
**PETROLEOS DE DENSIDAD MAYOR A 22 GRADOS API**  
**EMPRESA PETROPRODUCCION**

TABLA No 11

EMPRESA	CAMPO	API	RESERVAS	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	
PPR-N	Biguno	34.40	7.70	700	2,100	2,100	2,100	1,863	1,652	1,465	1,296	1,153	1,022	907	804	713	633	561	498	441	300	100	
PPR-S	Cononaco	32.80	65.68	15,900	15,113	13,931	12,821	11,799	10,859	9,983	9,187	8,464	7,790	7,169	6,597	6,072	5,588	5,143	3,500	2,000	1,000	1,000	
PPR-N	Bermejo S-N	31.40	30.92	3,511	2,984	2,537	2,156	1,833	1,558	1,324	1,126	957	813	691	598	499	424	361	307	261	222	188	
PPR-N	Parahuacu	31.30	23.26	1,160	1,148	1,024	914	818	729	650	580	517	462	412	368	328	293	261	233	208	186	166	
PPR-N	Pucuna	31.20	12.15	4,504	4,138	3,641	3,203	2,817	2,478	2,179	1,917	1,689	1,483	1,305	1,147	1,009	888						
PPR-N	V.H.R.	30.70	20.04	4,531	4,735	4,688	4,238	3,831	3,463	3,130	2,829	2,558	2,312	2,090	1,888	1,708	1,544	1,395	1,261	1,140	1,031	932	
PPR-N	Atacapi	30.00	12.72	786	2,620	2,416	2,152	2,015	1,886	1,701	1,560	1,520	1,478	1,422	1,364	1,299	1,245	1,196	1,084	1,082	1,088	1,081	
PPR-N	Libertador	29.98	141.20	44,085	41,729	38,428	29,921	27,593	25,446	23,467	16,000	14,755	13,607	12,549	11,572	10,672	5,497	4,672	3,971	3,378	2,889	2,969	
PPR-N	Dureno Guania	29.95	15.19	5,158	4,575	4,057	4,448	3,943	3,497	3,102	2,751	2,440	2,164	1,919	1,702	800							
PPR-N	Tapi Tete	29.90	2.58	2,500	2,000	1,600	800	200															
PPR-N	Saf-Aguarico(2)	29.87	753.92	92,500	95,000	95,000	95,000	95,000	95,000	95,000	95,000	91,200	87,552	84,050	80,688	77,460	74,362	71,388	69,343	69,343	69,343	69,343	
PPR-N	Charapa	29.60	5.90	138	248	1,076	1,695	1,732	1,644	1,561	1,441	1,157	972	890	878	858	768	658					
PPR-N	Lago Agrio	29.45	45.48	8,280	8,680	8,703	5,813	5,041	4,371	3,791	3,287	2,851	2,472	2,144	1,858	1,612	1,398	1,212	1,051	912	791	686	
PPR-N	Sacha (2)	29.75	241.89	59,000	56,558	54,216	51,972	49,821	47,758	45,781	43,886	42,089	40,328	38,658	37,058	35,524	34,816	14,919	8,951	5,371	3,222	1,900	
PPR-N	Frontera	29.30	6.48	3,800	4,410	3,200	2,300	1,500	1,200	500	400	300											
PPR-S	Auca-Auca Sur(2)	29.20	96.01	20,022	18,853	17,790	16,259	14,901	13,657	12,517	11,471	10,514	9,639	8,831	8,094	7,418	6,798	6,231	5,574	5,574	5,574	5,574	
PPR-N	Paraiso	28.10	48.84	3,393	4,405	3,991	3,499	3,088	2,696	2,358	2,068	1,813	1,590	1,394	1,222	1,071	939	824	722	633	555	487	
PPR-N	Ocamo	28.00	8.60	451	2,100	2,000	2,000	1,863	1,652	1,465	1,296	1,153	1,000	900	808	700	630	560	500	440	300	100	
PPR-N	Cuyabeno-Kansa	27.30	29.19	9,100	8,433	7,729	6,795	6,414	5,639	4,958	4,358	3,833	3,370	2,963	2,605	2,290	2,013	1,770	1,556	1,368	1,203	1,058	
PPR-N	Pacay	27.00	5.19	1,200	1,128	1,057	992	931	1,280	1,050	871	719	563	480	408	360	350	330	300	290	250	230	
PPR-S	Tiguino	26.50	12.27	1,456	1,290	1,143	1,013	897	795	704	624	553	490	434	385	341	302	268	237	210	186	165	
PPR-N	Panacocha	26.10	28.84				6,945	6,808	6,306	5,984	5,263	4,814	4,046	3,575	3,172	2,844	2,567	2,331	2,137	1,958	1,787		
PPR-N	Peña Blanca	25.80	5.05	134	600	1,400	1,400	1,400	1,242	1,101	977	866	788	661	604	536	475	422	374	332	294	200	
PPR-S	Yuca -Yuca S	24.80	14.37	8,386	4,800	4,505	4,228	3,998	3,724	3,495	3,280	2,000	1,500	1,000									
PPR-S	Conga Sur	24.10	9.78	600	2,000	2,700	2,395	2,124	1,884	1,671	1,472	1,314	1,166	1,034	917	813	721	640	567	503	446	396	
PPR-S	Curaray	22.50	14.00								4,300	4,300	3,798	3,355	2,964	2,618	2,313	2,043	1,805	1,594	1,408	1,244	
<b>TOTAL PETROPRODUCCION</b>				<b>1645.25</b>	<b>287.275</b>	<b>287.845</b>	<b>274.920</b>	<b>257.912</b>	<b>252.315</b>	<b>240.711</b>	<b>229.289</b>	<b>217.878</b>	<b>203.955</b>	<b>190.980</b>	<b>179.334</b>	<b>168.188</b>	<b>157.861</b>	<b>134.841</b>	<b>117.419</b>	<b>104.165</b>	<b>97.215</b>	<b>92.226</b>	<b>89.516</b>
<b>DENSIDAD</b>					<b>0.8790</b>	<b>0.8790</b>	<b>0.8791</b>	<b>0.8791</b>	<b>0.8796</b>	<b>0.8796</b>	<b>0.8795</b>	<b>0.8803</b>	<b>0.8802</b>	<b>0.8800</b>	<b>0.8799</b>	<b>0.8796</b>	<b>0.8796</b>	<b>0.8794</b>	<b>0.8791</b>	<b>0.8790</b>	<b>0.8790</b>	<b>0.8790</b>	<b>0.8789</b>
<b>*API</b>					<b>29.47</b>	<b>29.48</b>	<b>29.45</b>	<b>29.46</b>	<b>29.37</b>	<b>29.37</b>	<b>29.38</b>	<b>29.24</b>	<b>29.26</b>	<b>29.29</b>	<b>29.32</b>	<b>29.36</b>	<b>29.37</b>	<b>29.41</b>	<b>29.46</b>	<b>29.48</b>	<b>29.48</b>	<b>29.48</b>	<b>29.52</b>

FUENTE: PETROPRODUCCION - DNH 1995

Elaboración: Jaime Guerra

**RESERVAS Y PROYECCIONES DE PRODUCCION DE PETROLEO EN LA REGION AMAZONICA enero 1996**  
**PETROLEOS DE DENSIDAD MAYOR A 22 GRADOS API**  
**COMPAÑIAS**

TABLA No 12

EMPRESA	CAMPO	API	RESERVAS	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	
PEC-CITY(1)	Mariann	29.30	8.02	1,569	2,086	1,947	1,817	1,685	1,581	1,478	1,377	1,286	1,201	1,121	1,047	978	535	504	475	447	421	387	
ORIX (10) (11)	Coca Payamino (100%)(B)(R)	24.80	40.85	14,723	11,136	8,524	8,228	7,363	6,724	6,184	5,744	5,371	5,058	4,760	4,471	4,234	4,010	3,814	3,618	3,422	3,228		
ORIX (10) (11)	Jaguar	24.30	15.86	6,500	5,623	4,863	4,207	3,638	3,148	2,723	2,355	2,037	1,762	1,524	1,318	1,141	526	421	316	211	106	81	
ORIX (10) (11)	Mono	24.00	3.45	1,250	1,300	1,300	1,140	912	730	584	487	374	298	234	181	183	122	98					
ORIX (10) (11)	Cacela	23.60	12.97	2,849	2,281	1,796	1,829	1,436	1,128	2,638	2,824	2,615	1,859	1,470	1,102	2,635	2,881	2,180	1,440	940	740	500	
OCCIDENTAL	Jirino-Laguna-Mapo(2)	23.50	58.90	28,800	20,800	18,500	12,300	10,800	9,400	8,900	7,100	5,900	4,700	4,200	3,700	3,200	2,900	2,700	2,400	1,900	1,800	1,500	
MAXUS (12) (13)	Tyacuno	22.50	16.70	8,479	8,333	4,198	3,123	2,688	2,570	2,263	2,076	1,810	1,663	1,447	1,258	1,085	952	830	720	628	600	500	
PEC-CITY(1)	Fanny 188	22.40	15.70	2,938	3,312	3,068	2,843	2,636	2,442	2,282	2,087	1,943	1,801	1,670	1,548	1,435	1,331	1,234	1,144	1,061	984	912	
<b>TOTAL COMPAÑIAS</b>				178.43	65,108	52,851	43,198	35,487	30,948	27,723	26,750	24,140	21,434	18,443	16,426	14,636	14,871	13,257	11,781	10,113	8,507	7,877	3,880
<b>DENSIDAD</b>				0.91131233	0.91118713	0.91089837	0.91057742	0.91061117	0.91062861	0.9107125	0.91068375	0.91057986	0.91037977	0.91025362	0.91011854	0.91024808	0.91069268	0.91054936	0.91035585	0.91006648	0.91000242	0.91336851	
<b>*API</b>				23.77	23.79	23.84	23.88	23.89	23.89	23.87	23.88	23.90	23.93	23.95	23.97	23.95	23.98	23.90	23.93	23.96	23.98	23.98	23.42

FUENTE: PETROPRODUCCION - DM 1185  
 Base: enero, Jams Quera

**TOTAL RESERVAS Y PROYECCIONES DE PRODUCCION DE PETROLEO EN LA REGION AMAZONICA enero 1996**  
**PETROLEOS DE DENSIDAD MAYOR A 22 GRADOS API**

TABLA No 13

EMPRESA	CAMPO	API	RESERVAS	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	
<b>TOTAL PPR Y COMPAÑIAS</b>				1815.7	352,384	340,496	318,118	283,388	283,283	268,434	256,018	242,018	225,388	208,423	195,780	182,817	172,782	148,098	129,180	114,278	105,722	98,903	83,408
<b>DENSIDAD</b>				0.88500344	0.88400035	0.88345829	0.88293808	0.88300353	0.88279472	0.88277838	0.8833344	0.88304862	0.88289336	0.88241886	0.88207729	0.88221536	0.88218964	0.88197054	0.88178081	0.88149695	0.88135645	0.88022884	
<b>*API</b>				28.38	28.57	28.67	28.78	28.75	28.79	28.79	28.80	28.74	28.80	28.86	28.92	28.99	28.90	28.84	28.94	28.97	29.02	29.05	29.25
<b>MENOS CRUDO REFINERIAS</b>																							
PPR-Ref	Crudo Shushufindi	29.90		(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)	(20,000)
PPR-Ref	Crudo Lago Agrio	28.40		(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)
<b>TOTAL NETO</b>				1815.7	331,384	319,496	297,118	272,388	282,283	247,434	236,018	221,018	204,388	188,423	174,780	161,817	151,782	127,098	108,180	93,278	84,722	78,903	72,408

FUENTE: PETROPRODUCCION - DM 1185  
 Base: enero, Jams Quera

PETROLEOS DE DENSIDAD MENORES A 22 GRADOS API  
EMPRESA PETROPRODUCCION

TABLA No 14

EMPRESA	CAMPO	API	RESERVAS	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	
PPR-N	Limoncacha 58%	21.80	24.90	9,800	9,800	9,800	8,640	8,800	5,360	4,880	3,240	2,800	2,720	1,800	1,500	1,000	800						
PPR-S	Conga	21.20	19.01	3,245	3,048	3,316	3,112	2,921	2,741	2,572	2,414	2,266	2,129	1,996	1,873	1,758	1,650	1,548	1,453	1,364	1,290	1,201	
PPR-N	Singue	19.50	1.88	33	84	85	85	85	76	69	62	56	51	48	41	28	25	23	21	19	17	15	
PPR-S	Anaconda	19.20	5.89	1,713	1,808	1,508	1,416	1,329	1,247	1,170	1,098	1,031	968	908	852	500							
PPR-S	Culebra Yulebra	18.00	17.12	5,799	4,392	3,770	3,480	3,231	2,991	2,768	2,563	2,372	2,196	2,033	1,882	1,742	1,613	1,493	1,382	1,279	500	463	
PPR-S	Cachiyacu	18.50	12.81							3,900	3,800	3,348	2,951	2,600	2,291	2,019	1,778	1,568	1,381	1,217	1,073		
PPR-S	Palanda	17.20	34.47	1,542	2,379	2,274	2,134	2,003	1,880	1,764	1,658	1,554	1,458	1,369	1,284	1,205	1,131	1,062	996	935	878	824	
PPR-N	Huachito	17.10	4.93	664	1,900	1,630	1,389	1,200	1,030	883	758	650	568	479	411	352	302	258	223	191	164	141	
PPR-S	Armadillo	17.00	4.30	1,300	1,180	981	830	702	584	503	425	360	304	257	218	184	156	132	112	100	84	88	
PPR-S	Yuzuri	17.00	48.50					3,000	8,650	8,650	7,892	7,028	6,258	5,573	4,963	4,419	3,936	3,505	3,121	2,779	2,474	2,204	
PPR-S	Danta	17.00	24.77							8,000	6,000	5,509	4,864	4,295	3,792	3,348	2,957	2,611	2,308	2,036	1,798		
PPR-Ref	Residuo Shushufindi	17.00		9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	
PPR-S	Auca Este	16.00	4.84	361	338	318	298	280	263	247	231	217	204	191	180	169	158	148	138	131	123	115	
PPR-S	Primavera	15.70	1.50							780	841	540	455	384	323	272	230	194					
PPR-S	Jepeingo	15.50	611.00							78,955	82,839	101,472	112,458	112,808	113,054	105,619	93,543	84,763	78,029	72,655	66,985		
PPR-S	Shitipuno C	15.40	13.42		4,050	4,050	3,674	3,154	2,794	2,456	2,168	1,913	1,688	1,490	1,315	1,160	1,024	904	797	704	621	548	
PPR-Ref	Residuo Lago Agrio	15.00		500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
PPR-S	Tambocoche	14.40	40.50							12,928	12,536	11,987	8,851	7,078	6,032	5,324	4,585	4,028	3,639	3,343	3,108		
PPR-S	Pindo	14.20	21.78	2,354	2,209	2,430	2,281	2,140	2,009	1,885	1,769	1,660	1,558	1,462	1,373	1,288	1,208	1,135	1,065	998	938	880	
PPR-S	Puena	14.10	13.89	822	687	1,887	1,568	1,453	1,023	891	743	582	432	721	648	572	502	442	388	341	302	269	
PPR-S	Tiputini	14.00	60.00							7,402	10,631	12,743	13,970	12,240	10,969	9,983	9,128	8,458	7,914	7,437	7,036		
TOTAL			965.69	36,993	40,954	41,150	38,328	37,798	40,148	39,238	144,364	158,546	186,020	171,375	165,441	180,338	148,372	132,363	120,818	111,951	103,879	96,486	
DENSIDAD				0.9419	0.8444	0.8451	0.9453	0.9466	0.9479	0.9481	0.9598	0.9603	0.9607	0.9611	0.9611	0.9613	0.9614	0.9615	0.9614	0.9614	0.9615	0.9615	0.9615
*API				18.73	18.33	18.22	18.18	17.98	17.77	17.75	15.96	15.85	15.78	15.73	15.72	15.70	15.68	15.67	15.68	15.68	15.68	15.67	

FUENTE: PETROPRODUCCION - DPH 1985  
Elaboración: Jaime Quera

**RESERVAS Y PROYECCIONES DE PRODUCCION DE PETROLEO EN LA REGION AMAZONICA enero 1996**  
**PETROLEOS DE DENSIDAD MENORES A 22 GRADOS API**  
**COMPAÑIAS**

TABLA No 15

EMPRESA	CAMPO	API	RESERVAS	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	
MAXUS (12) (13)	Bogut-Capiron(100%)	18.30	25.15	12,000	8,364	6,595	5,398	4,625	4,093	3,663	3,362	3,107	2,888	2,695	2,501	2,330	2,170	2,028	1,904	1,800			
PEC-CITY(1)	Tarapoa	19.20	1.55	412	396	369	344	321	298	279	261	243	227	212	198	184	97	92	88	81	77	72	
OCCIDENTAL	Indillana-Reyes(4)	19.20	42.15		6,000	10,300	14,500	11,300	9,800	7,800	6,900	4,800	4,500	4,200	3,600	3,400	2,900	2,500	1,900	1,800	1,400	1,300	
MAXUS (12) (13)	Anno	19.20	71.83	12,000	9,538	19,066	32,060	20,152	16,312	12,925	11,304	10,079	9,153	8,402	7,791	7,278	6,747	6,330	5,760	2,900			
ELF	Bunka-Wande-Kup(8)	17.20	24.80	2,800	2,600	2,328	1,400	1,274	1,158	1,056	960	874	795	723	658	589	545	498	451	411	374	340	
MAXUS (12) (13)	Cinta	18.60	38.40		1,752	9,513	9,512	9,229	9,775	9,938	9,674	9,855	7,665	6,510	5,806	4,958	4,483	4,017	3,614				
MAXUS (12) (13)	Daimi	18.50	39.60	10,958	13,741	13,905	10,278	8,272	6,732	5,850	4,857	4,295	3,848	3,469	3,194	2,968	2,794	2,500	2,300	2,100	1,900	1,700	
MAXUS (12) (13)	Iro	15.90	37.10		1,738	6,771	10,858	13,897	15,111	14,343	9,686	6,603	5,132	4,254	3,770	3,435	3,130	2,852					
OCCIDENTAL	Limoncocha 20%(3)	21.80	5.28	2,400	2,400	2,160	1,700	1,340	1,220	810	700	690	450	375	250	150							
ELF	Shiripuno Norte	21.50	7.88	250	2,700	2,318	1,990	1,709	1,467	1,258	1,081	928	797	684	588	504	433	372	319	274	209	150	
ARCO	Villano	21.00	158.00		25,000	30,000	30,000	29,952	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	28,928	25,821	23,187	21,018	19,278	17,741	16,335	15,158	14,058	
ORIX (10) (11)	Lobo	20.50	0.38	1,172	1,017	893	768	665	577	501	431	378	328	284	247	214	186	161	138	111	86	81	
<b>TOTAL</b>				482.06	41,992	50,247	99,196	119,794	102,784	95,497	88,223	78,215	70,842	65,781	60,724	54,023	49,217	44,473	40,624	34,211	25,812	19,196	17,882
<b>DENSIDAD</b>				0.94485981	0.94501959	0.94233206	0.94223256	0.94236979	0.94248328	0.94231114	0.94113977	0.94002061	0.93918834	0.93863212	0.93869642	0.93875838	0.93887084	0.93883736	0.93712182	0.93397093	0.93195907	0.93188195	
<b>*API</b>				18.29	18.23	18.66	18.68	18.95	18.64	18.66	18.95	19.03	19.16	19.25	19.24	19.23	19.21	19.22	19.48	20.00	20.33	20.34	

FUENTE: PETROPRODUCCION - DM 1995  
 Elaboración: Jaime Guerra

**PETROLEOS DE DENSIDAD MENOR A 22 GRADOS API**

TABLA No 16

TOTAL	1427.15	79,985	91,201	140,346	157,122	140,582	135,845	128,481	222,579	229,188	231,801	232,099	219,464	208,555	192,845	172,977	155,029	137,563	123,075	114,168
<b>DENSIDAD</b>		0.94337313	0.94475717	0.94313781	0.94297257	0.94351419	0.94409179	0.9440525	0.95311579	0.95404445	0.9546152	0.95523172	0.95559857	0.95598182	0.95619848	0.9561486	0.95604905	0.95630048	0.95691582	0.95681423
<b>*API</b>		18.49	18.27	18.53	18.58	18.47	18.38	18.39	18.96	18.82	18.73	18.83	18.57	18.52	18.48	18.49	18.50	18.47	18.37	18.37

FUENTE: PETROPRODUCCION - DM 1995  
 Elaboración: Jaime Guerra

**TOTAL DE RESERVAS Y PROYECCIONES DEL PETROLEO EN LA REGION AMAZONICA**

TABLA No 17

RESERVAS	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	
<b>LIVANOS</b>	1,818	331,384	319,496	297,118	272,369	262,263	247,434	236,019	221,018	204,399	188,423	174,760	161,817	151,782	127,098	106,180	83,278	64,722	78,903	72,406
<b>PERALES</b>	1,427	79,985	91,201	140,346	157,122	140,582	135,845	128,481	222,579	229,188	231,801	232,099	219,464	208,555	192,845	172,977	155,029	137,563	123,075	114,168
<b>TOTAL</b>	3,243	410,369	410,697	437,464	429,521	402,845	383,079	364,480	443,597	453,577	420,224	406,958	381,281	361,317	319,943	281,157	248,307	222,285	201,978	186,574
<b>DENSIDAD PROMEDIO</b>		0.88623904	0.89749103	0.90290445	0.90489914	0.90412011	0.90449595	0.90421358	0.91834787	0.92058678	0.92226637	0.92395522	0.92438588	0.92496798	0.92579712	0.92790731	0.9281535	0.92778875	0.92739865	0.92715328
<b>*API PROMEDIO</b>		28.38	28.18	25.27	24.87	25.01	24.94	24.99	22.58	22.21	21.91	21.65	21.57	21.47	21.18	21.04	20.95	21.01	21.08	21.12

FUENTE: PETROPRODUCCION - DM 1995  
 Elaboración: Jaime Guerra

### 3.5 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO LIVIANO Y PESADO

Es necesario determinar las características de los crudos pesados del Oriente, que influyen en la producción, el transporte y la refinación. Comparados a los crudos medios y livianos, los crudos pesados poseen una densidad API inferior a 22 grados, una viscosidad elevada y un alto contenido de contaminantes, azufre, nitrógeno y metales, con los siguientes efectos:

- la alta viscosidad impide el transporte por oleoducto a grandes distancias, para lo cual se requiere reducir la misma por los siguientes métodos:
  - a. emulsión del crudo con agua,
  - b. mejora del crudo pesado en el sitio de producción mediante procesos de refinación (coquización, desasfaltado o hidrotratamiento),
  - c. dilución del crudo con crudo más ligero,
  - d. calentamiento del crudo pesado.

Los estudios realizados por IFP<sup>7</sup>-BEICIP/FANLAB demostraron que:

- a. presenta una incertidumbre en lo que respecta a las operaciones de emulsificación<sup>8</sup> y sobre todo en la desmulsificación y solución;
- b. no es económica y plantea problemas ambientales;
- c. es la solución recomendada;

---

<sup>7</sup> IFP - Instituto Frances del Petróleo.

<sup>8</sup> Emulsificación: preparación química obtenida por la separación de un líquido en globulos microscópicos en otro líquido con el cual no puede mezclarse.



d. requiere de altas inversiones por el aislamiento térmico del oleoducto; e implica riesgos de operación considerables debido al punto de gota del crudo.

- El alto nivel de contaminantes (azufre, nitrógeno y metales), tendrá un efecto perjudicial sobre la calidad de los productos refinados y a la existencia de mayor proporción de fracciones pesadas en el crudo, que conducirá a una disminución de productos livianos (GLP, gasolina, queroseno, diesel) y a un aumento de fuel oil pesado.

La explotación de petróleo que se produce en el Oriente es una mezcla de petróleos livianos y pesados, que recoge la recomendación del IFP-BEICIP/FranLAB, es decir la dilución del crudo pesado con crudo más ligero y a que los campos con sus diversos yacimientos tienen las dos calidades de petróleo, lo cual facilita la operación y reduce costos.

El proceso de explotación de un campo inicialmente produce petróleo liviano, que con el paso del tiempo declina su producción a unas tasas del 10% al 15% anual, hasta que requieren de levantamiento artificial, con lo cual se puede obtener de estos pozos el volumen de petróleo deseado; sin embargo, no siempre da resultados positivos o al momento de su requerimiento, no existen las facilidades de producción por lo cual se pasa a otro yacimiento productor, que en muchos casos corresponde a zonas de petróleo pesado.

El procedimiento enunciado no es el más adecuado, pues debería existir la planificación para determinar las necesidades de producción, sin embargo esta programación está sujeta a factores operacionales y de presupuestos que no siempre están disponibles y se observa un gran retraso en su ejecución lo que afecta a los proyectos y por ende a la producción.

Con estos criterios iniciales y considerando la exclusión de los campos que no ingresarían a la producción en el período 1996 a 2014, se puede determinar que las proyecciones de producción de la mezcla de petróleo liviano y pesado tendrían los siguiente resultados:

- De las proyecciones de producción estimadas para 1996 se prevé una producción total de la Región Amazónica de 410.369 BPPD, con un API de 26.4°. Ver Tabla No. 17 y Gráficos Nos. 6 y 7

- Desde el año 1998 se observa una caída acelerada de la producción, por lo que es menester que Petroproducción implemente proyectos de recuperación secundaria y mejorada de sus campos, para lograr incrementos en la producción. Ver Gráfico No. 6.

- En el año 2003 se incorporarían a la producción nacional los campos de Yuturi, Ishpingo, Tiputini, Tambococha, Danta, Curaray, Primavera y Cachiyacu, con lo cual la producción se recuperaría hasta alcanzar el nivel de 443,597 BPPD, para volver a declinar aceleradamente. Ver Tabla No. 17 y Gráfico No. 6.

- En las áreas de Petroproducción la incorporación de los campos de petróleo con un API de 14° a 22°, mencionados anteriormente y con los yacimientos de otros campos que han ido declinando la producción de petróleo liviano, se obtendría un API que disminuye de 26.4° a 21.1°. Ver Tabla No. 17 y Gráfico No 7.

- Las reservas de los campos de petróleo liviano, tanto de Petroproducción como de las compañías de servicio, incluidos los yacimientos de petróleo pesado, ascienden a 1.816 MMBLS, que permiten obtener una producción

para 1996 de 331.384 BPPD, declinando sostenidamente y con un API que varía de 26.38° superior a los 21.12°. Ver Tabla No 17.

Si procedemos a separar los campos de petróleo liviano y pesado a través de cálculos para encontrar la gravedad específica promedio del fluido total del pozo, realizándolos a partir de los datos de campo que generalmente están disponibles como es la gravedad API del petróleo y usando la siguiente ecuación:

$$\mu_o = 141.5 / (\text{API} + 131.5)$$

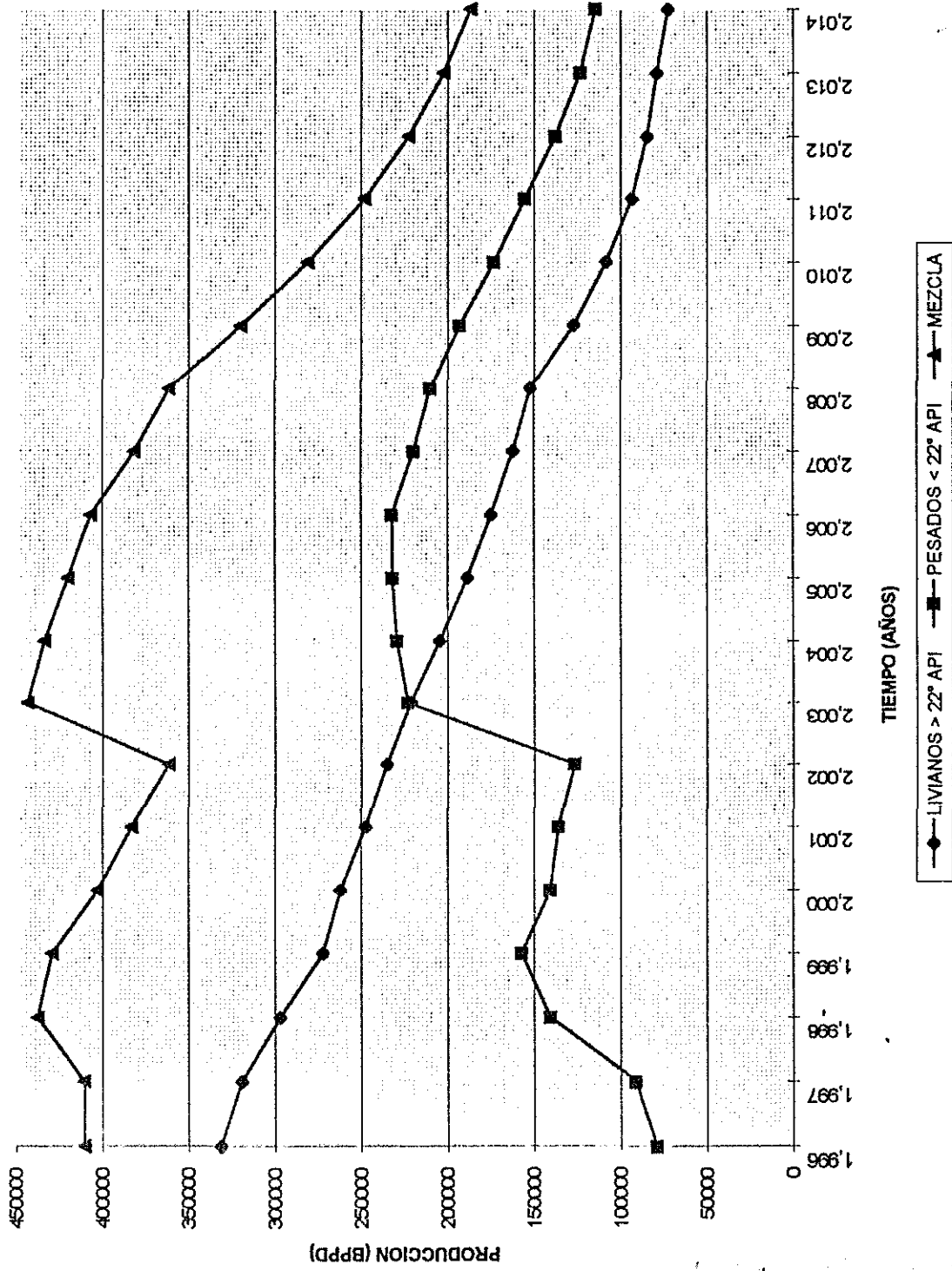
$\mu_o$  = gravedad específica promedio del petróleo

API = gravedad del petróleo a 60 °F

- Los resultados obtenidos demuestran que existen petróleos livianos que varían entre los 22° y los 34.4° API, con unas reservas de 1645.25 MMBLS, para Petroproducción con un promedio mayor a los 29° API en los veinte años de las proyecciones de producción (ver Tabla No. 11), y reservas de 170,45 MMBLS para las Compañías de Servicios con una variación entre 28° y 29° API (ver Tabla No. 12), con un total de reservas del orden de 1815 MMBLS. Ver Tabla No. 13.

- En relación a las compañías de servicio se puede manifestar que no existen programas de incorporación de nuevas reservas, con lo cual en 1996 alcanzan una producción de 65.109 BPPD que declina a 3890 BPPD en en 2014 con una variación del grado API de 23.7° a 23.9°. Ver Tabla No. 12. Sin embargo en relación a los petróleos de densidad menor a 22° API se logra llegar al pico de producción en 1999 con 118.794 BPPD declinando a 17.682 en el 2014 con un API que varía de 18.29° a 20.33°. Ver Tabla No. 15.

PRONOSTICOS DE PRODUCCION (BPPD)



# PRONOSTICOS DE GRADO API

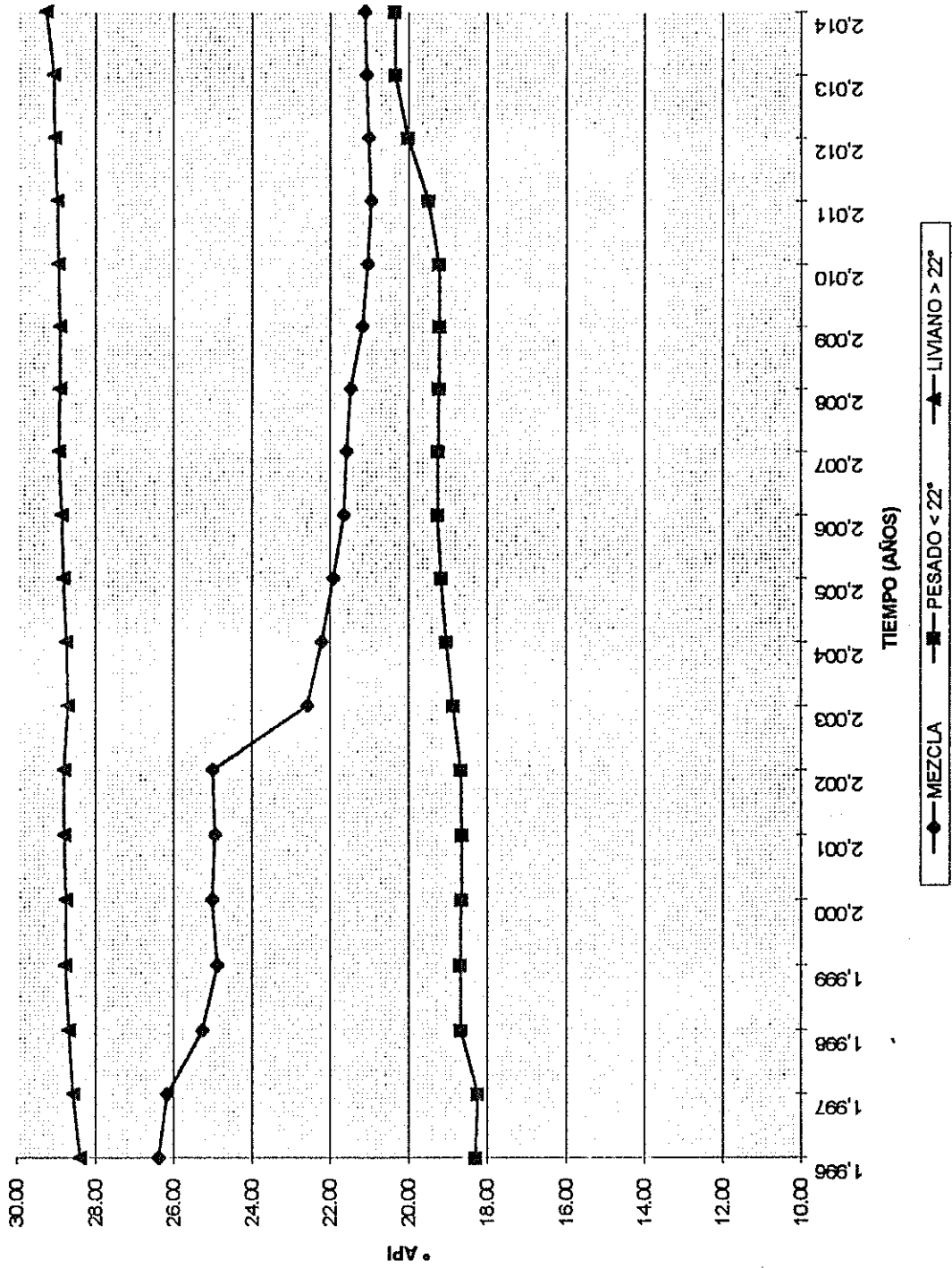


Gráfico No 7

- Los resultados de los petróleos con densidad menor a los 22° generan reservas de 965,09 MMBLS para Petroproducción con una variación entre los 15.6° y 18.7° API y para las Compañías de Servicio 462,06 MMBLS con un grado API variable entre 18.6 y 16.37. Ver Tablas 14 y 15.
  
- Las reservas de los campos de petróleo pesado de Petroproducción y las compañías de servicios, son del orden de 1.427.15 MMBLS, que para 1996 producirían 78.985 BPPD, y a partir del 2003 se incrementará hasta llegar a una cifra pico de 232.099 BPPD en el 2006. Ver Tabla No. 16.
  
- Las compañías petroleras continuarán con la producción de petróleo pesado sin mayores variaciones, a menos que los resultados exploratorios de la Séptima y Octava Rondas arrojen resultados positivos que inviertan esta tendencia, advirtiendo que la última explorará en el Pie de Monte, que hasta la presente fecha se ha mantenido inexplorado, a pesar que el campo Bermejo es productor en el sector.

### **3.6 MEJORA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LOS CAMPOS DEL ORIENTE.**

Con el objeto de mejorar la recuperación de crudo en los campos en explotación del Oriente, así como en los campos aun no explotados, el IFP-BEICIP/FANLAB, en su estudio sobre Crudos Pesados, estableció los parámetros más adecuados para definir los métodos que mejor se adapten a las condiciones de producción de los campos del Oriente, tras un análisis de los diversos métodos EOR (Enhanced Oil Recovery) y un examen de las principales características de los campos.

Los campos de densidad intermedia API de 22 a 32 grados, generalmente se encuentran localizados entre 2800 y 3000 m. de profundidad, con presiones iniciales por encima de los 4000 psi<sup>9</sup>. Las temperaturas se encuentran entre 90 y 120 grados centígrados. Las reservas recuperables son del orden de 3.385 MMBLS, que representan el 30% del crudo originalmente en el sitio, por lo tanto cada porcentaje de crudo producido con métodos EOR representa un volumen de producción suplementaria.

Los dos métodos recomendados son la inyección de CO<sub>2</sub> y la utilización de polímeros estables a alta temperatura, sin embargo el primero requiere de cantidades considerables de CO<sub>2</sub> que actualmente el país no posee, ya que los estudios del campo P-Ochenta y Bermejo no arrojan cifras de reservas que cubran la posible demanda y para el segundo caso, se requieren de estudios preliminares para determinar su factibilidad.

Los campos de crudos pesados, con excepción de Pungarayacu, están localizados en profundidades comprendidas entre 1700 y 3000 m., en los cuales los métodos de recuperación térmica no pueden ser aplicados según el estudio del IFP-BEICIP/Franlab y solo se podría aplicar la inyección de CO<sub>2</sub> sin miscibilidad<sup>10</sup>, pero consiguiéndose un aumento de volumen y una reducción de la viscosidad importante debido a las altas presiones de inyección o bien recurrir a la perforación horizontal o en racimo.

---

<sup>9</sup> psi - libra por pulgada cuadrada.

<sup>10</sup> Miscibilidad: Posibilidad de mezclarse o que puede mezclarse para formar un conjunto homogéneo.

## CAPITULO IV

### EVALUACION ECONOMICA

#### 4.1 ANTECEDENTES

Al comenzar el presente siglo se descubrió petróleo en la Península de Santa Elena, dando inicio a la historia petrolera del país. La Ley de Hidrocarburos de 1937 contemplaba la figura del **Contrato de Concesión**, bajo el cual trabajaron en el Ecuador las siguientes compañías y consorcios petroleros internacionales: Shell, Texaco-Gulf, Anglo, Superior, Union Oil y Amoco, descubriéndose petróleo en 1967 en Lago Agrio, Región Amazónica.

El **Contrato de Asociación** se puso en vigencia en el país en 1970, cuando se negoció con Cayman, OKC y Amoco, año en el cual la producción petrolera del país era de aproximadamente de 4000 BPPD.

En 1972 empezó la época del auge petrolero con las primeras exportaciones de crudo. El Presidente Velasco Ibarra fue depuesto en febrero por un golpe militar de tipo nacionalista, encabezado por el señor General Guillermo Rodríguez Lara, quien en su Gobierno dispuso que las compañías petroleras devuelvan el 60% de las áreas que mantenían de manera concesionaria y estableció un impuesto del 15% sobre las exportaciones. El 23 de junio de 1972 se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana - CEPE y en 1973 el Ecuador ingresó a la Organización de Países Exportadores de Petróleo - OPEP.

En julio de 1982, durante el régimen del Presidente Oswaldo Hurtado Larrea, se reformó la Ley de Hidrocarburos dando paso al denominado **Contrato de Prestación de Servicios**. En este año se hallaban prácticamente paralizadas las inversiones externas en la industria petrolera.



Desde febrero de 1985 se efectuaron seis Rondas de Licitación Internacional y se suscribieron trece contratos bajo esta modalidad, que permitió la incorporación de nuevas reservas de petróleo, con densidades API inferiores a 22 grados, en el orden de 650 MMBLS.

Durante el régimen del señor ingeniero León Febres Cordero, la producción petrolera de 1986 alcanzó la cifra de 289,000 BPPD, pero se desplomó en 1987, a consecuencia de un terremoto que destruyó el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano - SOTE y redujo drásticamente la capacidad exportadora del país, llegando solamente a los 175,000 BPPD.

En mayo de 1988, el señor doctor Rodrigo Borja Cevallos fue electo presidente y suspendió la licitación de nuevas áreas contractuales para exploración y explotación de petróleo. El 18 de septiembre de 1989 se expidió la Ley Especial de la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - Petroecuador, que sustituyó en todos sus derechos y obligaciones a la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana - CEPE. La nueva empresa fue estructurada como un Holding, constituida por tres filiales permanentes, Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial; y tres filiales temporales: Petroamazonas, Petropenínsula y Petrotransporte.

Esta nueva estructura buscaba elevar la eficiencia administrativa del sector público en la gestión petrolera y dotar de autonomía jurídica y financiera a la nueva empresa, mediante la recuperación de costos y la constitución de un fondo de inversiones petroleras, financiado con el 10% de la renta generada por ésta.

En junio de 1992, se efectuó el traspaso de los derechos y acciones de la Compañía Texaco a Petroecuador, de acuerdo con los términos contractuales.

En septiembre del mismo año en el régimen del señor arquitecto Sixto Durán Ballen, el país manifiesta su decisión de separarse de la OPEP y en diciembre se

retira de la Organización. Este Gobierno busca impulsar un modelo en el cual el sector privado reemplace al sector público como gestor y dinamizador del desarrollo económico, para lo cual concibe como estrategia la transferencia de algunas actividades productivas estatales a la empresas privada, que implica reducir el tamaño del Estado, la apertura hacia los mercados internacionales, el fomento de la inversión extranjera y el fortalecimiento de la libre competencia.

En diciembre de 1993, el Congreso Nacional expidió la Ley de Modernización, Privatizaciones y Prestación de Servicios Públicos por parte de la Iniciativa Privada que permite:

- la transferencia de activos de empresas estatales al sector privado;
- la participación del sector privado en actividades de inversión y gestión que estuvieron reservadas al Estado; y
- la apertura a la inversión privada nacional y extranjera en diversas áreas que incluyen:
  - . a la producción, transporte, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, minerales y en general, de todas las sustancias que se encuentren bajo la superficie de la tierra.
  - . a las empresas que la Ley define como estratégicas.
  - . a las empresas del Estado o compañías mixtas cuyas actividades no se incluyen en las anteriormente definidas.

El subsector petrolero Ecuatoriano ofrece múltiples oportunidades para la inversión privada internacional, contemplando Petroecuador un crecimiento del perfil de la producción petrolera. Para alcanzar las metas trazadas, se requiere volúmenes importantes de inversión, estimándose que el Ecuador requerirá aproximadamente

de US\$ 383 millones anuales, según estimaciones oficiales del Ministerio de Energía y Minas.

Con el fin de estimular la participación del capital y la tecnología internacional, luego de seis años durante los cuales el Ecuador decidió no ofertar bloques, en enero de 1994 se inició la Séptima Ronda de Licitaciones y en 1995 la Octava Ronda, que están encaminadas a explorar áreas potencialmente hidrocarburíferas de petróleo pesado y con menor expectativa los petróleos livianos.

#### **4.2 COMPARACIÓN DE COSTOS TOTALES DE PRODUCCIÓN**

La producción de petróleo pesado en el país aumenta constantemente debido a la existencia de reservas que se han incrementado con los descubrimientos de Petroecuador y las Compañías de Servicio, en comparación con las de otro tipo que cada vez son más difíciles de encontrar. Esto hace necesario desarrollar nuevos métodos o procesos que ayuden al transporte, tratamiento y almacenamiento de estos petróleos para que los proyectos continúen teniendo rentabilidad para el país.

La mayor parte de petróleo pesado que se produce está asociado a una producción de agua, sales y otras impurezas, lo que obliga a realizar un tratamiento del líquido y del gas para que sus características estén bajo las especificaciones requeridas para el transporte y las refinerías. Estos tratamientos en la generalidad de los casos son costosos y afectan la economía de los proyectos.

En el país el transporte, tratamiento y almacenamiento del petróleo, desde los puntos de producción hasta las refinerías o puertos de embarque, presentan dificultades y problemas difíciles de solucionar si se considera un marco económico limitado por las restricciones de la caja fiscal ya que el Gobierno no dispone de

recursos para enfrentar por si solo los requerimientos de inversión de la Industria Petrolera Ecuatoriana.

El oleoducto existente ha sido diseñado para petróleo liviano o mediano de menor viscosidad. Las líneas de transporte diseñadas para petróleos pesados, son de un mayor costo por su diámetro, así como los requerimientos de bombas por su mayor capacidad de operación, sin embargo el transporte de estos crudos puede hacerse en forma efectiva en el oleoducto existente si se incluye un tratamiento químico, calor, diluyente u otros procesos, que son costosos y no prácticos en muchos casos. En la actualidad hay restricción de producción por no existir capacidad de transporte de la mezcla de los dos petróleos, por el SOTE y el OTA.

Los estudios realizados por el BEICIP - FRANLAB, para determinar el costo total de producción establece que para solucionar el problema de transporte existen dos opciones:

- De bacheo que significa producir separadamente los dos tipos de crudo, por medio de colchones de crudo pesado y liviano para su transporte, debido a la falta de un oleoducto para transportar petróleo pesado.
- De mezcla total en la que se produce la mezcla de los dos tipos de crudo para su transporte.

En diferentes estudios se ha establecido los siguientes costos:

<b>PROCESOS</b>	<b>OPCIÓN DE BACHEO</b>	<b>OPCIÓN DE MEZCLA TOTAL</b>
	<b>US\$/barril</b>	<b>US\$/barril</b>
Costo de Producción	4.60	4.60
Dilución, almacenamiento y transporte desde los centros de producción hasta Shushufindi.	0.69	0.69
Transporte desde Shushufindi hasta Lago Agrio	0.24	0.06
Almacenamiento y transporte de Lago Agrio a Balao	0.53	0.47
Almacenamiento en Balao	0.02	0.00
<b>Costo técnico total</b>	<b>6.08</b>	<b>5.82</b>

Se puede observar que el costo de la opción de bacheo es 26 cents/barril más costoso que la mezcla total, por cuanto en los cálculos efectuados no se considero el ingreso a la producción de los Campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini que incrementan considerablemente las reservas de petróleo pesado y además se requiere de mayores operaciones y tratamientos para el transporte, sin embargo se requiere analizar adicionalmente los costos del diferencial de precio entre los diferentes crudos o las ventajas que resultan del procesamiento de un crudo más ligero en las Refinerías Ecuatorianas.

#### **4.3 REPERCUSIÓN ECONÓMICA PARA EL PAÍS POR EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO LIVIANO VERSUS PETRÓLEO PESADO.**

Para evaluar la repercusión económica, por el incremento de la producción de petróleo pesado se procedió a realizar cálculos matemáticos en base a los parámetros de una fórmula que nos permita calcular el precio de referencia del

petróleo crudo del área de contrato ajustado por calidad, que se detalla a continuación:

$$P_c = PM ( 1 + (k/100)) * DC$$

$P_c$  = precio de referencia del petróleo crudo del área del contrato ajustado por calidad a futuro.

$PM$  = precio de referencia estimado a la fecha de cálculo.

$K$  = coeficiente de corrección del precio de referencia por calidad, en donde se tiene los siguientes estimados:

$$K = 1.3 \text{ si } 15^\circ\text{API} < CC \leq 25^\circ\text{API}$$

$$K = 1.1 \text{ si } 25^\circ\text{API} < CC \leq 35^\circ\text{API}$$

$$K = 1.1 \text{ y } DC = 10 \text{ si } CC \geq 35^\circ\text{API}$$

En donde:

$CC$  = Gravedad API del petróleo crudo producido en el área del contrato.

$CM$  = Gravedad API promedio del petróleo crudo en base al cual se calculo el precio de referencia.

Por lo tanto:  $DC = CC - CM$

En base a esta formulación se procedió a estimar 3 alternativas considerando:

- un precio referencial de exportación de 17, 16 y 15 dólares por barril de crudo,
- las reservas y los petróleos de densidad mayor a 22 grados API, y
- las reservas y los petróleos de densidad menor a 22 grados API.
- se calculó los ingresos brutos totales por venta de crudo.
- se obtuvo los ingresos brutos de la mezcla de petróleo.

Los resultados obtenidos han determinado las siguientes variaciones:

- la primera alternativa que considera un precio referencial de 17 dólares y crudos separados, produce un ingreso bruto total por venta de crudo de 38.797'032.282 dólares y para la mezcla 38.746'763.293 dólares, con un diferencial de 50'268.989 dólares a favor de los crudos separados, en los veinte años de las proyecciones de producción. Ver Tablas 18, 19, 20 y 21.
  
- la segunda alternativa que considera un precio referencial de 16 dólares para crudos separados, produce un total de 36.514'853.913 dólares y para la mezcla 36.467'541.923 dólares, con un diferencial de 47'311.990 dólares a favor de los crudos pesados, en los veinte años de las proyecciones de producción. Ver Tablas 22, 23, 24 y 25.
  
- la tercera alternativa que considera un precio referencial de 15 dólares para crudos separados, produce un total de 34'232.675.543 dólares y para la mezcla 34.188'320.553 dólares, con un diferencial de 44'354.990 dólares a favor de los crudos pesados, en los veinte años de las proyecciones de producción. Ver Tablas 26, 27, 28 y 29.

ALTERNATIVA N°1

PETROLEO PRODUCIDO EN EL ORIENTE ECUATORIANO

PETROLEOS DE DENSIDAD MAYOR A 22 °API

RESERVAS (MM BBLs)=

1815.7 PRECIO EXP. REF 29°API=

17

TABLA No 18

AÑO	PRODUCCION DIARIA (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BBL)	°API	PRECIO CRUDO EXP. (DLS/BL)	INGRESOS BRUTOS
1996	331,384	120,955,160	28.39	16.89	2,042,440,365
1997	319,496	116,616,040	28.57	16.92	1,973,095,584
1998	297,118	108,448,070	28.67	16.94	1,836,924,860
1999	272,399	99,425,635	28.76	16.96	1,685,773,573
2000	262,263	95,725,995	28.75	16.95	1,622,866,725
2001	247,434	90,313,410	28.79	16.96	1,531,781,362
2002	235,019	85,781,935	28.79	16.96	1,454,924,238
2003	221,018	80,671,570	28.69	16.94	1,366,740,159
2004	204,389	74,601,985	28.74	16.95	1,264,606,596
2005	188,423	68,774,395	28.80	16.96	1,166,592,553
2006	174,760	63,787,400	28.86	16.97	1,082,715,846
2007	161,817	59,063,205	28.92	16.99	1,003,190,899
2008	151,762	55,393,130	28.89	16.98	940,543,773
2009	127,098	46,390,770	28.90	16.98	787,775,583
2010	108,180	39,485,700	28.94	16.99	670,813,870
2011	93,278	34,046,470	28.97	16.99	578,598,989
2012	84,722	30,923,530	29.02	17.00	525,815,664
2013	78,903	28,799,595	29.05	17.01	489,862,391
2014	72,406	26,428,190	29.25	17.05	450,514,748
<b>TOTAL</b>	<b>3,631,869</b>	<b>1,325,632,185</b>	<b>28.83</b>	<b>16.97</b>	<b>22,475,577,779</b>

Fuente: Petroproducción - DNH, 1995

Elaboración: Jaime Guerra



ALTERNATIVA N° 1

PETROLEO PRODUCIDO EN EL ORIENTE ECUATORIANO

PETROLEOS DE DENSIDAD MENOR A 22 °API

RESERVAS (MM BBLs)

1427.15 PRECIO EXP. REF 29°AP

17

TABLA No 19

AÑO	PRODUCCION DIARIA (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BBL)	°API	PRECIO CRUDO EXP (DLS/BL)	INGRESOS BRUTOS (DOLARES)
1996	78,985	28,829,525	18.49	14.68	423,139,299
1997	91,201	33,288,365	18.27	14.63	486,964,506
1998	140,346	51,226,290	18.53	14.69	752,315,954
1999	157,122	57,349,530	18.56	14.69	842,622,880
2000	140,582	51,312,430	18.47	14.67	752,900,615
2001	135,645	49,510,425	18.38	14.65	725,475,267
2002	126,461	46,158,265	18.39	14.66	676,458,144
2003	222,579	81,241,335	16.96	14.34	1,164,932,501
2004	229,188	83,653,620	16.82	14.31	1,196,934,399
2005	231,801	84,607,365	16.73	14.29	1,208,897,952
2006	232,099	84,716,135	16.63	14.27	1,208,579,867
2007	219,464	80,104,360	16.57	14.25	1,141,725,040
2008	209,555	76,487,575	16.52	14.24	1,089,329,924
2009	192,845	70,388,425	16.48	14.23	1,001,844,084
2010	172,977	63,136,605	16.49	14.24	898,767,882
2011	155,029	56,585,585	16.50	14.24	805,637,266
2012	137,563	50,210,495	16.47	14.23	714,539,027
2013	123,075	44,922,375	16.37	14.21	638,291,694
2014	114,168	41,671,320	16.37	14.21	592,098,201
<b>TOTAL</b>	<b>3,110,685</b>	<b>1,135,400,025</b>	<b>17.26</b>	<b>14.41</b>	<b>16,321,454,503</b>

Fuente: Petroproducción - DNH, 1995

Elaboración: Jaime Guerra

INGRESOS BRUTOS TOTALES POR VENTA DE CRUDO

ORIENTE

TABLA No 20

AÑO	POR CRUDOS MAYORES A 22 ° (DOLARES)	POR CRUDOS MENORES A 22 ° (DOLARES)	TOTAL (DOLARES)
1996	2,042,440,365	423,139,299	2,465,579,664
1997	1,973,095,584	486,964,506	2,460,060,091
1998	1,836,924,860	752,315,954	2,589,240,814
1999	1,685,773,573	842,622,880	2,528,396,453
2000	1,622,866,725	752,900,615	2,375,767,340
2001	1,531,781,362	725,475,267	2,257,256,630
2002	1,454,924,238	676,458,144	2,131,382,382
2003	1,366,740,159	1,164,932,501	2,531,672,660
2004	1,264,606,596	1,196,934,399	2,461,540,995
2005	1,166,592,553	1,208,897,952	2,375,490,504
2006	1,082,715,846	1,208,579,867	2,291,295,712
2007	1,003,190,899	1,141,725,040	2,144,915,939
2008	940,543,773	1,089,329,924	2,029,873,697
2009	787,775,583	1,001,844,084	1,789,619,667
2010	670,813,870	898,767,882	1,569,581,752
2011	578,598,989	805,637,266	1,384,236,256
2012	525,815,664	714,539,027	1,240,354,691
2013	489,862,391	638,291,694	1,128,154,085
2014	450,514,748	592,098,201	1,042,612,949
<b>TOTAL</b>	<b>22,475,577,779</b>	<b>16,321,454,503</b>	<b>38,797,032,282</b>

Fuente: Petroproducción - DNH, 1995

Elaboración: Jaime Guerra

TABLA No 21

AÑO	PRODUCCION DIARIA (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BBL)	°API	PRECIO CRUDO EXP. (DLS/BL)	INGRESOS BRUTOS (DOLARES)
1996	410,369	149,784,685	26.38	16.51	2,472,954,136
1997	410,697	149,904,405	26.16	16.47	2,468,763,654
1998	437,464	159,674,360	25.27	16.30	2,603,089,657
1999	429,521	156,775,165	24.87	16.09	2,522,084,409
2000	402,845	147,038,425	25.01	16.25	2,389,943,445
2001	383,079	139,823,835	24.94	16.10	2,251,546,861
2002	361,480	131,940,200	24.99	16.11	2,126,056,675
2003	443,597	161,912,905	22.58	15.58	2,522,794,117
2004	433,577	158,255,605	22.21	15.50	2,452,868,507
2005	420,224	153,381,760	21.91	15.43	2,367,157,574
2006	406,859	148,503,535	21.65	15.38	2,283,338,378
2007	381,281	139,167,565	21.57	15.36	2,137,331,288
2008	361,317	131,880,705	21.47	15.34	2,022,505,347
2009	319,943	116,779,195	21.18	15.27	1,783,426,175
2010	281,157	102,622,305	21.04	15.24	1,564,050,131
2011	248,307	90,632,055	20.95	15.22	1,379,505,978
2012	222,285	81,134,025	21.01	15.23	1,236,012,775
2013	201,978	73,721,970	21.08	15.25	1,124,236,451
2014	186,574	68,099,510	21.12	15.26	1,039,097,735
<b>TOTAL</b>	<b>6,742,554</b>	<b>2,461,032,210</b>	<b>22.92</b>	<b>15.68</b>	<b>38,746,763,293</b>

<b>INGRESOS BRUTOS SIN MEZCLA</b>	<b>38,797,032,282</b>
<b>INGRESOS BRUTOS CON MEZCLA</b>	<b>38,746,763,293</b>
<b>DIFERENCIA US DOLARES</b>	<b>50,268,989</b>

Fuente: Petroproducción - DNH, 1995

Elaboración: Jaime Guerra

ALTERNATIVA 2

PETROLEO PRODUCIDO EN EL ORIENTE ECUATORIANO

PETROLEOS DE DENSIDAD MAYOR A 22 °API

RESERVAS (MM BBLs)=

1815.7 PRECIO EXP. REF 29°API=

16

TABLA No 22

AÑO	PRODUCCION DIARIA (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BBL)	°API	PRECIO CRUDO EXP. (DLS/BL)	INGRESOS BRUTOS (DOLARES)
1996	331,384	120,955,160	28.39	15.89	1,922,296,814
1997	319,496	116,616,040	28.57	15.92	1,857,031,138
1998	297,118	108,448,070	28.67	15.94	1,728,870,456
1999	272,399	99,425,635	28.76	15.96	1,586,610,421
2000	262,263	95,725,995	28.75	15.96	1,527,403,976
2001	247,434	90,313,410	28.79	15.96	1,441,676,576
2002	235,019	85,781,935	28.79	15.96	1,369,340,460
2003	221,018	80,671,570	28.69	15.95	1,286,343,679
2004	204,389	74,601,985	28.74	15.95	1,190,217,973
2005	188,423	68,774,395	28.80	15.96	1,097,969,461
2006	174,760	63,787,400	28.86	15.98	1,019,026,678
2007	161,817	59,063,205	28.92	15.99	944,179,670
2008	151,762	55,393,130	28.89	15.98	885,217,669
2009	127,098	46,390,770	28.90	15.98	741,435,842
2010	108,180	39,485,700	28.94	15.99	631,354,231
2011	93,278	34,046,470	28.97	15.99	544,563,755
2012	84,722	30,923,530	29.02	16.00	494,885,331
2013	78,903	28,799,595	29.05	16.01	461,046,956
2014	72,406	26,428,190	29.25	16.04	424,013,880
<b>TOTAL</b>	<b>3,631,869</b>	<b>1,325,632,185</b>	<b>28.83</b>	<b>15.97</b>	<b>21,153,484,969</b>

Fuente: Petroproducción - DNH, 1995

Elaboración: Jaime Guerra

ALTERNATIVA 2

PETROLEO PRODUCIDO EN EL ORIENTE ECUATORIANO

PETROLEOS DE DENSIDAD MENOR A 22 °API

RESERVAS (MM BBLs)=

1427.15 PRECIO EXP. REF 29°API=

16

TABLA No 23

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (B/D)	PRODUCCIÓN ANUAL (BBL)	°API	PRECIO CRUDO EXP. (DLS/BL)	INGRESOS BRUTOS (DOLARES)
1996	78,985	28,829,525	18.49	13.81	398,248,752
1997	91,201	33,288,365	18.27	13.77	458,319,535
1998	140,346	51,226,290	18.53	13.82	708,062,075
1999	157,122	57,349,530	18.56	13.83	793,056,829
2000	140,582	51,312,430	18.47	13.81	708,612,343
2001	135,645	49,510,425	18.38	13.79	682,800,252
2002	126,461	46,158,265	18.39	13.79	636,666,488
2003	222,579	81,241,335	16.96	13.50	1,096,407,060
2004	229,188	83,653,620	16.82	13.47	1,126,526,493
2005	231,801	84,607,365	16.73	13.45	1,137,786,307
2006	232,099	84,716,135	16.63	13.43	1,137,486,933
2007	219,464	80,104,360	16.57	13.41	1,074,564,743
2008	209,555	76,487,575	16.52	13.40	1,025,251,693
2009	192,845	70,388,425	16.48	13.40	942,912,079
2010	172,977	63,136,605	16.49	13.40	845,899,183
2011	155,029	56,585,585	16.50	13.40	758,246,839
2012	137,563	50,210,495	16.47	13.39	672,507,320
2013	123,075	44,922,375	16.37	13.37	600,745,124
2014	114,168	41,671,320	16.37	13.37	557,268,896
<b>TOTAL</b>	<b>3,110,685</b>	<b>1,135,400,025</b>	<b>17.26</b>	<b>13.56</b>	<b>15,361,368,944</b>

Fuente: Petroproducción - DNH, 1995

Elaboración: Jaime Guerra

**INGRESOS BRUTOS TOTALES POR VENTA DE CRUDO**

**ORIENTE**

TABLA No 24

<b>AÑO</b>	<b>POR CRUDOS MAYORES A 22 ° (DOLARES)</b>	<b>POR CRUDOS MENORES A 22 ° (DOLARES)</b>	<b>TOTAL (DOLARES)</b>
1996	1,922,296,814	398,248,752	2,320,545,566
1997	1,857,031,138	458,319,535	2,315,350,674
1998	1,728,870,456	708,062,075	2,436,932,531
1999	1,586,610,421	793,056,829	2,379,667,250
2000	1,527,403,976	708,612,343	2,236,016,320
2001	1,441,676,576	682,800,252	2,124,476,828
2002	1,369,340,460	636,666,488	2,006,006,948
2003	1,286,343,679	1,096,407,060	2,382,750,739
2004	1,190,217,973	1,126,526,493	2,316,744,466
2005	1,097,969,461	1,137,786,307	2,235,755,769
2006	1,019,026,678	1,137,486,933	2,156,513,612
2007	944,179,670	1,074,564,743	2,018,744,414
2008	885,217,669	1,025,251,693	1,910,469,362
2009	741,435,842	942,912,079	1,684,347,922
2010	631,354,231	845,899,183	1,477,253,414
2011	544,563,755	758,246,839	1,302,810,594
2012	494,885,331	672,507,320	1,167,392,650
2013	461,046,956	600,745,124	1,061,792,080
2014	424,013,880	557,268,896	981,282,776
<b>TOTAL</b>	<b>21,153,484,969</b>	<b>15,361,368,944</b>	<b>36,514,853,913</b>

Fuente: Petroproducción - DNH, 1995

Elaboración: Jaime Guerra

TABLA No 25

AÑO	PRODUCCION DIARIA (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BBL)	°API	PRECIO CRUDO EXP. (DLS/BL)	INGRESOS BRUTOS (DOLARES)
1996	410,369	149,784,685	26.38	15.54	2,327,486,246
1997	410,697	149,904,405	26.16	15.50	2,323,542,262
1998	437,464	159,674,360	25.27	15.34	2,449,966,736
1999	429,521	156,775,165	24.87	15.14	2,373,726,502
2000	402,845	147,038,425	25.01	15.30	2,249,358,536
2001	383,079	139,823,835	24.94	15.16	2,119,102,928
2002	361,480	131,940,200	24.99	15.17	2,000,994,518
2003	443,597	161,912,905	22.58	14.66	2,374,394,463
2004	433,577	158,255,605	22.21	14.59	2,308,582,124
2005	420,224	153,381,760	21.91	14.53	2,227,913,011
2006	406,859	148,503,535	21.65	14.47	2,149,024,356
2007	381,281	139,167,565	21.57	14.45	2,011,605,918
2008	361,317	131,880,705	21.47	14.43	1,903,534,445
2009	319,943	116,779,195	21.18	14.37	1,678,518,753
2010	281,157	102,622,305	21.04	14.34	1,472,047,182
2011	248,307	90,632,055	20.95	14.33	1,298,358,567
2012	222,285	81,134,025	21.01	14.34	1,163,306,141
2013	201,978	73,721,970	21.08	14.35	1,058,104,896
2014	186,574	68,099,510	21.12	14.36	977,974,339
<b>TOTAL</b>	<b>6,742,554</b>	<b>2,461,032,210</b>	<b>22.92</b>	<b>14.76</b>	<b>36,467,541,923</b>

87

INGRESOS BRUTOS SIN MEZCLA	36,514,853,913
INGRESOS BRUTOS CON MEZCLA	36,467,541,923
DIFERENCIA US DOLARES	47,311,990

Fuente: Petroproducción - DNH, 1995

Elaboración: Jaime Guerra

ALTERNATIVA N° 3

PETROLEO PRODUCIDO EN EL ORIENTE ECUATORIANO

PETROLEOS DE DENSIDAD MAYOR A 22 °API

RESERVAS (MM BBLs)=

1815.7

PRECIO EXP. REF 29°API=

15

TABLA No 26

A Ñ O	PRODUCCION DIARIA (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BBL)	°API	PRECIO CRUDO EXP. (DLS/BL)	INGRESOS BRUTOS (DOLARES)
1996	331,384	120,955,160	28.39	14.90	1,802,153,263
1997	319,496	116,616,040	28.57	14.93	1,740,966,692
1998	297,118	108,448,070	28.67	14.95	1,620,816,053
1999	272,399	99,425,635	28.76	14.96	1,487,447,270
2000	262,263	95,725,995	28.75	14.96	1,431,941,228
2001	247,434	90,313,410	28.79	14.97	1,351,571,790
2002	235,019	85,781,935	28.79	14.97	1,283,756,681
2003	221,018	80,671,570	28.69	14.95	1,205,947,199
2004	204,389	74,601,985	28.74	14.96	1,115,829,350
2005	188,423	68,774,395	28.80	14.97	1,029,346,370
2006	174,760	63,787,400	28.86	14.98	955,337,511
2007	161,817	59,063,205	28.92	14.99	885,168,441
2008	151,762	55,393,130	28.89	14.98	829,891,565
2009	127,098	46,390,770	28.90	14.98	695,096,102
2010	108,180	39,485,700	28.94	14.99	591,894,592
2011	93,278	34,046,470	28.97	15.00	510,528,520
2012	84,722	30,923,530	29.02	15.00	463,954,998
2013	78,903	28,799,595	29.05	15.01	432,231,522
2014	72,406	26,428,190	29.25	15.04	397,513,013
<b>TOTAL</b>	<b>3,631,869</b>	<b>1,325,632,185</b>	<b>28.83</b>	<b>14.97</b>	<b>19,831,392,158</b>

88

Fuente: Petroproducción - DNH 1995

Elaboración: Jaime Guerra



ALTERNATIVA N° 3

PETROLEO PRODUCIDO EN EL ORIENTE ECUATORIANO

PETROLEOS DE DENSIDAD MENOR A 22 °API

RESERVAS (MM BBLs)=

1427.15

PRECIO EXP. REF 29°API=

15

TABLA No 27

AÑO	PRODUCCION DIARIA (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BBL)	°API	PRECIO CRUDO EXP. (DLS/BL)	INGRESOS BRUTOS (DOLARES)
1996	78,985	28,829,525	18.49	12.95	373,358,205
1997	91,201	33,288,365	18.27	12.91	429,674,564
1998	140,346	51,226,290	18.53	12.96	663,808,195
1999	157,122	57,349,530	18.56	12.96	743,490,777
2000	140,582	51,312,430	18.47	12.95	664,324,072
2001	135,645	49,510,425	18.38	12.93	640,125,236
2002	126,461	46,158,265	18.39	12.93	596,874,833
2003	222,579	81,241,335	16.96	12.65	1,027,881,619
2004	229,188	83,653,620	16.82	12.62	1,056,118,587
2005	231,801	84,607,365	16.73	12.61	1,066,674,663
2006	232,099	84,716,135	16.63	12.59	1,066,394,000
2007	219,464	80,104,360	16.57	12.58	1,007,404,447
2008	209,555	76,487,575	16.52	12.57	961,173,462
2009	192,845	70,388,425	16.48	12.56	883,980,074
2010	172,977	63,136,605	16.49	12.56	793,030,484
2011	155,029	56,585,585	16.50	12.56	710,856,412
2012	137,563	50,210,495	16.47	12.56	630,475,612
2013	123,075	44,922,375	16.37	12.54	563,198,554
2014	114,168	41,671,320	16.37	12.54	522,439,590
<b>TOTAL</b>	<b>3,110,685</b>	<b>1,135,400,025</b>	<b>17.26</b>	<b>12.71</b>	<b>14,401,283,385</b>

89

Fuente: Petroproducción - DNH 1995

Elaboración: Jaime Guerra

INGRESOS BRUTOS TOTALES POR VENTA DE CRUDO

ORIENTE

TABLA No 28

AÑO	POR CRUDOS MAYORES A 22 ° (DOLARES)	POR CRUDOS MENORES A 22 ° (DOLARES)	T O T A L (DOLARES)
1996	1,802,153,263	373,358,205	2,175,511,468
1997	1,740,966,692	429,674,564	2,170,641,256
1998	1,620,816,053	663,808,195	2,284,624,248
1999	1,487,447,270	743,490,777	2,230,938,047
2000	1,431,941,228	664,324,072	2,096,265,300
2001	1,351,571,790	640,125,236	1,991,697,026
2002	1,283,756,681	596,874,833	1,880,631,514
2003	1,205,947,199	1,027,881,619	2,233,828,818
2004	1,115,829,350	1,056,118,587	2,171,947,937
2005	1,029,346,370	1,066,674,663	2,096,021,033
2006	955,337,511	1,066,394,000	2,021,731,511
2007	885,168,441	1,007,404,447	1,892,572,888
2008	829,891,565	961,173,462	1,791,065,027
2009	695,096,102	883,980,074	1,579,076,177
2010	591,894,592	793,030,484	1,384,925,076
2011	510,528,520	710,856,412	1,221,384,932
2012	463,954,998	630,475,612	1,094,430,610
2013	432,231,522	563,198,554	995,430,075
2014	397,513,013	522,439,590	919,952,602
<b>TOTAL</b>	<b>19,831,392,158</b>	<b>14,401,283,385</b>	<b>34,232,675,543</b>

Fuente: Petroproducción - DNH 1995

Elaboración: Jaime Guerra

TABLA No 29

AÑO	PRODUCCION DIARIA (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BBL)	°API	PRECIO CRUDO EXP. (DLS/BL)	INGRESOS BRUTOS (DOLARES)
1996	410,369	149,784,685	26.38	14.57	2,182,018,356
1997	410,697	149,904,405	26.16	14.53	2,178,320,871
1998	437,464	159,674,360	25.27	14.38	2,296,843,815
1999	429,521	156,775,165	24.87	14.19	2,225,368,596
2000	402,845	147,038,425	25.01	14.34	2,108,773,628
2001	383,079	139,823,835	24.94	14.21	1,986,658,995
2002	361,480	131,940,200	24.99	14.22	1,875,932,361
2003	443,597	161,912,905	22.58	13.75	2,225,994,809
2004	433,577	158,255,605	22.21	13.68	2,164,295,741
2005	420,224	153,381,760	21.91	13.62	2,088,668,448
2006	406,859	148,503,535	21.65	13.57	2,014,710,333
2007	381,281	139,167,565	21.57	13.55	1,885,880,548
2008	361,317	131,880,705	21.47	13.53	1,784,563,542
2009	319,943	116,779,195	21.18	13.48	1,573,611,331
2010	281,157	102,622,305	21.04	13.45	1,380,044,233
2011	248,307	90,632,055	20.95	13.43	1,217,211,157
2012	222,285	81,134,025	21.01	13.44	1,090,599,507
2013	201,978	73,721,970	21.08	13.46	991,973,340
2014	186,574	68,099,510	21.12	13.46	916,850,943
<b>TOTAL</b>	<b>6,742,554</b>	<b>2,461,032,210</b>	<b>22.92</b>	<b>13.83</b>	<b>34,188,320,553</b>

<b>INGRESOS BRUTOS SIN MEZCLA</b>	<b>34,232,675,543</b>
<b>INGRESOS BRUTOS CON MEZCLA</b>	<b>34,188,320,553</b>
<b>DIFERENCIA US DOLARES</b>	<b>44,354,990</b>

Fuente: Petroproducción - DNH 1995

Elaboración: Jaime Guerra

## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### **5.1 CONCLUSIONES**

Del análisis de los capítulos precedentes se puede concluir los siguientes términos:

- Las cifras de reservas originales en la Región Amazónica son de 5.512,2 MMBLS, la producción acumulada es de 2.126,9 MMBLS y reservas remanentes son de 3.385,3 MMBLS, siendo el mayor aporte de Petroproducción con el 81% y las compañías el 19%.
- El volumen de reservas totales originales de los campos de Petroproducción son del orden de 4.779,96 MMBLS, con un volumen de producción acumulada de 2.041,65 MMBLS y un volumen de reservas remanentes de 2.738,3, a condiciones de superficie.
- A diciembre de 1995 las reservas de Petroproducción se han incrementado en 132,8 MMBLS, sin considerar las reservas posibles de los prospectos que se encuentran en estudio para su futura exploración a base de perforación.
- Las reservas de las compañías se han incrementado en 19,6 MMBLS en 1995 con respecto a 1994, cifras inferiores a las logradas por Petroproducción. Los incrementos se observan en los campos operados por las compañías Maxus y Oryx.

- En la proyección de producción de Petroproducción se determina que existirá una producción pico en el año 2004 con una cifra de 353,001 BPPD y un API promedio de 23 grados. Se estima que para esta fecha existiría una disminución de aproximadamente 5 grados API.

- Para 1996 los pronósticos de proyección de las Compañías de Servicios tienen un tope de 107,100 BPPD, con un API de 21,6 grados, siendo el pico máximo de la producción en el año 1999 con un volumen de 154,281 BPPD, lo que significa una reducción de la producción de petróleos livianos, con un incremento de la producción de petróleo pesado y que requiere una nueva política gubernamental para determinar:

. Si Petroproducción continua entregando petróleo liviano a las compañías de servicios para que lo utilicen como diluyente.

. Si es necesario separar la producción de petróleos livianos y pesados.

. Se requiere realizar los cálculos técnicos-económicos para determinar la posibilidad de la separación de los dos crudos; y

. Resolver que es más conveniente para el país si construir un oleoducto exclusivo para petróleos pesados o ampliar el existente para transportar la mezcla.

- Para el período 2003 - 2014 se estima que la producción declinaría hasta 186,573 BPPD, por lo que se requiere establecer una política a mediano y largo plazo a fin de incrementar las relaciones reserva - año, para en el próximo siglo el país no se constituya en un importador de petróleo. Esto significaría un cambio en el manejo económico, pues los recursos necesarios

para financiar el presupuesto del Estado tendrán que ser obtenidos de otras fuentes de producción diferentes a la industria hidrocarburrífera.

- La incorporación cada vez mayor de crudos pesados a la producción nacional requiere que se tomen decisiones respecto a las políticas energéticas, para llegar a una solución global técnica y económica.

- En los yacimientos con petróleos pesados y no muy viscosos, los fluidos dentro del yacimiento pueden desplazarse de la misma forma que lo hacen en el caso de contener petróleos livianos y/o medianos, sin embargo en los petróleos pesados los desplazamientos son poco eficientes, debido a la gran diferencia de movilidades que pueden existir entre el fluido desplazante y el fluido desplazado, por lo cual es necesario desarrollar técnicas de producción asociada a algunos procesos que permitan mejorar la recuperación que se pueda obtener de los yacimientos.

- Los yacimientos de crudo pesado se caracterizan por tener una recuperación y tasa de producción primaria de petróleo muy baja, aplicándose métodos convencionales de inyección de vapor y/o inyección de agua para aumentar este recobro, sin lograr muchas veces buenos resultados.

- El Ecuador tiene que afrontar los problemas de producción y transporte de manera inmediata, en consecuencia la evaluación de reservas de petróleo según su calidad y producción, a lo largo del tiempo, es de importancia primordial para el futuro.

- El país dispone de una cantidad considerable de petróleo pesado, entre los 10 y 22 grados API; la mayoría de los campos se encuentran en emplazamientos remotos y sin infraestructura tales como los Campos

Ishpingo, Tambococha, Tiputini que tiene reservas de 711 MMBLS o Pungarayacu con reservas de 300 MMBLS.

- Los campos de crudos pesados que pueden ser explotados, han sido seleccionados en base a la densidad del crudo y a su emplazamiento, sin embargo es necesario mencionar que el estudio realizado por Conoco hoy Maxus, demostró que la explotación de crudos pesados entre 15 y 22 grados API tiene dificultades de transporte aun cuando existan soluciones técnicas fiables, encontrando que una de las soluciones posibles es la mezcla con un crudo liviano, por lo cual es indispensable la disponibilidad de un campo de dicho crudo, cercano a los campos de crudos pesados, para evitar inversiones importantes o producirlo en forma independiente.

- Las cifras de reservas recuperables remanentes, tanto de los campos en explotación, como los sin explotación, a finales de 1995 son las siguientes:

. densidad > 22 grados API	1815 MMBLS
. densidad < 22 grados API	1427 MMBLS
<b>TOTAL DE RESERVAS</b>	<b>3242 MMBLS</b>

- En las áreas de Petroproducción la incorporación de los campos de petróleo con un API de 14 a 22.5 grados a la producción, da como resultado que disminuye el grado API de 27.9 a 23.6 grados.

- El petróleo que producen la compañías de servicio en su mayoría corresponde a petróleo pesado con un API de 21.6 grados que tiende a disminuir hasta 19.9 grados API.

- Las reservas de los campos de petróleo liviano, tanto de Petroproducción como de las compañías de servicio, incluidos los yacimientos de petróleo pesado, ascienden a 1.816,70 MMBLS, que permiten obtener una producción

para 1996 de 331.384 BPPD, declinando sostenidamente y con un API superior a los 22 grados.

- Si separaran los campos de petróleo liviano y pesado se determinan los siguientes resultados:

. Las reservas de los campos de petróleo pesado de Petroproducción y las compañías de servicios, son del orden de 1.427.15 MMBLS, que para 1996 producirían 78.985 BPPD, y a partir del 2003 se incrementará hasta llegar a una cifra pico de 232.099 BPPD en el 2007.

. En el año 2003 la producción de petróleo pesado será igual a la del petróleo liviano, para luego superarla a partir del año 2004, con un descenso drástico del API a 21.7 grados, valor que es menor al API de 22 grados considerado el límite entre pesados y livianos.

. Las compañías petroleras continuarán con la producción de petróleo pesado sin mayores variaciones, a menos que los resultados exploratorios de la Séptima y Octava Rondas arrojen resultados positivos que inviertan esta tendencia.

. El potencial hidrocarburoífero del país puede incrementarse si se confirma las reservas posibles de Petroproducción de 261,4 MMBLS, con un 50% de riesgo exploratorio, así como por los prospectos existentes en los bloques de las compañías de servicios.

- Se debe continuar con la exploración a fin de confirmar las reservas posibles de Petroproducción, que son de 261,4 MMBLS, con un posible éxito exploratorio del orden del 50%;



- Se requiere que la exploración de los prospectos existentes en los diferentes bloques de las compañías prestatarias de servicios continúe en el futuro próximo.

- La Séptima Ronda de Exploración Petrolera está orientada a la exploración de pie de monte, que no ha sido explorada con anterioridad.

- Se podría incorporar nuevas reservas con la Octava Ronda de Licitaciones Petroleras que actualmente se encuentra en proceso de adjudicación de los diferentes bloques a ser explorados. constituyendo un proyecto de mediano a largo plazo.

- Las consecuencias del aumento de la producción de crudos pesados:

. Es necesario establecer y analizar las posibles soluciones a fin de superar los problemas técnicos y económicos derivados del aumento de la producción de crudos pesados al sistema de producción, transporte e industrialización.

. Se requiere analizar los parámetros históricos de la comercialización de los hidrocarburos a fin de establecer nuevos mercados que requieran petróleo pesado.

. Implementar una estrategia de conservación de los hidrocarburos, pues las exportaciones petroleras representan aproximadamente la mitad de las exportaciones del país.

- La nueva estructura económica del país busca elevar la eficiencia administrativa del sector público en la gestión petrolera y dotar de autonomía jurídica y financiera a Petroecuador, mediante la recuperación de costos y la

constitución de un fondo de inversiones petroleras, financiado con el 10% de la renta generada por ésta, sin embargo el financiamiento ha sido restringido o no ha cumplido con las asignaciones financieras el Gobierno actual.

- El Congreso Nacional expidió la Ley de Modernización, Privatizaciones y Prestación de Servicios Públicos por parte de la iniciativa privada que permite:

- \* la transferencia de activos de empresas estatales al sector privado;
- \* la participación del sector privado en actividades de inversión y gestión que estuvieron reservadas al Estado; y
- \* la apertura a la inversión privada nacional y extranjera en diversas áreas que incluyen:

- . a la producción, transporte, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, minerales y en general, de todas las sustancias que se encuentren bajo la superficie de la tierra.

- . a las empresas que la Ley define como estratégicas.

- . a las empresas del Estado o compañías mixtas cuyas actividades no se incluyen en las anteriormente definidas.

- El subsector petrolero ecuatoriano ofrece múltiples oportunidades para la inversión privada internacional, contemplando Petroecuador un crecimiento del perfil de la producción petrolera.

- En enero de 1994 se inició la Séptima Ronda de Licitaciones y en 1995 la Octava Ronda, que están encaminadas a explorar áreas potencialmente hidrocarbúferas de petróleo pesado y con menor expectativa los petróleos livianos.

- En el país el transporte, tratamiento y almacenamiento del petróleo, desde los puntos de producción hasta las refinerías o puertos de embarque, presentan dificultades y problemas difíciles de solucionar, debido al actual marco económico limitado por las restricciones de la caja fiscal ya que el Gobierno no dispone de recursos para enfrentar por si solo los requerimientos de inversión de la Industria Petrolera Ecuatoriana.
- El oleoducto existente ha sido diseñado para transportar petróleo liviano o mediano de menor viscosidad. Las líneas de transporte diseñadas para petróleos pesados, son de un mayor costo por su diámetro, así como los requerimientos de bombas por su mayor capacidad de operación.
- El transporte de crudos pesados puede hacerse en forma efectiva por el oleoducto existente si se incluye un tratamiento químico, calor, diluyente u otros procesos, que son costosos y no prácticos en muchos casos.
- En la actualidad hay restricción de producción por no existir capacidad de transporte de la mezcla de los dos petróleos, por el SOTE y el OTA.
- Se puede observar que el costo de la opción de bacheo es 26 cents/barril, más costoso que la mezcla total, por cuanto se requiere de mayores operaciones y tratamientos químicos para el transporte.
- Las Compañías de Servicio son la más beneficiadas por la producción de la mezcla de petróleo liviano y pesado ya que éstas logran mejorar su petróleo en desmedro del petróleo que produce Petroproducción, lo cual implica pérdidas en los costos a ser recuperados para el Estado.
- La comercialización del crudo liviano es más rentable para el país, pues los mercados naturales como Estados Unidos requieren de petróleo liviano de un

mayor grado API. En este aspecto es necesario destacar que la producción de petróleo liviano por parte de Colombia, en los yacimientos de Cuisiana afectan al Ecuador por su mejor grado API que es superior a los 30 grados.

- La mezcla de crudo da como resultado un menor grado API y por tanto mayor viscosidad, presencia de minerales pesados y otros factores negativos, que afectan al transporte, la refinación y la comercialización. En el transporte es necesario la utilización de químicos que se denominan reductores de fricción para mejorar la viscosidad y poder transportarlo, lo que incide en los costos de transporte afectando al costo total de producción.

- En el perfil de producción y de ingresos brutos totales por venta de crudo, se determina que si el precio de referencia actual es 17 dólares por barril, la mezcla producirá una pérdida de aproximadamente 50 millones de dólares, sin considerar los costos extras que suponen las dificultades de transporte, refinación, comercialización y utilización de químicos.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- El Ministerio de de Energía y Minas debe planificar y modificar la Ley, para afrontar la nueva realidad petrolera, es decir el aumento de la producción de petróleo pesado y su inserción en el sistema internacional, pues no hay que olvidarse que el país dejó de ser miembro de la OPEP. Esta modificación se encamina a lograr mejorar la política y la planificación hidrocarburrifera que dé mejores réditos técnicos y económicos al país y que permita proyectarse al futuro de tal manera que la dependencia económica del petróleo vaya disminuyendo progresivamente.

- Que Petroproducción, a partir de los diferentes estudios y resultados obtenidos, que aparecen como uno de los puntos más importante para la toma

de decisiones, alcance un conocimiento lo más exacto posible de la producción futura del petróleo Ecuatoriano. Esta previsión debe ser constantemente actualizada por Petroproducción en conjunto con las compañías operadoras en el país y considerando la producción que podría obtenerse mediante métodos EOR (Enhanced Oil Recovery) de recuperación de petróleo.

- Que el Ministerio de Energía y Minas, a través de Petroproducción, considere que hasta el año 2003 la mezcla de petróleo liviano y pesado no es conveniente para el Estado Ecuatoriano, pues las proyecciones calculadas estiman que a partir del 2004 esta tendencia cambia, por lo que es necesario recomendar se planifique a mediano y largo plazo en función del tipo de petróleo que se descubra, estableciendo políticas de producción, transporte, almacenamiento y refinación, con el fin de optimizar los costos y los beneficios para el país.

- Que el Ministerio de Energía y Minas, a través de Petroecuador, defina la necesidad de reacondicionar el oleoducto hasta su máxima capacidad y exportar el excedente por el oleoducto colombiano, siempre y cuando las condiciones de precio no varíen, y de ser posible iniciar los estudios de factibilidad para la construcción de un oleoducto para transportar petróleo pesado en convenio entre Petroecuador y las Compañías de Servicios a fin de compartir las inversiones.

- Que el Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y Petroecuador, definan que es necesario planificar la separación de la producción de petróleo pesado del liviano, ya que los resultados económicos indican que los costos de producción, transporte, almacenamiento y refinación son cada vez más altos lo que incide en la economía del país. La optimización de la producción se debe enfrentar de

manera global a fin de lograr economías de escala que permitan optimizar los resultados de la gestión y aprovechar la actual infraestructura existente.

- Que la Dirección Nacional de Hidrocarburos proceda a determinar si Petroecuador y las Compañías de Servicios han cumplido con los objetivos de sus Planes de Desarrollo, ya que existe un retraso en su incorporación a la producción que ha incidido en el retardo de las inversiones en un nuevo sistema de oleoducto, por lo cual ha sido necesario proceder a reacondicionar el sistema actual.

- Petroecuador, luego del análisis de los resultados obtenidos de los pronósticos de producción, deberá realizar una investigación sobre las oportunidades de venta comercial, incluyendo formas de uso, tasas de demanda según la calidad y precios del petróleo. Este trabajo deberá dar como resultado una recomendación acerca de la mejor oportunidad económica de producir petróleo pesado o su mezcla.

- Que el Gobierno Ecuatoriano, a través del Ministerio de Energía y Minas, defina los límites de exploración y explotación de Petroproducción, por cuanto las Rondas de Licitación Petroleras han ido mermando el radio de acción de Petroecuador sin que hasta la presente fecha se haya obtenido resultados positivos para la economía del país.

## **BIBLIOGRAFIA**

- CRAFT, B. Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. Madrid. Editorial Tecnos. 1968.
  
- ECUADOR: Dirección Nacional de Hidrocarburos y Petroproducción. Reservas y proyecciones de producción de petróleo de la Región Amazónica 1996 - 2014. Quito. Enero 1996
  
- ECUADOR: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. Ley de Hidrocarburos. Quito. Enero 1994.
  
- ECUADOR: PETROECUADOR. Actividad hidrocarburífera del país. Período 1972 - 1995. Gerencia de Economía y Finanzas. Planificación Corporativa. Quito. Mayo 1996.
  
- ECUADOR: PETROECUADOR. Estudio de crudos pesados IFP - BEICIP/FRANLAB. Quito. Mayo 1992.
  
- ECUADOR: PETROECUADOR. La industria hidrocarburífera en el Ecuador, unidad de relaciones institucionales. Quito. Marzo 1996.
  
- ECUADOR: PETROECUADOR. Informe anual 1994. Unidad de Relaciones Interinstitucionales de Petroecuador. Quito. 1995.
  
- ECUADOR: PETROPRODUCCION. Ley de hidrocarburos e índice alfabético por materias. Quito. Agosto 1993.

- ECUADOR: PETROPRODUCCION. Proyecto especial para el desarrollo y producción de crudos pesados en la cuenca Oriente, Ishpingo - Tambococha - Tippetini - Imuya. Quito. 1995.
- GUTIERREZ, F Y JARAMILLO C. La modernización y privatización del subsector petrolero Latinoamericano. Organización Latinoamericana de Energía. Quito. Junio 1995.
- LANFRANCHI, E. Producción y transporte de crudos pesados. Quito. Septiembre 1995.
- PIRSON, S. Ingeniería de yacimientos petrolíferos. Barcelona. Ediciones Omega. 1965.



**ANEXO**

**AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN**

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la publicación de este trabajo, de su bibliografía y anexos, como Artículo de la Revista o como artículos para lectura seleccionada.

Quito, 24 de Julio de 1995



**FIRMA DEL CURSANTE**

**ING. JAIME GUERRA VIVERO**

**NOMBRE DEL CURSANTE**