

**UNIVERSIDAD ESTATAL A DISTANCIA
SISTEMA DE ESTUDIOS DE POSGRADO
ESCUELA DE ADMINISTRACION
PROGRAMA DE MAESTRIA EN ADMINISTRACION DE
NEGOCIOS**

**ESTRATEGIA DEL SUBSECTOR DE LOS
HIDROCARBUROS EN COSTA RICA**

Proyecto de Graduación sometido a la consideración del Tribunal Examinador del Programa de Maestría en Administración de Negocios de la Escuela de Ciencias de la Administración, para optar al grado de:

Maestría en Administración de Negocios

por

**Mihaela Dobrinescu
Lesmes Ballesteró Calderón**

**Con la Asesoría de la Directora del Proyecto:
Prof. Dra. Lisette Brenes Bonilla**

**San José, Costa Rica
2000**

Este proyecto ha sido aceptado y aprobado, en su forma presente, por el Tribunal Examinador del Programa de Estudios de Posgrado de Estudios de Maestría en Administración de Negocios de la Escuela de Ciencias de la Administración de la UNED, como requisito parcial para optar al grado de:

MAESTRIA EN ADMINISTRACION DE NEGOCIOS

Lisette Brenes Bonilla, Ph. D.

Directora del Sistema de Estudio de Posgrado

Rodolfo Tacsan Chen, Ph. D.

Director Escuela de Ciencias de la Administración

Kattia Chacón Bejarano, M. Sc.

Encargada Progrma Administración de Negocios

Lisette Brenes Bonilla, Ph. D.

Directora de Trabajo de Graduación

Orlando Morales Matamoros, Ph. D

Lector

Gerardo Rudín Arias, Ing.

Lector

Proyecto defendido por:

Estudiantes:

Mihaela Dobrinescu,

Lesmes Ballestero Calderón,

Fecha: Mayo de 2000

INDICE

	Pág.
PARTE I: INTRODUCCION.....	1
1. Planteamiento del problema y sus antecedentes.....	1
2. Justificación e importancia del problema.....	5
3. Delimitación del tema y problema.....	7
4. Estado actual del problema.....	8
5. Objetivos: generales y específicos.....	11
5.1. Objetivo general.....	11
5.2. Objetivos específicos.....	11
6. Hipótesis.....	12
6.1. Variables dependientes	12
6.2. Variables independientes.....	13
 PARTE II: MARCO TEORICO.....	 14
1. Breve reseña histórica de la industria de los hidrocarburos.....	14
1.1. Escenario mundial.....	14
a. Upstream.....	14
b. Downstream.....	15
1.2. Scenario costarricense.....	15
a. Upstream.....	15
b. Downstream.....	16
2. Concepto y tema de la estrategia.....	17

	Pág.
PARTE III: MARCO METODOLOGICO.....	21
1. Definición y justificación del tipo de investigación a realizar.....	21
2. Análisis de los objetivos y de la hipótesis.....	23
2.1. Diagrama de objetivos.....	23
2.2. Matriz de desarrollo.....	24
3. Manejo de la información.....	25
PARTE IV: INVESTIGACION PROFESIONAL INTERNACIONAL.....	27
1. La modernización.....	27
1.1. El concepto de la modernización.....	27
1.2. Fases en el proceso de modernización.....	29
1.2.1. La fase pre – reforma.....	31
1.2.2. La reforma.....	33
1.2.3. La transformación.....	34
1.2.4. La pos– reforma.....	35
1.3. La modernización en el subsector hidrocarburos.....	36
2. Las reformas.....	38
2.1. Las reformas de la industria petrolera.....	38
2.1.1.Principales características de las reformas petroleras.....	40
2.1.1.1.La eliminación de barreras de entrada a las actividades petroleras e incentivos a la inversión.....	44
2.1.1.1.1. Los cambios en el upstream.....	44

	Pág.
a) Los países que ampliaron los incentivos ya existentes.....	44
b) Los países que recién iniciaron la apertura.....	46
c) Países con participación exclusiva del sector público.....	47
2.1.1.1.2.Los cambios en el downstream.....	47
a) La actividad de transporte.....	48
b) Las actividades de refinación.....	49
2.1.1. Libre comercio y la liberalización del crudo y derivados.....	51
2.1.1.1. La libre importación de crudo y derivados.....	51
2.1.1.2. Liberalización de precios de los combustibles.....	53
2.2. Tendencias en las reformas empresariales y las estructuras de mercado: predominio estatal vs. Privatización.....	54
2.2.1. La apertura.....	54
2.2.2. La separación de funciones.....	55
2.2.3. Las nuevas formas orgánicas.....	55
2.2.4. La flexibilización contractual.....	59
2.2.5. La adopción de esquemas y modelos diferentes.....	62
a) La opción por el monopolio estatal.....	62
b) Apertura restringida y la opción por la “alianza estratégica”.....	62
c) Predominio estatal y promoción de la inversión privada.....	64
d) La opción por la privatización.....	64
2.3. Las reformas en el subsector gas natural.....	66

	Pág.
2.3.1. Principales características de las reformas en la industria del gas natural.....	67
3. Estadísticas mundiales.....	68
3.1. Secuencia de cuadros con estadísticas mundiales del petróleo y sus derivados.....	68
3.2. Desarrollo energético.....	82
3.3. El petróleo.....	83
3.4. Secuencias de cuadros con estadísticas mundiales de gas natural.....	85
3.5. El gas natural.....	91
4. Las estrategias empresariales.....	93
4.1. Aspectos generales.....	93
4.2. Tendencias mundiales.....	94
4.3. Estrategias más utilizadas en América Latina y Caribe.....	95
4.4. Algunas estrategias de empresas petroleras.....	96
4.4.1. Las estrategias de las empresas petroleras estatales.....	97
4.4.2. La internacionalización de las empresas estatales.....	100
a) Internacionalización con integración vertical.....	101
b) Internacionalización para asegurar disponibilidad de petróleo crudo.....	102
c) Internacionalización para comercialización de derivados.....	103
4.4.3. Internacionalización de empresas privadas nacionales: el caso de Argentina.....	103
a) Ampliación de la disponibilidad de petróleo.....	103

	Pág.
b) Adquisición de activos en el extranjero.....	104
c) Colocación de excedentes exportables a través de oleoductos.....	104
d) Expansión de la comercialización minorista de terceros países.....	105
e) REPSOL adquiere a YPF de Argentina.....	105
4.4.4. Las alianzas estratégicas entre empresas regionales.....	105
a) La alianza YPF – PETROBRAS.....	106
b) La alianza PETROBRAS – PDVSA.....	106
c) La alianza YPF – ENAP.....	107
4.5. Un nuevo enfoque empresarial para el gas natural.....	107
4.5.1. Nuevo enfoque en el upstream.....	107
4.5.2. Las nuevas situaciones en el downstream.....	108
4.5.3. Algunas estrategias empresariales respecto al gas natural.....	111
5. Papel del estado en el proceso de modernización.....	114
5.1. Principales conflictos y órganos estatales involucrados.....	114
5.2. La integración energética proceso impulsado por la modernización del sector energía.....	116
5.3. OPEC y sus políticas.....	118
 PARTE V: INVESTIGACION PROFESIONAL NACIONAL.....	 126
1. Upstream.....	126
1.1 Histórico de la tramitación de la Ley de Hidrocarburos.....	126
1.2 Análisis del aspecto institucional.....	133

	Pág.
1.3 Análisis del aspecto técnico.....	135
2. Downstream.....	138
2.1 Alcance y características del downstream.....	138
2.2 Análisis del aspecto institucional.....	140
a. RECOPE S.A.	140
b. Transportistas y Expendedores de Combustibles.....	140
2.3 Análisis del aspecto técnico.....	141
a. RECOPE S.A.	141
b. La importación del petróleo y sus derivados.....	143
c. Procedimiento de fijación de precios de los combustibles que expende RECOPE S.A. a nivel nacional.....	144
d. Transportistas y Expendedores de Combustibles.....	146
 PARTE VI: RESULTADOS Y APLICACIONES.....	 148
1. Resultados de las transformaciones en ALC.....	148
1.1. Resultados y efectos en el subsector hidrocarburos de la modernización y precios de derivados del petróleo.....	150
1.2. Participación del petróleo en la ofertas primaria.....	151
1.3. Disponibilidad de recursos en el largo plazo.....	152
1.4. La modalidad de CC y de MA en el upstream del subsector Hidrocarburos.....	153
1.5. Evolución de reservas y producción bajo diferentes modalidades.....	154

	Pág.
1.6. Incremento de productividad y cambios de misión.....	155
1.7. La captación de la renta petrolera.....	157
1.8. El entorno latinoamericano: hacia la apertura y la integración comercial.....	158
1.9. Estándares de calidad: prerequisite para el intercambio de combustibles.....	159
1.10. Armonización de aranceles a la importación.....	160
1.11. Resultados del proceso de modernización en las principales Empresas petroleras de LAC.....	163
1.11.1. PETROPERU – Perú.....	163
1.11.2. YPF – Argentina.....	165
1.11.3. PETROBRAS – Brasil.....	168
1.11.4. YPFB – Bolivia.....	171
1.11.5. PDVSA – Venezuela.....	174
1.11.6. PETROECUADOR - Ecuador.....	177
1.11.7. ECOPETROL – Colombia.....	181
1.11.8. PEMEX - México.....	186
2. Resultados en el área del gas natural en América Latina.....	190
3. Propuesta de desarrollo estratégico del subsector hidrocarburos en Costa Rica.....	199
3.1. Upstream.....	201
3.2. Downstream.....	201

	Pág.
PARTE VII: CONCLUSIONES.....	207
1. América Latina y Caribe	207
1.1. Upstream.....	207
1.2. Downstream	209
2. Costa Rica	210
2.1. Upstream	211
2.2. Downstream	211
 PARTE VIII: RECOMENDACIONES.....	 212
1. Costa Rica	212
1.1. Upstream	212
1.2. Downstream	212
Anexo N° 1: Definición de los términos	215
Anexo N° 2: Mapa de localización de bloques.....	228
BIBLIOGRAFIA.....	229

CUADROS

Cuadro N° 1: Refinerías – situación de los países centroamericanos y Panamá.....	10
Cuadro N° 2: Fases de la modernización.....	30
Cuadro N° 3: Estructura empresarial de la industria petrolera.....	58
Cuadro N° 4: Petróleo reservas probadas.....	74

	Pág.
Cuadro N° 5: Producción petróleo.....	75
Cuadro N° 6: Consumo petróleo.....	76
Cuadro N° 7: Derivados del Petróleo; Consumo Regional.....	77
Cuadro N° 8: Precios Spot del petróleo.....	78
Cuadro N° 9: Capacidad mundial de refinación.....	79
Cuadro N° 10: Volúmenes mundiales refinados.....	80
Cuadro N° 11: Movimiento comercial mundial de petróleo.....	80
Cuadro N° 12: Movimiento comercial entre áreas del petróleo.....	81
Cuadro N° 13: Reservas probadas de gas natural.....	88
Cuadro N° 14: Producción mundial de gas natural.....	89
Cuadro N° 15: Consumo mundial de gas natural.....	90
Cuadro N° 16: Precios CIF del gas natural y del LNG.....	91
Cuadro N° 17: Participación de los diferentes órganos del aparato estatal y soberanía nacional.....	115
Cuadro N° 18: Upstream – Marco legal nacional.....	134
Cuadro N° 19: Downstream – Marco legal nacional.....	139
Cuadro N° 20: Escala Crediticia según el Pacto de San José.....	144
Cuadro N° 21: Nueva estructura subsectorial en Bolivia.....	172

FIGURAS

Figura N° 1: Componentes del proceso de administración estratégica.....	18
Figura N° 2: Modelo de Administración Estratégica.....	19

GRAFICOS

Gráfico N° 1: Precios Spot del Petróleo.....	71
Gráfico N° 2: Precio CIF del gas natural y del LNG.....	87

ANEXOS

Anexo N°1: Definición de términos.....	215
Anexo N° 2: Mapa de localización de bloques	228

PARTE I – INTRODUCCIÓN

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y SUS ANTECEDENTES

El sector energético, y específicamente el subsector de hidrocarburos, merece una especial atención en el análisis de las perspectivas de desarrollo de un país.

Costa Rica, país centroamericano se caracteriza por una extensión territorial de 51 100 km². Su población es de 3,7 millones de habitantes. El país se caracteriza por un desarrollo humano privilegiado, en el concierto de las naciones latinoamericanas, por contar con los siguientes índices: la esperanza de vida es de 76,8 años, la mortalidad infantil es de 11,8 por mil nacidos vivos, el alfabetismo es de 93% y la tasa abierta de desempleo es de menos del 6%.

Durante muchos años, Costa Rica ha sido líder en desarrollo social en Latinoamérica.

Una vez con la caída del “Muro de Berlín”, que ha implicado un profundo cambio político – económico mundial, el fin de la “guerra fría”, los países de Centro América y específicamente Costa Rica, han dejado de ser prioridad en la ayuda de los organismos financieros internacionales y su modelo de desarrollo se agotó. Si hasta ahora cada país ha buscado su bienestar individualmente, con la creación de los grandes bloques económicos del mundo: Comunidad Económica Europea, Países de Sur Este Asiático, Tratado de Libre Comercio de Norteamérica, Mercado Suramericano, Grupo Andino y Mercado Común Centroamericano; los países han buscado su integración según su posición geográfica, tratando de satisfacer necesidades y alcanzar objetivos comunes.

Una característica común, de los países de Latino América es la de no haber sabido aprovechar las grandes cantidades de dinero, vía préstamos blandos, donaciones, transferencias, etc., recibidos durante la “guerra fría”, llegando al umbral del “nuevo orden económico” al final de la década de los ochenta, con una infraestructura obsoleta y agotada.

El reto ha sido el de superar las barreras ideológicas, tecnológicas y los intereses de grupo creados para adaptarse e incorporarse a los nuevos tiempos y encontrar el camino al desarrollo para el bienestar de las naciones, que se ha materializado en una política de privatizaciones.

Los procesos de privatización en América Latina, se iniciaron a mediados de los años setenta en Chile, con anterioridad a los llevados a cabo a partir de 1979 en Gran Bretaña por Margaret Thatcher, si bien las primeras privatizaciones chilenas realizadas por Pinochet, fueron una reacción a las expropiaciones realizadas por el gobierno de Salvador Allende. En los demás países de América Latina, las privatizaciones se iniciaron de una manera masiva y exitosa, a finales de la década de los años ochenta, como un elemento más de “un nuevo modelo económico” que sigue vigente y que surgió para dar respuesta a los problemas de estancamiento económico y de deuda externa que tenía la región.

Este nuevo modelo se basa en una fuerte apertura económica al exterior, con rebajas arancelarias y mayor competencia internacional, un creciente papel del mercado en la economía, una mayor eficiencia de las empresas, estabilidad macroeconómica, reforma en los mercados de los factores laboral y financiero y mejoras en el financiamiento externo. Se están sustituyendo, además, los

instrumentos tradicionales de intervención económica que venían utilizando los gobiernos (reglamentaciones, subsidios y monopolios estatales) por marcos regulatorios precisos y eficientes, con el objetivo de garantizar el funcionamiento del mercado.

Estas reformas estructurales realizadas en Latinoamérica, han impulsado amplios programas de privatizaciones. Así, en el período 1997 se realizaron novecientas privatizaciones, que han significado ingresos en las arcas públicas por US \$ 100 000 millones. Estos ingresos han representado como media alrededor de 1% del PIB regional, el doble que el promedio de otras regiones. Latinoamérica es la región que más empresas estatales ha vendido y supera a Europa y Asia, en cuanto a número de empresas vendidas, con más de la tercera parte de los procesos de privatización que se han realizado en el mundo en los últimos doce años.

Se puede observar, que en la actualidad hay tres tendencias privatizadoras en América Latina. La primera es que hay nuevos sectores que se están privatizando, la segunda es la aparición de nuevos actores y la tercera, una mejora en la calidad de los procesos de privatización.

Comenzando por los nuevos sectores, todos los países de la región han recorrido ampliamente lo que se denomina la primera ola del proceso de privatización, es decir, la privatización de las empresas típicamente, comerciales. Se ha producido, en segundo lugar, la apertura al capital privado en el área de infraestructura: puertos, aguas, aeropuertos, carreteras, sector eléctrico, telefonía, etc. Por último, está surgiendo una nueva fase del proceso de privatización que

abarca los sectores sociales, como son los fondos de pensiones, salud y educación. Se trata de nuevas formas de participación del capital privado en esos sectores, que por supuesto tienen importancias diferenciadas con las infraestructuras y la empresa comercial, pero donde hay grandes posibilidades para el sector privado. Tal vez, la más destacada y con más éxito hasta ahora sean los fondos de pensiones, que a su vez crean un inmenso potencial de crecimiento de las privatizaciones en otra áreas.

En segundo lugar hay nuevos actores; ya no son solamente los gobiernos nacionales los que están privatizando, también los gobiernos a nivel subnacional, estados, municipios, provincias, dependiendo de la figura jurídica que en cada país exista, están experimentando estos procesos de privatización. Se trata de una faceta más de un intenso proceso de descentralización que se está dando en la región mediante el cual, muchas actividades que hasta hoy estaban en manos del Estado Central, están siendo transferidas a los gobiernos nacionales, que a su vez y en algunos casos, prefieren transferir estas actividades directamente al sector privado.

Existe en tercer lugar una tendencia a una mayor calidad en los procesos de privatización. Actualmente las privatizaciones en América Latina responden más a una concepción distinta del Estado que a una necesidad fiscal, y esto es un hecho profundamente positivo, ya que, no es una respuesta a una crisis fiscal de corto plazo, si no, a una nueva visión del Estado, que en lugar de crear dificultades al sector privado, abre oportunidades y define reglas de juego que permiten su participación.

Particularmente para Costa Rica, el proceso de reforma del Estado ha sido lenta, y según los organismos internacionales es uno de los países más atrasados en el desarrollo de este proceso.

2. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DEL PROBLEMA

El pilar fundamental del desarrollo de una nación, lo constituye la energía, por lo tanto, la estrategia del desarrollo energético a largo plazo de un país es un tema de suma importancia para asegurar los más altos niveles de desarrollo humano de la nación.

El primer Plan Nacional de Energía de largo plazo, cubrió un periodo de 20 años, 1985-2005. Recientemente, fue revisado y actualizado para el período 1998-2015, incorporando parcialmente las nuevas políticas mundiales de apertura y globalización del sector energía.

El sector energía abarca dos subsectores: eléctrico e hidrocarburos.

El presente proyecto de graduación, pretende realizar un análisis realista de la transformación y desarrollo del subsector hidrocarburos a nivel de América Latina y Caribe, y Costa Rica. Consecuentemente como resultado de la investigación, establecer una propuesta de estrategia para el desarrollo de la industria de los hidrocarburos en Costa Rica.

“El término hidrocarburos se refiere tanto al petróleo como al gas natural.

El petróleo es una roca sedimentaria, organogénea, caustobiolítica que se presenta de costumbre en estado líquido hasta pasta, de color negro-café y con olor fuerte característico.

El gas natural se encuentra en dos formas, como gas de yacimiento asociado o gas petróleo y como gas no asociado llamado también gas metano, por ser éste el preponderante en la composición de la mezcla de gases.”¹

Costa Rica no es un país productor de petróleo, por lo que ha dependido siempre de las importaciones del crudo y/o de sus derivados. Además, la capacidad propia de refinación nunca ha alcanzado a cubrir el consumo nacional, lo que nos hace pensar que el diseño del desarrollo de la infraestructura, a obedecido a un pensamiento cortoplacista sin una clara estrategia de desarrollo del subsector energéticos de hidrocarburos. Otra característica importante que nos motiva a un planteamiento estratégico integral de la actividad hidrocarburífera en Costa Rica, es la pequeñez del mercado en que nos hemos desarrollado: el mercado nacional, que consiste en la satisfacción de la demanda para una población de 3,7 millones de habitantes que nos dio la categoría de país importador de precios, por lo que somos muy sensibles a la fluctuación de los precios mundiales del petróleo y sus derivados. La posibilidad de materializar la estrategia de la industria de los hidrocarburos, para un mercado más amplio como sería el mercado centroamericano, que representa 35 millones de habitantes, justifica el esfuerzo de desarrollar una estrategia en este sentido.

¹ DOBRINESCU, M. “Participación de RECOPE, S.A. en la búsqueda de energéticos fósiles no renovables en Costa Rica y en la creación del marco legal”. Editorial: Impresión comercial de La Nación, 1998

Siendo el petróleo un recurso natural no renovable, con estimaciones de llegar a su agotamiento en los próximos 50 años, según las estadísticas más conservadoras, Costa Rica requiere una estrategia para la introducción del “energético del futuro” es decir, el gas natural. Este hidrocarburo es un combustible relativamente barato, que se utiliza como un producto natural que no requiere refinación, su costo es sensiblemente menor que el de otros combustibles, además, el gas contribuye a preservar el medio ambiente pues no es un contaminante.

3. DELIMITACION DEL TEMA Y PROBLEMA

Costa Rica cuenta con importantes ventajas competitivas frente a los demás países del área: experiencia en el desarrollo vertical de la industria de los hidrocarburos por más de tres décadas, estabilidad política, social y económica y posición geográfica privilegiada por ser uno de los países territorialmente más angostos del istmo, hecho que abarata la construcción de la infraestructura de trasiego y el negocio del trasiego de los derivados del petróleo. Además, las estadísticas meteorológicas revelan que Costa Rica es un país poco afectado por los huracanes y otros fenómenos meteorológicos en comparación con sus similares del área. Un mercado de 35 millones de consumidores podría tener alguna influencia en la política internacional de los precios de los hidrocarburos y de esta manera lograr precios más estables por períodos más largos en la región,

que contribuiría al desarrollo económico y social del país. Además, la importación de crudo en volúmenes considerables abarata el costo del mismo.

Por lo tanto, se pretende proyectar el consumo de los hidrocarburos en Costa Rica y América Central, por un período mínimo de diez años, utilizando como punto de partida las series históricas del consumo de los hidrocarburos y los índices económicos y sociales de la región, y en base a los resultados obtenidos, planificar el desarrollo de la industria en Costa Rica con proyección al mercado centroamericano y penetrar el sur de México y otros países del mundo según los productos mercadeados. Capacidades mayores de refinación de 50 000 barriles diarios, justifica la instalación de una planta petroquímica, lo que conduce a generación de un mayor número de fuentes de trabajo, transferencia tecnológica y establecimiento de carrera de petroquímica en la educación superior.

4. ESTADO ACTUAL DEL PROBLEMA

Los mercados ampliados que la integración alienta, al facilitar la circulación de bienes y el intercambio de factores, supone una oportunidad y un desafío de ajuste para la empresa estatal. Esta parece obligada, en cierto modo, a posicionarse también en este nuevo escenario de mayor competencia a través de una o varias de las siguientes modalidades: alianzas estratégicas, joint ventures, capitalización, integración y comercio exterior.

La integración energética regional requiere simetrías operativas, contractuales, jurídicas y económicas, que permitan un desarrollo regional

homogéneo, de manera que operadores económicos puedan actuar de la misma forma dentro de la región, sea cual sea su nacionalidad.

La Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, según sus estudios, reveló que la demanda de derivados de petróleo en América Latina y Caribe será de 7,6 millones de barriles por día en 2005, frente a un nivel de 5,8 millones de barriles por día en 1995. Esto significa que sería necesario construir, cada año, una nueva refinería de cerca de 180 mil barriles diarios de capacidad.

El crecimiento en la demanda de productos de petróleo, en los diferentes países de la región variará entre el 1% y el 4%, en Centroamérica se registra un aumento del 10% anual, influenciado principalmente por los combustibles que utiliza el sector transporte (ver Cuadro N°1). Se prevé que el bunker y el diesel serán reemplazados por el gas natural para la generación de electricidad.

Si no se agrega una nueva capacidad de refinación, América Latina podría convertirse en importador neto de derivados de petróleo en los próximos 10 – 15 años. La posibilidad de agregar esa nueva capacidad de refinación a su vez, depende del ritmo alcanzado por el proceso de modernización de las estatales entre otros factores.

Además, el acuerdo de transformar Las Américas en un Area de Libre Comercio (ALCA) para el año 2005, nos lleva a ver en forma diferente la estrategia de desarrollo empresarial para Costa Rica en materia de hidrocarburos en el futuro inmediato.

Cuadro N° 1: REFINERIAS – situación de los países Centroamericanos y Panamá

PARAMETROS		PANAMA	COSTA RICA	NICARAGUA	HONDURAS	EL SALVADOR	GUATEMALA
DEMANDA EN 1997 en millones barriles		11,734	10,896	6,893	8,924	12,378	17,228
TASA DE CRECIMIENTO	1990 a 1997	83.40%	60.00%	53.80%	63.80%	127.00%	75.00%
	1996 a 1997	12.20%	3%	8.40%	5.10%	19.40%	6.90%
TASA PROMEDIO CRECIMIENTO ANUAL		10.43%	7.50%	6.73%	7.98%	15.88%	9.38%
CAP. REFINACIÓN en miles barriles x día		60	15	17,5	Sin refinería	20,5	16
CAPACIDAD REFINACIÓN / DEMANDA		53.57%	50.25%	92.67%	---	60.45%	33.90%
PROCEDENCIA DE IMPORTACIÓN	Crudos	Ecuador, Venezuela	Venezuela, Colombia	Venezuela, Chile, México	No importa crudos	Ecuador, Colombia	Venezuela
	Derivados	USA, Venezuela, Trinidad, Colombia	Venezuela, USA, Inglaterra	Venezuela, Trinidad, Honduras	USA, Venezuela, Panamá	Venezuela, USA, Ecuador	Venezuela, USA, México, Ecuador
TERMINALES DE IMPORTACIÓN	Atlántico	Las Minas, 99%	Puerto Moín, 100%	Pto. Cabezas, El Bluff, Isla Más	Pto. Cortés, 70%		Pto. Santo Tomás, 20.8% Pto. Barrios, 11.9%
	Pacífico		Puerto Caldera	Pto. Sandino, 82% Pto. Corinto, 11.9%	Pto. San Lorenzo, 24.9%	Pto. Acajutla, 97.7%	Pto. San José, 53.4%
PRODUCTOS OBTENIDOS		Gasolina regular, gasolina super, diesel, kero, jet fuel, búnker, LPG	Gasolina regular, diesel, kero, jet fuel, búnker, LPG	gasolina regular, diesel, kero, jet fuel, búnker, LPG	Gasolina regular, diesel, kero, jet fuel, búnker, LPG	Gasolina regular, diesel, kero, jet fuel, búnker, LPG	Gasolina regular, diesel, kero, jet fuel, búnker, LPG
REFINERÍAS OPERADAS POR		TEXACO	RECOPE,S.A	EXXON	TEXACO	EXXON & SHELL	TEXACO

FUENTE: CEPAL

COSTA RICA: está aumentando la capacidad de refinación a 25 000 bbpd. (actualmente no refina)**NICARAGUA:** expectativas de aumentar su capacidad de refinación a 22 000 bbpd.**HONDURAS:** no está refinando desde 1992; tiene una refinería con una capacidad de 15 000 bbpd.**EL SALVADOR:** expectativas de aumentar su capacidad de refinación a 27 000 bbpd.

Las refinerías del istmo, son refinerías viejas y obsoletas, sumando una capacidad instalada de 139 000 bbpd lo que representa el 50% del consumo total, que alcanza los 280 000 bbpd.

RECOPE S.A., la empresa petrolera de Costa Rica, que actualmente opera el monopolio estatal de los hidrocarburos en nuestro país, requiere de profundos procesos de transformación dado el agotamiento de la vida útil de su infraestructura y su modelo administrativo anacrónico.

5. OBJETIVOS

5.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar la investigación profesional de la industria de los hidrocarburos a través **del diagnóstico y el benchmarking tanto del ámbito internacional, América Latina y el Caribe, como del ámbito nacional**, para la presentación de **las propuestas** de estrategias de desarrollo de la industria de los hidrocarburos en Costa Rica, según los modelos internacionales analizados, sugiriendo **la mejor propuesta**, de acuerdo a las normas internacionales de calidad y de protección al medio ambiente, así como a la idiosincrasia costarricense.

5.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- a. Coadyuvar al desarrollo económico y social de Costa Rica.
- b. Crear la estabilidad de las fuentes actuales de empleo dentro de la industria, así como la creación de nuevas fuentes de empleo.
- c. Contribuir al desarrollo tecnológico y académico del país.
- d. Intensificar la exploración y la explotación de los hidrocarburos en Costa Rica.

- e. Contar con una infraestructura moderna y segura dentro de la industria, con el fin de satisfacer la demanda energética hidrocarburífera de la región centroamericana.
- f. Introducción del uso del gas natural en el país y en la región como sustituto paulatino del petróleo y sus derivados.
- g. Asegurar una mayor estabilidad de los precios de los hidrocarburos en la región.

6. HIPÓTESIS

El desarrollo vertical de la industria de los hidrocarburos en Costa Rica, con capacidad de abastecimiento tanto del mercado nacional, como del centroamericano y con perspectivas de colocar los excedentes en otros países fuera de la región, coadyuvará a la prosperidad económica, social y académica de Costa Rica principalmente, así como de los otros países centroamericanos.

6.1 VARIABLES DEPENDIENTES

La industria de los hidrocarburos mundialmente se divide en dos grandes áreas de actividad, las cuales en el marco del presente estudio constituyen dos variables dependientes: **Upstream** y **Downstream**, las cuales juegan el papel protagónico de la industria.

- a. Upstream, cuya traducción literal es “corriente arriba” comprende la actividad de exploración y explotación del petróleo y el gas natural, o sea la parte de alta inversión y riesgo de la industria.
- b. Downstream, cuya traducción literal es “corriente abajo” comprende la parte de refinación, transporte, distribución y comercialización de los hidrocarburos, o sea la parte de baja inversión y riesgo de la industria.

Los términos de upstream y downstream, referentes a la industria de los hidrocarburos, son considerados como neologismos de origen inglés y consecuentemente, para el presente trabajo se utilizarán en la forma original en inglés.

6.2 VARIABLES INDEPENDIENTES

Para darle sustento a la hipótesis, que es en torno al desarrollo de la industria hidrocarburífera, se debe de contemplar la apertura del monopolio legal existente en Costa Rica, mediante la transformación del Estado ejecutor en órgano promotor y fiscalizador; desregulación de los precios de los derivados del petróleo; crear las condiciones para el libre mercado de la industria; armonización de la legislación y de los estándares de calidad de los productos en la región.

PARTE II – MARCO TEÓRICO

1. BREVE RESEÑA HISTORICA DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

1.1. ESCENARIO MUNDIAL

a. UPSTREAM

Los primeros escritos sobre el petróleo, se remontan al período de Herodoto (484 – 420 a.C.), que describen la extracción del mismo en la isla Zakyntos, hoy Zenta, del Mar Egeo.

En el año 221 a.C., un imperador Chino ordena la realización de varios cientos de perforaciones para la exploración del petróleo.

Las primeras perforaciones modernas para la exploración del petróleo, se realizaron, sucesivamente, en el año 1857 en EEUU y Rumanía; en 1861, en Canadá; 1880 en Rusia; en 1893 en Indonesia; en 1901 en México; en 1911 en Irán ; en 1926 en Irak y Arabia Saudita; en 1946 en Kuwait; en 1941 en Qatar; en 1961 en Libia; etc.

Sobre la generación de los hidrocarburos, han prevalecido dos hipótesis:

1. El origen inorgánico sostenido por químicos.
2. El origen orgánico sostenido por los geólogos.

Actualmente, es admitida casi por unanimidad la hipótesis del francés Potonié, desarrollada por el geólogo rumano Ludovic Mrazec y confirmada por el soviético Mihail Gubkin, que es la hipótesis del origen orgánico de los hidrocarburos, que se apoya en el concepto de la formación con base en la materia orgánica vegetal y animal, rica en grasas, que se depositó en el fondo de las cuencas marinas, cerradas o semicerradas de aguas anaeróbicas. La materia orgánica se sedimentó en conjunto con partículas minerales finas, que juegan un papel de protector frente a la acción del oxígeno, o sea, en un medio reductor.

Por lo tanto, el petróleo, geológicamente forma parte de la familia de las rocas sedimentarias orgánicas, muy frecuentes en la corteza terrestre, y se define como una roca sedimentaria caustobiolítica. Se presenta en condiciones naturales de

yacimiento, en estado gaseoso, líquido o de pasta, de color negro café y con olor fuerte característico.

b. DOWNSTREAM

Hasta comienzo del siglo veinte, el tratamiento que se le daba al petróleo, tenía por objeto casi exclusivo la obtención de kerosene, para las lámparas de alumbrado y a los otros productos se les daba poca importancia. Pero el motor de combustión interna, abrió nuevas perspectivas para este combustible y hoy día se trata de aprovechar todas sus propiedades físico – químicas.

1.2. ESCENARIO COSTARRICENSE

a. UPSTREAM

El inicio de la actividad exploratoria en Costa Rica, data del siglo XIX, durante el mandato del General Tomás Guardia (1874), cuando se contrataron los servicios profesionales del Dr. William Gabb, geólogo que relata por vez primera las manifestaciones en superficie de hidrocarburos en el territorio costarricense, específicamente en la zona de Baja Talamanca, en el sur de la Provincia de Limón. Impulsada por estos hallazgos, Costa Rica inicia su búsqueda de hidrocarburos desarrollando varias campañas exploratorias, que se dividen en cuatro etapas:

Primera etapa, 1900-1930

Segunda etapa, 1950-1964

Tercera etapa, 1965-1980

Cuarta etapa, 1980-1990

Como conclusión de estas cuatro etapas, se ha logrado obtener un conocimiento geológico complejo de Costa Rica y un panorama sobre el potencial de hidrocarburos del país, que estimula a seguir adelante con las actividades exploratorias en Costa Rica con la esperanza, de que el país se vuelva productor de hidrocarburos.

b. DOWNSTREAM

El primer monopolio de la importación y expendio de gasolina en Costa Rica, data del 10 de junio de 1931 y fue administrado por el Banco de Seguros.

RECOPE, S. A., fue fundada en 1961 por parte de un grupo de costarricenses que propuso al Ministerio de Industrias la instalación de una refinería en el país.

El 28 de junio de 1963, se aprobó en la Asamblea Legislativa la creación de RECOPE, S.A.; el 51,665 % del capital social estaba en manos de inversionistas costarricenses, el 33,335 % pertenecía a Allied Chemical Corp., mediante su división Texas Petroleum y el 15 % pertenecía al Estado costarricense.

Las primeras instalaciones de infraestructura petrolera en el país fueron los tanques de almacenamiento N° 1 y N° 2, con lo que se dio inicio a la construcción de la refinería en Moín provincia de Limón, que concluyó en 1968. La capacidad instalada de refinación era de 8 000 barriles diarios. No existía un muelle petrolero, por lo que los tanqueros debían permanecer a una milla de la costa.

Se construyó un oleoducto para transportar el producto desde los barcos a la refinería, esta tubería se acoplaba al barco por medio de unas mangueras, en medio de operaciones llenas de dificultades técnicas.

Al finalizar la instalación de la refinería, fue aprobada la instalación del poliducto de 120 km de longitud, desde Moín hasta el Alto de Ochomogo, en donde se establece un plantel de distribución para el Valle Central.

El 21 de setiembre de 1972, el Estado costarricense compra las acciones de la Allied Chemical por **“un dólar moneda norteamericana”**

2. CONCEPTO Y TEMA DE LA ESTRATEGIA

Estrategia es un sistema que incluye procesos de raciocinio, imaginación, decisión y acción, sobre aspectos internos y externos a la entidad en cuestión,

cuyo producto es un medio para pasar de una situación actual determinada a una situación futura deseada.

Para determinar el estado de la cuestión y definir el marco teórico para la investigación, surge un reto relacionado con proveer una diferenciación para el desarrollo de estrategias en dos niveles que son sustancialmente diferentes: 1) la administración estratégica de los sectores industriales como un todo y 2) la administración estratégica de un sector industrial en particular.

La profunda diferencia en la cobertura e impacto de las estrategias y los intereses que las mismas consideran, así como la gran diferencia en los procesos que deben seguirse para desarrollarlas, generan dos nuevas aplicaciones que simplificarán la comprensión y la ejecución diferenciándolas apropiadamente.

La macroestrategia corresponde a la estrategia industrial o del sector industrial de un país, o de una región, incluyendo tanto el sector público como el privado.

La microestrategia corresponde a su desarrollo por una organización que forma parte del sector industrial cuya cobertura es limitada a su marco de acción, es univalente cuyo desarrollo lo definen los tomadores de decisiones de la misma, con la independencia que esto implica.

Las principales aplicaciones surgidas en la práctica para facilitar el desarrollo e implantación de estrategias, se exponen de acuerdo al posible orden lógico de aparición. Sin embargo, antes de iniciar las aplicaciones se deben aclarar algunos términos relacionados, como lo son: objetivo, empresa y modelo.

El objetivo = equivale a lo que se desea lograr.

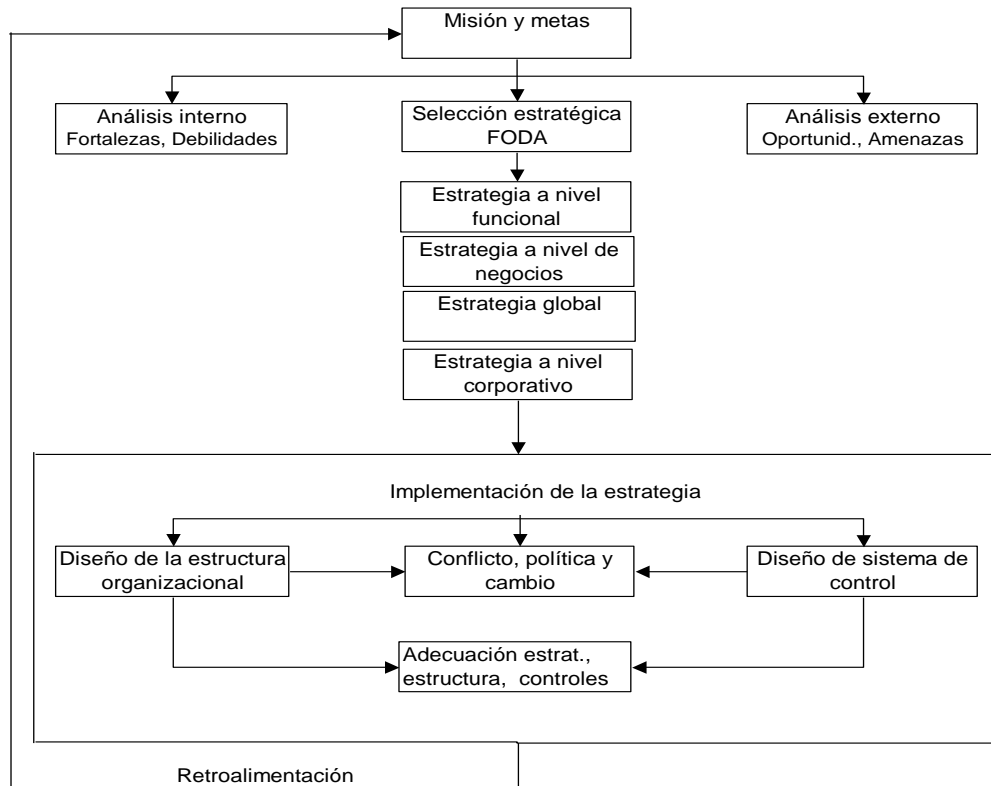
La empresa = es una organización que produce bienes y/o servicios para el mercado y por su naturaleza busca obtener utilidades por su gestión.

Un modelo = es una construcción mental o física que se hace a partir de una realidad.

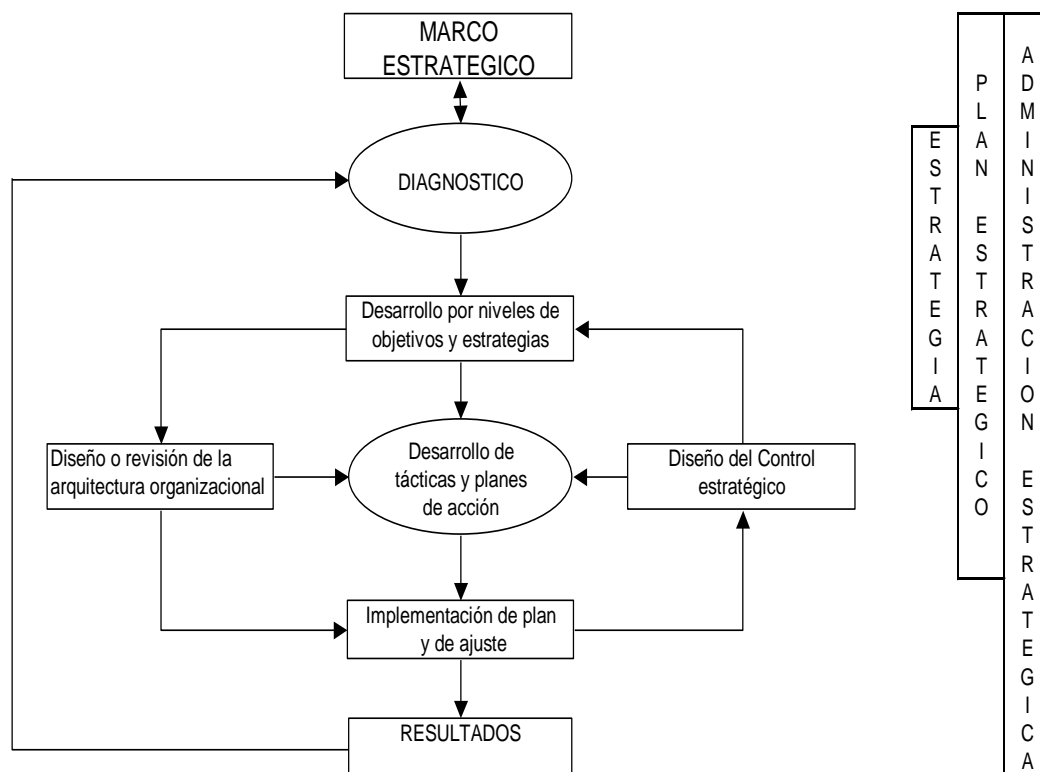
La administración estratégica es el ejercicio integral de la administración, en forma sistemática, bajo un modelo que permita incluir procesos de raciocinio, imaginación, decisión y acción sobre aspectos internos y externos de la identidad,

cuyo producto es un medio para relacionarse competitivamente y en forma sostenible con su ambiente.

Figura N° 1: Componentes del proceso de administración estratégica



La administración estratégica cuyos componentes están representados en la Figura N° 1, es entonces, una actividad integral y participativa bajo la cual, líderes y equipos, desarrollan procesos continuos de racionamiento, decisión y acción, que generan tanto el plan estratégico, como la organización necesaria para la implementación del mismo y los ajustes convenientes para lograr los objetivos planteados tanto a corto como a largo plazo.

Figura N° 2. Modelo de Administración Estratégica¹

El plan estratégico es un proyecto que incluye un diagnóstico de la posición actual de una entidad, la estrategia y la organización en el tiempo de las acciones y los recursos que permita alcanzar la posición futura deseada.

Con base en el estudio pormenorizado de los diferentes modelos y la identificación de los componentes comunes, así como el tratado de los procesos claves, con el objetivo de estructurar un modelo que garantice un sistema integral que operativice en forma dinámica y flexible, un plan estratégico y lo actualice en forma permanente, se presenta la siguiente propuesta, Figura N°2.

¹ BRENES B., L. “ Propuesta de Modelo de administración Estratégica; Diagnóstico y Benchmarking de la Industria Turística de Costa Rica para el D.S.” Tesis de Doctorado, Prolace, 1999

PARTE III – MARCO METODOLOGICO

1. DEFINICION Y JUSTIFICACION DEL TIPO DE INVESTIGACION A REALIZAR

Los tipos de investigación que se utilizan en las Ciencias Sociales se clasifican en: a) empírica y teórica; b) pura y aplicada; c) descriptiva y explicativa.

a) Investigaciones empíricas y teóricas

En las empíricas, la resolución de los problemas planteados, implica el uso de operaciones de carácter empírico, tanto en la recolección de datos como en su análisis, además del uso de conceptos teóricos. Al contrario, las investigaciones teóricas tratan de resolver el problema con solo el uso del raciocinio y el pensamiento, aunque se refieren a operaciones y datos empíricos.

b) Investigaciones puras y aplicadas

Las puras ó básicas, buscan resultados por el mero valor del conocimiento, en tanto las aplicadas, tienen propósitos prácticos, ya sea para resolver un problema, para tomar decisiones, desarrollar nuevos programas, evaluarlos.

c) Investigaciones descriptivas y explicativas

Se diferencian en el nivel de conocimiento que se desea obtener, en las descriptivas se trata de describir las principales modalidades de formación o cambio de un fenómeno como también su relaciones con otros.

En las explicativas a diferencia de las primeras, se busca la causa de un fenómeno o su inserción en el contexto teórico.

Es entendido que estos tipos de investigaciones no son excluyentes y al contrario, se pueden combinar; así por ejemplo una investigación puede ser teórica y explicativa ó descriptiva y aplicada. Es importante explicar en qué se fundamenta dicha caracterización.

Existen dos tipos de métodos de investigación: experimental y no experimental, basados en el control que puedan ejercer el investigador en los diferentes aspectos y variables que comprenden el estudio.

Los métodos experimentales, son especialmente apropiados para estudios explicativos y comparativos. Es posible relacionar el efecto a una causa producida experimentalmente (variable independiente). En los estudios de tipo comparativo, es posible establecer cual o cuales de un conjunto de variables independientes o conjuntos causales tienen mayores o diferentes efectos en ciertos fenómenos.

Los métodos no experimentales (encuestas), son esencialmente apropiados para investigaciones descriptivas y relacionadas, es decir, la investigación en que se desean establecer las asociaciones que puedan existir entre varias variables.

Consecuente con las definiciones anteriores, en el presente proyecto de investigación, se utiliza el método experimental de tipo descriptivo, explicativo y aplicado.

El carácter descriptivo lo da la descripción comparativa de las principales características del origen y evolución del subsector de los hidrocarburos en América Latina, así como la descripción del estado actual de la industria en Costa Rica; el carácter explicativo resulta del análisis de las causas que han motivado la transformación y la evolución del subsector de los hidrocarburos en los países latinoamericano; mientras el carácter aplicado se dirige a la solución del desarrollo del subsector de los hidrocarburos en Costa Rica, presentando una propuesta y análisis de la estrategia de desarrollo de esta industria nuestro país. Para tal fin se han tomando en cuenta las tendencias mundiales de globalización y las necesidades particulares de Costa Rica, dentro del contexto latinoamericano.

2. ANALISIS DE LOS OBJETIVOS Y DE LA HIPOTESIS

2.1. DIAGRAMA DE OBJETIVOS

Diagnóstico y benchmarking internacional, América Latina y el Caribe

Diagnóstico y benchmarking nacional

Propuesta de estrategia de desarrollo de la industria de los hidrocarburos en
Costa Rica

Desarrollo social de Costa Rica Estabilidad laboral
 Creación de nuevas fuentes de empleo

Desarrollo económico de Explotación de hidrocarburos
 Costa Rica Desarrollo de la infraestructura
 Mayor estabilidad de los precios de
 los hidrocarburos

Preparar el país para la introducción
 y la sustitución del petróleo con el
 gas natural

OBJETIVO TERMINAL

2.2. MATRIZ DE DESARROLLO

HIPOTESIS	VARIABLES	INDICADORES
El desarrollo vertical de la industria de los hidrocarburos en Costa Rica, con capacidad de abastecimiento tanto	1) Upstream	<ul style="list-style-type: none"> - Promoción del potencial de los hidrocarburos del país a nivel internacional - Proceso licitatorio transparente y ágil - Intensificar la exploración y eventual explotación de los hidrocarburos

<p>del mercado nacional, como del centroamericano y con perspectivas de colocar los excedentes en otros países fuera de la región, coadyuvará a la prosperidad económica, social y académica de Costa Rica principalmente, así como de los otros países centroamericanos</p>	<p>2) Downstream</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Estimación de la demanda de los derivados del petróleo en Centroamérica - Proyección y aumento de la capacidad de refinación para cubrir la demanda estimada - Aumento de la capacidad de almacenamiento acorde con la demanda estimada - Desarrollo de la infraestructura portuaria de acuerdo con los volúmenes de importación estimados del petróleo - Modificación del marco legal existente en Costa Rica según las necesidades de desarrollo de la actividad - Inserción del gas natural en el mercado nacional y centroamericano
--	----------------------	--

3. MANEJO DE LA INFORMACION

La metodología de las Ciencias Sociales para el manejo de la información, ofrece distintas técnicas. Sin embargo, su uso, la forma en que se utiliza, su oportunidad y momento responde a los elementos de la naturaleza de la investigación, a su planeamiento y estrategia, lo cual a su vez está influenciado por la experiencia y el conocimiento del investigador.

Las técnicas más usuales son las siguientes: la observación, la recopilación de datos, la entrevista, el cuestionario, el muestreo y la representación gráfica.

Para el desarrollo del presente proyecto de investigación se utilizó la siguiente metodología para el manejo de la información: controlada, de campo, de laboratorio y observación documental.

La información controlada, es aquella que con anterioridad se definen los aspectos que se han de observar.

La información de campo, es obtenida por medio de visitas a la infraestructura de la industria y se documenta "in situ", el estado de la misma.

La información de laboratorio, se obtiene mediante los resultados de los análisis de calidad de los derivados del petróleo que se comercializan.

La información obtenida mediante la observación documental, se recopila mediante publicaciones en revistas de especialidad, leyes, decretos, informes técnicos, Internet, publicaciones de organismos internacionales especializados.

Desde el punto de vista de la recopilación documental, en el presente proyecto, se da el acopio, revisión y selección de documentos necesarios para el suministro de datos al proceso de investigación. Las fuentes de datos utilizadas son secundarias, como los de tipo bibliográficos, libros y artículos referentes al tema. Además la información es obtenida de bases de datos como el Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), el Sistema de Información Integrado Energético de América Latina (SIIE), las páginas Web de Internet relacionadas con el tema.

La información obtenida de todo tipo de fuentes, se registra adecuadamente en fichas para un mejor análisis de la información con el fin de elaborar la propuesta, para la estrategia de desarrollo de la industria de los hidrocarburos en Costa Rica.

En el proyecto, también, se realiza la representación gráfica que permite la presentación e interpretación de los datos y resultados de la investigación en forma gráfica. De esta categoría se enuncian los cuadros estadísticos, histogramas, organigramas, gráficos circulares.

PARTE IV: INVESTIGACION PROFESIONAL INTERNACIONAL

1. LA MODERNIZACION

1.1. EL CONCEPTO DE LA MODERNIZACION¹

En el presente proyecto, la modernización es entendida como un proceso de transformación estructural y funcional de un sistema socioeconómico o de sus partes, que se presenta como propuesta para un mejor cumplimiento de las aspiraciones de la sociedad y/o respuesta deliberada o condicionada a cambios en el contexto económico, tecnológico, ambiental e institucional en el plano mundial. Tales procesos de transformación, han sido recurrentes en la historia de las sociedades y se presentan generalmente como consecuencia de “brotes innovadores”, que introducen nuevas tecnologías y/o como respuesta a la acumulación de tensiones en la articulación y funcionamiento de diferentes subsistemas socioeconómicos. Estos procesos son particularmente intensos cuando su alcance adquiere una perspectiva global.

En los años sesenta, la industria petrolera internacional estaba integrada verticalmente. El 75 % de la producción mundial del petróleo se encontraba en poder de las “majors”, que producían en países que detectaban grandes reservas y refinaban en sus países de origen donde se encontraba el mercado.

Los años setenta presentaron un proceso de desintegración vertical de la industria, con la nacionalización de la misma por parte de los países productores

¹¹ OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; pág. 1. Adaptación por DOBRINESCU, M. & BALLESTERO, L., mayo 2000.

de petróleo y la creación de las empresas estatales petroleras en diversas partes del mundo, algunas de ellas en América Latina y el Caribe. Esta época se caracterizó por la expansión de la industria petrolera hacia nuevos negocios, tales como los de fertilizantes, petroquímicos, lubricantes, minería, etc.

En los años ochenta, se presentó una profunda crisis de la industria y se inició un proceso de reestructuración de las empresas petroleras. Dicha crisis se debió en parte, a los altos precios del petróleo y por el cambio gradual del modelo de Estado empresario a Estado fiscalizador y regulador.

La década de los noventa, está marcada por la globalización de las economías, la apertura de mercados y la definición de un nuevo papel para el Estado, en lo que se refiere al sector económico en general y al sector energético en particular.

La producción mundial del petróleo controlada por las “majors”, se ha reducido sustancialmente y ésta representa apenas un 15%. Dicha reducción se produjo como resultado, tanto por el aumento de la producción de las empresas petroleras de los países productores, como por el auge de los llamados “productores independientes”.

La importancia creciente que viene adquiriendo el gas natural en la industria petrolera, hace que la misma sea tratada actualmente como la industria del petróleo y gas natural. Esto se debe a las características limpias de este energético, para atender las exigencias ambientalistas, a su mayor aprovechamiento como combustible de integración, facilitado por la apertura de

ronteras de los países al comercio internacional, y a su creciente utilización en la generación de energía eléctrica.

La combinación gas natural - electricidad, viene siendo utilizado no solamente para cubrir el déficit de energía eléctrica de la región y fomentar su desarrollo económico, sino también, por las propias empresas petroleras en sus operaciones, las cuales se están transformando en importantes productoras de energía eléctrica. En otras palabras, la producción de energía eléctrica viene transformándose en el downstream del gas natural.

También se observa la evolución por parte de algunas empresas generadoras de energía eléctrica, que se involucran a procesos de explotación gasífera, como una estrategia de consolidación del suministro.

Estos fenómenos han sido calificados como un paso evolutivo hacia la “empresa energética integral globalizada”.

1.2. FASES EN EL PROCESO DE MODERNIZACION¹

Las reformas no asumen características idénticas en los países de la región y su ritmo de desarrollo es también distinto en cada caso. Sin embargo, las similitudes que se observan en los procesos de transformación, así como semejanzas en las condiciones previas a su inicio, permiten realizar una

¹ OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; págs. 4 – 10. Actualizado por DOBRINESCU, M. & BALLESTERO, L., mayo 2000.

descripción esquemática que enmarca conceptualmente este proceso, caracterizando sus distintas fases y facilitando una evaluación posterior.

En el Cuadro N° 2 se presentan esquemáticamente las diferentes etapas del proceso de transformación. Por lo general, el inicio de las reformas se ubican en el período que se extiende desde la segunda mitad de los ochenta hasta el principio de los noventa.

Cuadro N°2: Fases de la modernización ¹

Fases	Características	Respuesta política	Duración
Pre-Reforma	<u>Estancamiento</u> y crisis económica	Ajustes convencionales	
	<u>Inestabilidad</u> económica, política y social	Propuesta de reforma	Uno a varios años, intentos fallidos
Reforma	<u>Estabilización</u> a corto plazo	Adopción de principales elementos de la reforma	Un año
Transformación	<u>Recuperación</u> , auge y mayor eficiencia productiva	Implantación y adición de reformas complementarias	Uno a cinco años
	<u>Tensión social</u>	Preocupación por excesos y carencias	Un año
	<u>Crisis</u>	Correcciones	Uno a cuatro años
Post-Reforma	<u>Estabilización</u> a largo plazo	Nuevos enfoques (sustentabilidad, armonización regional, etc.)	

¹ Banco Interamericano de Desarrollo, adaptación OLADE

La secuencia de las fases de la modernización incluida en el Cuadro N° 2 , no se produce de manera automática. Se trata más bien de una serie de eventos del tipo: ocurrencia de problemas - acciones políticas – efectos – reacciones políticas a estos efectos – nuevos efectos – etc. Se entiende además que las acciones y reacciones políticas no constituyen decisiones homogéneas, sino resultados de las contradicciones entre grupos de actores sociales. Del mismo modo, los efectos de las acciones políticas también dependen de las actitudes y expectativas de los actores, que poseen mayor capacidad de maniobra dentro del sistema.

1.2.1. LA FASE PREREFORMA

a. El estancamiento

Constituye una etapa en la que se manifiesta claramente la pérdida de funcionalidad del anterior modelo de desarrollo de los países de la región, en contradicción con la nueva dinámica del contexto mundial.

Obviamente, la profundidad de la crisis y el estancamiento, son distintos en cada país. En algunos, el modelo anterior presenta serias disfunciones que se traducen por pérdida de viabilidad, incapacidad para cumplir con sus tareas fundamentales y para encarar nuevos desafíos. En otros, la subsistencia del anterior esquema de desarrollo, permitió por un tiempo un moderado ritmo de crecimiento, entre otras razones, por la capacidad de adaptación y el grado de flexibilidad de la organización general de cada país.

Los primeros síntomas de pérdida de funcionalidad del modelo de desarrollo, basado fundamentalmente en la industrialización sustitutiva de importaciones, comienza a manifestarse en el transcurso de la segunda mitad de la década del setenta, ocurriendo entonces importantes modificaciones al contexto mundial, como fue la relocalización de las actividades productivas e internacionalización financiera, desatadas por la crisis de crecimiento que estaban enfrentando las economías avanzadas desde comienzos de esa década. La fuerte liquidez internacional postergó la crisis de viabilidad de aquel modelo en el área de los países en desarrollo y, particularmente en ALC. Sin embargo, el crecimiento sostenido implicó un rápido endeudamiento externo, ante el cambio de orientación de la política económica de EEUU y el consecuente efecto sobre la liquidez en el mercado financiero internacional, desató la crisis de principios de los ochenta. Los intentos de ajuste coyunturales de tipo convencional que se ensayaron en la primera mitad de la llamada “década pérdida”, no fueron suficientes para estabilizar las economías de la región y retomar el crecimiento.

Previo a esta década el promedio de crecimiento económico de ALC, había superado el promedio de 5,3% anual.

b. La inestabilidad

El sistema entra en un período de inestabilidad, como efecto de una tensión de carácter creciente de fuerzas favorables al cambio y fuerzas de resistencia al mismo. Es la solución a este tipo de tensión y no el grado de estancamiento en sí mismo, lo que da lugar a los procesos de cambio. Dado el esfuerzo requerido para realizar los cambios, sin una clara solución de estas tensiones a favor de su

ejecución, el sistema puede mantener por algún tiempo el anterior esquema de desarrollo, a pesar de señales claras que indican su agotamiento. En algunos países, se optó por la ejecución de reformas partiendo del reconocimiento, de que el nuevo contexto observado en el plano mundial ofrecía nuevas oportunidades, a pesar de los riesgos y sacrificios que suponían los cambios.

En la solución de las mencionadas tensiones entre grupos antagónicos, pesan el grado de organización, las aspiraciones de progreso y las experiencias anteriores. Bajo un enfoque ideal del proceso de cambio, se supone de las posiciones antagónicas, la búsqueda de consenso y participación de la mayor parte de la población, en especial de los grupos afectados por los cambios. Inevitablemente se requiere de la introducción de un nuevo modelo.

1.2.2. LA REFORMA

La estabilización

La etapa de reforma y estabilización no se alcanzan, sino cuando las fuerzas favorables al cambio, logran vencer la resistencia que pretende mantener el “status – quo”.

En situaciones concretas los procesos de cambio, asumen formas muy diferentes: el cambio radical, el cambio gradual, el cambio discontinuo o el cambio caótico.

El cambio radical es posible en condiciones de alta concentración de poder expresada en forma dictatorial o democrática, pero siempre operando a favor del

cambio. Tiene un enfoque definido desde el inicio. Ofrece seguridad para los actores a condición de que el sistema político perciba una perspectiva de estabilidad.

El cambio gradual requiere de procesos consensuales, que hagan que las fuerzas contrarias al cambio, se debiliten o abandonen su resistencia. Se inicia gradualmente con una distinción entre posiciones opuestas. El cambio gradual avanza de forma constante y ordenada. Puede ocurrir que no se tenga un enfoque totalmente definido desde el inicio del proceso, y que solo se conozca la dirección del mismo. En este caso funciona el principio de "prueba y error" y el resultado no es claramente previsible. Este proceso de cambio supone cierto grado de riesgo.

El cambio discontinuo o caótico, se produce dentro de entornos conflictivos sin apoyo mayoritario estable y con un alto grado de riesgo. Está caracterizado por intentos infructuosos de realizar las reformas. No se logra de manera coherente una estabilización.

1.2.3. LA TRANSFORMACION

La fase de transición adopta diversas maneras. Su naturaleza depende en cierta medida de la modalidad de cambio adoptada.

La etapa de transición de los países de la región, se caracteriza por una recuperación del crecimiento económico y por sus efectos positivos sobre otros renglones económicos. Sin embargo, puede ser erróneo que la aplicación de las reformas se traduzca automáticamente en una mejora generalizada del

desempeño económico. La experiencia positiva de los primeros años de la década de los noventa, tuvo lugar en un contexto de liquidez internacional significativamente mayor que la registrada en buena parte de la década anterior, cuando el factor externo se sumó como elemento explicativo de la crisis. A su vez, la adopción de las reformas estructurales, generalmente fue factor condicionante de los flujos de capital hacia los diferentes países.

Más allá del grado de causalidad entre reformas y recuperación económica, debe de recordarse que las mismas han incidido en diversas maneras sobre el ámbito social y sus efectos parecen sentirse más claramente en los momentos en que el crecimiento económico, es insuficiente y el producto no alcanza los grupos sociales mayormente afectados por el ajuste.

Una de las experiencias más comunes en los países del área, es que el auge económico consecuencia de la reforma, va seguido casi sistemáticamente por momentos de tensión y crisis. Todos los países, tanto aquellos que han avanzado en sus reformas, como los que aún presentan etapas de inestabilidad previas a una reforma efectiva, deben de permanecer atentos a estos efectos de carácter decisivo para el éxito de todo esfuerzo de modernización.

1.2.4. LA POS - REFORMA

Son aún pocos los países que han iniciado la etapa de postreforma, por lo tanto, solo es posible hacer especulaciones y/o formular escenarios sobre esta fase del proceso.

Si se logra crear un nuevo sistema que tenga la capacidad de adaptarse a las nuevas condiciones, la estabilidad dinámica puede ser mayor. Sin embargo, la historia enseña que todos los sistemas sociales cuya organización esté basada en leyes y reglas, después de un periodo más o menos prolongado requerirán inexorablemente de una ulterior modernización.

1.3. LA MODERNIZACION EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS¹

La industria de los hidrocarburos en ALC está organizada y funciona en las siguientes tres modalidades.

1. La modalidad del control central (CC).
2. La modalidad de una estructura integrada regulada (IR).
3. La modalidad del mercado operando en estructuras desintegradas y abiertas (MA).

La modalidad CC, se caracteriza por la exclusividad casi total del Estado en las decisiones basadas en una planificación técnica y una priorización política ejecutada por la empresa estatal.

La modalidad de la estructura IR, permite una mayor autonomía de las empresas. El Estado asume el papel de regulador, a través del cual puede dar

¹ OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; págs. 26 – 27. Actualizado por DOBRINESCU, M. & BALLESTEO, L., mayo 2000.

prioridad a consideraciones técnicas y económicas, pero mantiene siempre una dosis de criterio político. El Estado participa en las decisiones de inversión y en la formación de precios de manera efectiva. La coordinación de las decisiones responde a mecanismos regulatorios, pero tendrá también elementos de negociación entre los intereses económicos de la empresa y los objetivos políticos del Estado y la sociedad. Se puede introducir un grado de disputabilidad por medio de licitaciones.

La modalidad de coordinación por el mercado (MA), se caracteriza por la existencia de un alto grado de disputabilidad. Para aquellas fuentes que se distribuyen por redes fijas, esta disputabilidad puede ser introducida mediante la segmentación vertical y horizontal de la cadena de abastecimiento y el establecimiento del principio del libre acceso a las redes de transporte y distribución. Sin embargo, esta modalidad no excluye la posibilidad de que parte de las cadenas subsectoriales, estén organizadas como monopolios. Si tales monopolios fueran inevitables, se admite que sean regulados. En todo caso, el papel del Estado se reduce una vez que se ha establecido el marco regulatorio básico para el libre funcionamiento de los mecanismos de mercado. Las decisiones de inversión son tomadas de manera totalmente descentralizada, por los múltiples actores participantes, y son coordinadas únicamente a través del mercado. Respecto a las partes excluidas de la competencia, el Estado desempeña un papel regulador mucho más fuerte pero estrictamente basado en criterios técnicos.

Las reformas en la industria de los hidrocarburos, que se realizan en ALC, implican el tránsito de una modalidad de coordinación a otra. La forma original era en la mayor parte de los casos la modalidad CC. Muchas de estas situaciones han sido reconvertidas, a través de procesos de reforma, a la modalidad MA, por ejemplo, los mercados internos de petróleo y derivados.

2. LAS REFORMAS

2.1. LAS REFORMAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA ¹

Las reformas en el ámbito de la industria petrolera se llevaron a cabo dentro de un complejo contexto de cambios en la estructura del mercado mundial, en tecnología y en transformaciones, las que se describen a continuación:

- Un nuevo orden imperante a partir de los años ochenta, en los cuales se observa una preponderancia de los grandes países consumidores sobre los países productores;
- El surgimiento de nuevos productores independientes (países no OPEC y los de bajo potencial petrolero) y la diversificación geográfica de la oferta;
- Un ambiente de importantes innovaciones tecnológicas que incrementan la productividad y la eficiencia de las operaciones en toda la cadena de la industria;

¹ OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; págs. 71 – 75; 77 – 82. Actualizado por DOBRINESCU, M. & BALLESTERO, L., mayo 2000.

- La consolidación de nuevos esquemas de contratación para la compra y venta internacional del petróleo, el auge de los precios spot y los mercados a futuro;
- El cambio de conceptualización desde la óptica del petróleo como “bien estratégico” a la de petróleo como “bien transable” (commodity).

Los procesos de reestructuración de la industria petrolera de los países de ALC, se producen en un contexto en que se aprecian dos situaciones relevantes. La primera de ellas se relaciona con el nuevo orden imperante de la industria petrolera mundial desde mediados de la época de los ochenta, traducida en una mayor preponderancia de los países consumidores.

En este nuevo escenario, el origen de la oferta se diversifica y las diferentes regiones productoras de petróleo entran en una competencia sin tregua por las captaciones de inversiones.

Por otra parte, la incorporación de importantes innovaciones tecnológicas ha permitido una reducción de los costos de producción, así como la incorporación de nuevas áreas para su explotación. En contraposición, en el upstream, los rendimientos se vuelven decrecientes, en la medida en que las empresas operan en yacimientos menos accesibles o de menor escala, aumentando costos unitarios. También en la actividad del downstream se pueden distinguir fuerzas que empujan hacia arriba los costos tales como: la necesidad de producir combustibles más limpios, más compatibles con el entorno, la de ajustar la oferta a

las cambiantes condiciones de la demanda y la de procesar crudos más pesados y con mayor contenido de impurezas.

El desarrollo de los mercados spot, de precios futuros y opciones en el sector petrolero, puede inducir a pensar que dentro del nuevo orden, el funcionamiento del mercado y la formación de los precios reflejan plenamente, las condiciones económicas que actúan sobre la oferta y la demanda, dando por lo tanto al petróleo la característica de “comodity”.

La segunda situación que se aprecia en la reestructuración de la industria petrolera en ALC, se refiere a los procesos de modernización económica. Las primeras acciones de reforma consistieron en el saneamiento financiero y en ajustes al marco jurídico y/o en la gestión de las empresas. Las siguientes etapas implican cambios más profundos, vinculados al funcionamiento de los mercados, la apertura de ciertas actividades a la inversión privada y en algunos casos la desincorporación parcial o total de activos públicos.

2.1.1.PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LAS REFORMAS PETROLERAS

Se conceptualiza la modernización de la industria petrolera, como un proceso adaptativo, secuencial, y continuo adoptado con sujeción a una racionalidad de carácter técnico, económico y político, que busca alcanzar objetivos de largo plazo, en un entorno acotado por el conjunto de las relaciones internacionales y

por la capacidad de maniobra como consecuencia de la disponibilidad de recursos tecnológicos, financieros, naturales, etc.

De esto se desprende que no necesariamente “modernizar” es sinónimo de “privatizar”. En efecto las estrategias adoptadas por los países, no responden a factores de carácter estrictamente ideológico o político, sino también, al conjunto de condiciones de distinta índole.

Entre las medidas que inicialmente adoptan los países en el proceso de modernización de la industria petrolera, pueden anotarse las siguientes:

- Racionalización de subsidios;
- Reducción de transferencias a empresas estatales;
- Ajustes a los precios de los combustibles con el fin de cubrir costos, o con el propósito de nivelarlos con sus costos de oportunidad: así se adoptan mecanismos como los precios de paridad de importación y los precios de paridad de exportación;
- Reformas organizacionales consistentes en racionalización de gastos, identificación de unidades de negocios, downsizing, outsourcing, concentración en el core bussines, creación de holdings y otros.

Más tarde, se producirán transformaciones estructurales mucho más profundas tales como:

- Cambios en los regímenes de contratación para la exploración de hidrocarburos (upstream);

- Liberalización de las barreras de entrada al transporte, refinación y comercialización (downstream);
- Modernización de las empresas públicas;
- Privatizaciones de empresas estatales

El origen de los criterios en la elección de “estrategias deseables”, se encuentra en la factibilidad de éstas, como opciones alcanzables por los gobiernos, tomando en cuenta:

- Los equilibrios del poder propios de las democracias contemporáneas;
- Las opciones viables en el ámbito de la macroeconomía;
- La dotación de las reservas y por ende la capacidad de producción petrolera;
- El tamaño de los mercados internos;
- El desarrollo alcanzado por las empresas estatales, su experiencia en la industria y su nivel tecnológico

En la década de los noventa, se llevaron a cabo importantes reformas a las leyes de petróleo de la mayoría de los países de América Latina, destacan los casos de siete países de la región: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela. Chile puso en marcha su reforma a partir de mediados de los setenta, liberalizando el mercado pero sin considerar la privatización del Ente Nacional Petrolero (ENAP), que controla el upstream y todas las refinerías.

México es el único país que ha dejado intacto el funcionamiento que rige la industria petrolera, donde continua vigente lo establecido en la constitución de

1917, que reserva para el Estado la explotación de los hidrocarburos. No obstante, se han realizado modificaciones a leyes reglamentarias, dando oportunidad a la participación privada en algunas actividades del downstream.

Los aspectos comunes tienen relación con el paradigma del libre mercado y con condiciones del ajuste macroeconómico, como la reducción de presiones fiscales, saneamiento financiero de empresas públicas, ajuste de precios y eliminación de subsidios.

Los ajustes de precios tuvieron, en primer momento, motivaciones casi exclusivamente de carácter fiscal, observándose un mayor o menor gradualismo según los casos. Las empresas fueron incrementando progresivamente su participación en los precios finales de los combustibles. En una segunda instancia se planteó una política de acercamiento de los precios internos a los precios internacionales, tomados como precios de referencia; aunque este patrón no se halla seguido en todos los países, si se considera a estos últimos precios como indicadores básicos de los costos de oportunidad.

Además de los ajustes de precios, se utilizaron, aunque no en forma generalizada, otros instrumentos tales como la reducción de las transferencias de recursos de la empresa al fisco, la reestructuración de pasivos y la refinanciación de la deuda externa. También se realizaron ajustes a la organización empresarial, tendientes a lograr mejoras en la eficiencia productiva, especialmente en plano operacional, mediante la separación de unidades de negocios y a la racionalización de los gastos. En algunos casos, se cerraron ciertas unidades de

bajo rendimiento o se recurrió a esquemas de descentralización, para hacer más transparente el funcionamiento de las citadas unidades de negocios.

2.1.1.1.LA ELIMINACION DE BARRERAS DE ENTRADA A LAS ACTIVIDADES PETROLERAS E INCENTIVOS A LA INVERSION

En términos generales, las reformas petroleras implicaron en la gran mayoría de los países, la eliminación de las barreras artificiales de tipo normativo, a la entrada de nuevos actores al subsector. Además, las reformas obedecieron a la necesidad de contar con recursos no estatales para llevar a cabo las inversiones de expansión requerida en las diversas etapas de la cadena, así como la incorporación de nuevas tecnologías a las mencionadas actividades.

2.1.1.1.1. LOS CAMBIOS EN EL UPSTREAM

En el ámbito del upstream, el principal objetivo de la eliminación de las barreras, fue el de atraer capital de riesgo, para aumentar las reservas, elevar la producción nacional e incrementar el saldo neto de divisas.

a) Los países que ampliaron los incentivos ya existentes

Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, son los países que en mayor o menor grado adoptaron en parte o totalmente las siguientes medidas:

- Ampliación de los plazos para la exploración petrolera
- Eliminación de la obligación de perforar pozos exploratorios

- Incremento de la participación del contratista en la renta neta
- Permiso para la libre disponibilidad del petróleo producido
- Reducción de la carga tributaria
- Establecimiento de un libre régimen de convertibilidad de moneda nacional a divisas extranjeras, así como de libre disponibilidad y libre repartición de las ganancias.
- Premios para operar bajo condiciones operativas más flexibles
- Libertad para transferir o ceder los contratos a terceros.
- Permiso para arbitraje internacional en solución de conflictos

En términos generales, estos incentivos se concentran en una mayor participación en la producción de petróleo (Bolivia, Colombia, Ecuador, Chile), en la libre disponibilidad del petróleo (Argentina, Perú), en una disminución de las cuotas del impuesto a la renta y de los gravámenes de las rentas de utilidades, en todos los países, y en condiciones de operación más flexibles, traducidos contractualmente en ampliación de los plazos de exploración, eliminación de la obligación de perforar pozos exploratorios en el marco de la operación sísmica, entre otros.

Recientemente, Colombia incluyó los siguientes nuevos incentivos: la reducción de la parte de la producción que ECOPETROL recibe, del actual 80% a un 30%; permitir que las empresas privadas responsables del 70% de la inversión, retengan el 70% después de regalías, en vez del actual reparto 50 – 50%; reemplazar la regalía fija actual del 20% con una regalía de escala móvil; abreviar

entre 6 y 12 meses el período establecido para evaluación de pozos, en permisos ambientales; y permitir una fórmula de recuperación de costos más razonable para quienes invierten en exploración y explotación.

Además, tiene prevista la posibilidad de extender la regalía de escala móvil, a los nuevos descubrimientos en los contratos existentes y de ofertar una extensión de los contratos a cambio de incrementos en la inversión

b) Los países que recién iniciaron la apertura

Brasil, Cuba, Venezuela y Costa Rica, son los países que empezaron recientemente una apertura a la inversión privada. En Brasil, la constitución política de 1988 fue modificada en 1995, para permitir la inversión privada en la exploración y la explotación de petróleo.

El modelo que adoptó Brasil, busca:

- Preservar el monopolio constitucional sobre los hidrocarburos.
- Garantizar el control del estado sobre PETROBRAS.
- Permitir el acceso no - discriminatorio de empresas privadas en las diferentes actividades de la industria.
- Asegurar que la actividad se lleve a cabo en un ambiente más competitivo.
- La exploración y explotación se llevará a cabo mediante contratos de concesión.

En Venezuela, durante el año de 1992, el Congreso interpretó la legislación vigente permitiendo la suscripción de contratos de operación en campos marginales y la concertación de “asociaciones estratégicas”, entre PDVSA y

operadores privados, en la explotación de crudos pesados de la Faja del Orinoco. En 1995, el Congreso venezolano autorizó la suscripción de convenios de “ganancias compartidas” para la exploración y explotación de nuevas reservas. Ninguna de las nuevas modalidades, supone la privatización de los campos que actualmente opera PDVSA.

En Cuba, CUPET a puesto en marcha incentivos de negocios con compañías extranjeras, relacionadas con la producción compartida en exploración a riesgo. A julio de 1997, sobre la mayor parte del territorio cubano, se han contratado este tipo de actividades de exploración tanto terrestre como marina, permitiéndose la reactivación de pozos con producción declinante.

c) Países con participación exclusiva del sector público

Solo México se a abstenido de realizar algún tipo de apertura en las actividades de exploración, desarrollo y producción, manteniendo por lo tanto la exclusividad del sector público en al actividad de upstream.

Sin embargo, PEMEX está facultada para suscribir “contratos de servicio”, en el upstream, con empresas privadas especializadas.

2.1.1.1.2. LOS CAMBIOS EN EL DOWNSTREAM

En el downstream se dan las siguientes tendencias básicas:

- Desregulación de los mercados.
- Eliminación de subsidios.
- Reducción de los controles de precios.

- Libre importación de crudo o derivados.

La mayoría de los países de la región, han eliminado las barreras de entrada a las operaciones propias del downstream, que anteriormente estaban reservadas para el Estado: transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados:

a) La actividad de transporte

Con excepción de México y Venezuela parcialmente, los oleoductos (poliductos), pueden ser construidos y operados, tanto por empresas estatales como por privados. En algunos países, sin embargo, la empresa privada debe de suscribir previamente contratos con la empresa estatal.

En Argentina, Colombia, Bolivia, Chile, Ecuador y Perú, no hubo mayores cambios, ya que antes de las reformas, las empresas privadas podían incursionar en el transporte. En Bolivia, recientemente, se ha capitalizado el transporte. Shell y Enron son dueños de la recién creada TRANSREDES S.A., que maneja 2 663 km de tubería de gas natural y 2 314 km de tuberías de crudo, además del proyecto de interconexión Bolivia - Brasil, en el que se invirtió US \$ 263 millones.

En Brasil después de las reformas constitucionales de 1995, se autorizó la inversión privada en el transporte de crudo y derivados. La política brasileña, posibilita la participación de capital y tecnología privados en las actividades de transporte de petróleo, gas natural y derivados para abastecer el mercado interno o para exportar o importar estos energéticos mediante la propuesta de construcción de infraestructura como oleoductos, poliductos, gasoductos y facilidades de almacenamiento.

En México y Venezuela parcialmente, el transporte de hidrocarburos y sus derivados, solo puede ser realizado por empresas estatales. México permite la participación privada en la parte del downstream del gas natural, al igual que en la petroquímica secundaria.

b) Las actividades de refinación

Se diferencian cuatro tipos de situaciones:

- Las refinerías de propiedad estatal, donde el Estado ejerce el monopolio: México, Venezuela, Brasil (con excepción de algunas refinerías privadas), Bolivia, Colombia, Ecuador, Costa Rica, Chile, Jamaica, Paraguay, Trinidad y Tobago y Uruguay.
- Las refinerías que eran del sector privado aún antes del proceso de apertura: Argentina, Barbados, Panamá, El Salvador, Nicaragua
- Empresas mixtas de refinación: República Dominicana
- Refinerías que se han privatizado: Argentina y Perú

La mayoría de los países permiten la participación privada en la refinación. Con ello se busca estimular la libre competencia, lo que a su vez depende de las condiciones de entrada y del tamaño de los mercados.

Venezuela permite la participación de la empresa privada, en actividades de industrialización especializada que demanda tecnología de punta.

En Argentina, Colombia y Chile no hubo mayores cambios a la legislación anterior a la reforma, pero solo en Argentina existían refinerías privadas. En Colombia y Chile, todas las refinerías son propiedad de ECOPETROL y ENAP.

Las reformas en Bolivia, Brasil y Perú permiten ahora la participación privada, que anteriormente estaba reservada a las empresas estatales. En 1996, se privatizó la refinería de La Pampilla en Perú, que atiende cerca de más del 70% del mercado interno. En Ecuador, aún cuando se elaboran planes para permitir la participación privada en la refinería de La Libertad, ello no se ha concretado. En Bolivia, el plan de capitalización de YPF, contemplaba la venta de las refinerías, pero aparentemente esta opción ha sido detenida provisionalmente.

En Brasil con algunas excepciones, Colombia y Chile todas las refinerías existentes son de propiedad estatal. No está prevista su privatización, aunque se ha anunciado que ENAP de Chile, se abrirá hacia la búsqueda de un socio estratégico que podría comprarle el 30% del capital social.

Brasil dentro de su nueva política energética, permite la participación de inversionistas privados en las actividades de refinación, mediante la propuesta para la construcción, ampliación y operación de refinerías y unidades de almacenamiento y procesamiento de gas natural.

En el caso de PEMEX, se han contemplado otros tipos de esquemas, como el de los convenios de “suministro de crudo a cambio de producto refinado”. Con el fin de garantizar la colocación del crudo pesado Maya, en el mercado internacional, y asegurar el abastecimiento de gasolina sin plomo, PEMEX, mantiene un contrato con la refinería Deer Park, localizada en EEUU propiedad de Shell. De esta manera, México exporta petróleo e importa gasolina.

Cuba, abrió el camino para empresas mixtas en el tratamiento del gas asociado de petróleo, el desarrollo acelerado y la comercialización de GLP y para la producción y comercialización de lubricantes de alta tecnología.

2.1.2. LIBRE COMERCIO Y LA LIBERALIZACIÓN DEL CRUDO Y DERIVADOS

En lo que atañe al funcionamiento del mercado de los combustibles, la tendencia general que se observa en los procesos de reforma, es hacia la creciente desregulación de los mercados internos, mediante la eliminación de los subsidios y controles de precios y la libre importación de petróleo y sus derivados.

2.1.2.1 LA LIBRE IMPORTACION DE CRUDO Y DERIVADOS

En la mayoría de los países de la región, se permite la libre importación de petróleo y derivados para el consumo interno. Esto induce a que los precios en dicho mercado se fijen de acuerdo a los precios internacionales. Para que el esquema funcione debe de existir disponibilidad portuario y tanques de almacenamiento que, en muchos países están en manos de empresas estatales. Lo anterior indica, sin duda, limitaciones a la disponibilidad de los mercados.

En Argentina, la mencionada infraestructura está privatizada, y en Perú, está en vías de privatización todo el almacenamiento.

En Chile, el libre comercio data de mediados de la década de los setenta. Solo en los noventa, Argentina, Ecuador y Perú lo adoptaron. En cambio, en Bolivia y Colombia está permitida la libre importación, pero los precios internos son fijados por el Estado.

En Brasil, se permite la libre importación y exportación del petróleo, derivados y gas natural condensado, a cualquier empresa o consorcio que hubiere obtenido la autorización de la Agencia Nacional del Petróleo.

En México y Venezuela, no se ha dispuesto la libre importación de petróleo.

A pesar de que los países centroamericanos han liberalizado la importación de derivados de petróleo y han adoptado "sistemas de precios de paridad de importación", a fin de garantizar competitividad, transparencia y reducción de los costos del suministro, no han podido beneficiarse íntegramente de esta política, como consecuencia de la práctica anti - competitiva de algunas de las grandes transnacionales, que utilizan como precios internacionales de referencia los "posting" del Caribe. Los altos costos de transporte, originados en las adquisiciones realizadas en volúmenes pequeños es otro factor importante, que solamente podría superarse, en la medida en que se adopte un sistema amplio y coordinado de importaciones.

2.1.2.2. LIBERALIZACION DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

La implementación de una política de fijación de precios internos de acuerdo a los precios internacionales, ha ayudado a mejorar de modo significativo los ingresos de las empresas estatales y ha contribuido a su saneamiento financiero.

En Chile, este criterio data de mediados del año setenta. Actualmente, existe el Fondo de Estabilización Petrolera, llamado a operar solo si se produjera una abrupta elevación de los precios internacionales. El esquema funciona bien, ya que, los grandes consumidores pueden importar libremente y, si no lo hacen, es debido a que el ENAP no abusa de su carácter monopolístico.

Esta política también se adoptó durante los noventa en Argentina, Brasil, Ecuador, Perú y México. Cabe señalar que en Brasil, Ecuador y México, el precio de venta mayorista es fijado por organismos gubernamentales, tomando en cuenta los precios internacionales. En Bolivia, la alineación de los precios internos con los internacionales se hará cuando culmine la capitalización de YPF. Mientras tanto los precios siguen siendo fijados por el gobierno.

En Brasil, la ley establece un período transitorio máximo de tres años, durante el cual los precios básicos del petróleo y del gas natural son reajustados y revisados por las refinerías y las unidades de procesamiento, siguiendo las directrices y parámetros establecidos, de manera conjunta por los Ministerios de Hacienda y de Minas y Energía. Sin embargo, es competencia de la Agencia Nacional de Petróleos establecer los criterios de desregulación de los precios.

Colombia y Venezuela, han adoptado un proceso de alinear los precios internos con los internacionales, que es más avanzado en el caso de Colombia.

2.2. TENDENCIAS EN LAS REFORMAS EMPRESARIALES Y LA ESTRUCTURA DE MERCADO: PREDOMINIO ESTATAL VS. PRIVATIZACION¹

Durante el proceso de modernización de la industria petrolera se pueden distinguir las siguientes tendencias:

- La apertura
- La separación de funciones
- Las nuevas formas orgánicas
- La flexibilización contractual
- La adopción de diferentes esquemas y modelos

2.2.1.LA APERTURA

Los procesos de reforma en el área petrolera, muestran en términos generales, una tendencia hacia una apertura de las actividades del downstream y/o delupstream, materializada en la eliminación de barreras normativas, así como en una mayor liberalización de los mercados.

¹ OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; págs. 83 – 92. Actualizado por DOBRINESCU, M. & BALLESTERO, L., mayo 2000.

2.2.2.LA SEPARACION DE FUNCIONES

Las siguientes son las tendencias de separación de las funciones:

- Las que corresponden a la planificación energética
- Las de otorgamiento de concesiones, licencias y contratos para ejecutar actividades en cualquier eslabón de la cadena industrial
- Aquellas relacionadas con la regulación y la fijación de estándares, normas y procedimientos
- Las específicas del control y fiscalización
- Las empresariales y operativas

Así por ejemplo en Perú se diferencia claramente las funciones y atribuciones de PETROPERU, que sigue efectuando las funciones empresariales y operativas, y de PERUPETRO, que se encargó del otorgamiento de concesiones y de otras funciones públicas.

También en Brasil, de acuerdo con la nueva política energética se distingue:

- El Consejo Nacional de Política Energética
- La Agencia Nacional del Petróleo
- PETROBRAS, con funciones exclusivamente empresariales

2.2.3.LAS NUEVAS FORMAS ORGANICAS

En lo que se refiere al grado de control estatal sobre las actividades hidrocarburíferas, las opciones adoptadas por los países de la región van desde el mantenimiento de exclusividad para el sector público, con asociaciones

estratégicas en Brasil, México, Venezuela y Chile, pasando por el mantenimiento de preponderancia pública, con una más intensa promoción de la inversión privada en Ecuador y Colombia, hasta la privatización de la industria que se dio en Argentina, Bolivia y Perú.

Por otra parte, se ensayan nuevos modelos financieros para la constitución de los capitales de las empresas. Así, para mantener el control estatal sobre PETROBRAS, se plantea en la nueva política energética una variante del “golden share” (acción oro):

- El capital de la empresa es dividido en acciones ordinarias, con derecho a voto y acciones preferenciales sin derecho a voto.
- El Estado mantiene el control accionario de la empresa, con la propiedad y posesión de no menos del 50% de las acciones, más una acción de capital ordinaria con derecho a voto.

Como se puede observar, el esquema, garantiza de manera práctica el control estatal sobre las decisiones estratégicas, sin necesidad de mantener una posición hegemónica sobre la propiedad de los activos.

Respecto de las modalidades organizativas, se observa un predominio del esquema de “holding”, separando unidades de negocios. Este es el caso de empresas estatales como PETROBRAS, ECOPETROL, ENAP, PETROECUADOR, PEMEX y PDVSA, mientras que, YPF mantendrá este esquema dentro de las empresas privatizadas. En Bolivia y Perú, las unidades de negocios privatizadas, se incorporan a las estructuras corporativas de las

empresas que las compraron. Los grandes operadores petroleros internacionales, operan también, como un holding. Este esquema se considera que es la mejor forma de organización para las compañías verticalmente integradas de la industria petrolera.

La gigantesca estructura de PEMEX, constituía un obstáculo para la administración y la toma de decisiones gerenciales. En 1991, la revista Fortune clasificó a la empresa como la tercera más grande del mundo. Sus ventas anuales superaban los U.S. \$ 20 000 millones, sus activos llegaban a U.S. \$ 45 000 millones y empleaba a 120 000 trabajadores. La modernización de PEMEX se llevó a cabo mediante un proceso de reestructuración orientado hacia la búsqueda de eficiencia y competitividad. Reordenar las finanzas fue prioritario para la empresa desde la crisis económica de 1982. A finales de la década de los ochenta, la estrategia se centró en la reducción de la deuda y su servicio, por un lado, y en la disminución del presupuesto de inversiones, por otro lado. Entre 1983 y 1991, la escasez de recursos para la industria petrolera, obligó a mantener casi los mismos volúmenes de producción y de exportación y prácticamente a suspender las tareas de búsqueda y explotación de nuevos yacimientos. El control de costos se sustentó en la creación de “centros de costos” y la utilización de “precios de transferencia”, en dichos centros.

Cuadro N°3: Estructuras Empresariales en la Industria Petrolera

TIPO DE ORGANIZACION	EMPRESAS PETROLERAS
Operaciones en el Mercado Interno	
Empresa centralizada	RECOPE, PETROJAM, PETRONIC, TRINTOC, ANCAP.
Holding ¹ (matriz y filiales)	PDVSA, PEMEX, PETROBRAS, PETROECUADOR, ENAP, YPF
Descentralización e Identificación de Unidades de Negocios, privatizables	Bolivia, Perú
Asociación con empresas privadas para operar en el mercado interno	Opción que aún no ha sido utilizada
Operaciones en Mercados Internacionales	
Asociaciones estratégicas para aprovechar las ventajas del mercado internacional	PDVSA (refinación y distribución de derivados). BRASPETRO (exploración y explotación de crudo).

Los últimos planes de desarrollo sectorial de 1990, han enfatizado la necesidad de:

- La descentralización de funciones
- La delimitación de responsabilidades
- La reestructuración organizacional por líneas de negocios

El 17 de julio de 1992, se aprobó la nueva Ley Orgánica de PEMEX, mediante la cual se convirtió la empresa estatal en un consorcio. Continúan vigentes en la política petrolera mexicana los siguientes principios:

- Mantener la propiedad y el control del Estado sobre los hidrocarburos
- Conservar la conducción central de PEMEX
- Mantener la integración vertical de la industria, como condición fundamental para evaluar su competitividad interna e internacional

¹ Holding = empresa tenedora de acciones

De este modo, salvo por lo que se refiere a la comercialización minorista de los derivados, donde puede existir un importante grado de competencia, los mercados petroleros incluyendo crudo y comercialización mayorista de derivados, continúan manteniendo estructuras predominantemente monopólicas y oligopólicas debido precisamente a las importantes economías de escala y de secuencia que caracterizan a la cadena petrolera.

2.2.4.LA FLEXIBILIZACION CONTRACTUAL

En los países que han implementado algún tipo de apertura, el acceso de nuevos actores al upstream, está condicionado bajo diversas modalidades de contratación:

- Contratos con libre disponibilidad del petróleo extraído que operan como una concesión normal: Argentina, Bolivia, Perú, Colombia. Sin embargo, en Colombia, las antiguas modalidades de concesión tienen un significado muy reducido, mientras que, en la Argentina, esas formas de contratación han vuelto a tener predominio en los actuales procesos de transformación. De este modo, en esos países, con la excepción de Colombia, el control privado del mercado de los hidrocarburos, es total en Argentina o claramente predominante en Perú y Bolivia.
- Contratos de operación sin simple disponibilidad de petróleo. Existen en los países en que hay un fuerte predominio estatal, como Colombia, Ecuador y Venezuela. Sin embargo, Venezuela continua manteniendo un control

prácticamente monopolístico sobre la comercialización del crudo, mientras que, en Colombia y Ecuador, la participación de las multinacionales privadas sobre la disponibilidad del petróleo crudo es muy significativa. En Colombia, esta situación será también aplicable al gas natural a partir del 2005, con la desregulación total del mercado mayorista.

- Contratos sujetos a asociación obligatoria con la empresa estatal, solo existen en Colombia.
- Contratos sujetos a un esquema de “ganancias compartidas”, solo existen en Venezuela.
- Solo en México el acceso al upstream está cerrado.

En Brasil, los “contratos de concesión”, tendrán las siguientes características básicas:

- Excepto del caso de PETROBRAS, durante el primer año de vigencia de la ley, se otorgarán por licitación, siempre y cuando se traten de campos que estén en producción, si se hubieren efectuado inversiones de exploración o se hubieren descubierto hidrocarburos.
- La concesionaria tendrá la obligación de explorar por su cuenta y riesgo, y en caso de éxito, producir el petróleo y gas natural en un determinado bloque, dándosele la propiedad de estos bienes, luego de que fueren extraídos a la superficie.
- Se permitirá la transferencia de los contratos de concesión, previa autorización de la Agencia Nacional del Petróleo.

- Se prevé la solución de conflictos por conciliación o arbitraje internacional.

En el ámbito del downstream, a excepción de la comercialización minorista de derivados la concentración de las actividades es muy marcada.

- Transporte: son monopolios naturales en todos los países. Hay libre acceso a las redes de transporte de acuerdo a las necesidades del propietario o concesionario y según la capacidad disponible. Se supone que las tarifas deberían ser reguladas del uso por terceros.
- Refinación: Tiene una estructura monopólica en la mayoría de los países de la región y oligopólica en Argentina. Salvo por la desincorporación de activos en algunos países, particularmente en Argentina, y a pesar de la eliminación de las barreras normativas a la entrada de otros, las reformas no han introducido modificaciones sustantivas en las estructuras del mercado mayorista de derivados. Sin embargo, los precios internos en el ámbito de productor, han sido vinculados más estrechamente con los internacionales. En el área centroamericana, las refinerías eran ya manejadas por monopolios privados, salvo el caso de Costa Rica donde la estatal RECOPE, S.A. realiza esta actividad con exclusividad.
- Comercialización mayorista de derivados: En este ámbito, la tendencia general ha sido, la desregulación, dando un espacio más efectivo al libre juego de los mecanismos del mercado.

2.2.5. LA ADOPCION DE DIFERENTES ESQUEMAS Y MODELOS

Las principales opciones que se escogieron en los procesos de reforma petrolera son:

- El modelo estatal
- Apertura restringida y las “alianzas estratégicas”
- Predominio estatal y promoción de la inversión privada
- La privatización

a) La opción por el monopolio estatal

La política de preservación del monopolio estatal en todas las fases de la industria, solo se mantiene en México. Se establece así por precepto constitucional y por leyes reglamentistas.

b) Apertura restringida y la opción por la “alianza estratégica”

Esta opción permite una gama muy variada de alternativas, que van desde la incursión de las empresas estatales en el extranjero, para obtener las disponibilidades de crudo que cubren el abastecimiento interno, como en Brasil y Chile, o bien para ampliar la participación de mercado en el downstream, pasando por contratos de operación o participación y hasta, la concentración de diversos tipos de asociaciones estratégicas, destinadas a ampliar y fortalecer tecnológicamente las actividades de exploración y explotación.

Venezuela, utilizó esta opción para abrir la industria a la inversión privada pero solo en el upstream. En el downstream, ha concentrado alianzas estratégicas en el mercado norteamericano.

El esquema de alianzas estratégicas fue adoptado también por ENAP de Chile, PETROBRAS y PEMEX, para sus operaciones en el extranjero. Se ha anunciado que, ENAP busca un socio estratégico que adquiriría un 30% de las acciones, pero esta opción aún se encuentra en consideración.

En estos países, existe la clara intención de mantener un fuerte predominio de las empresas estatales. En Brasil, a pesar de haberse establecido la posibilidad de que, los operadores privados intervengan en todas las fases de la industria, se descarta totalmente la privatización de la empresa en virtud de su importante influencia dentro de la economía nacional.

Las operaciones de PETROBRAS originan el 2% del PIB en Brasil. Si se agregan sus operaciones como holding y las actividades que introduce a través de sus compras de bienes y servicios, dicha participación podría alcanzar el 25%. El holding genera alrededor de 50 000 puestos de trabajo, y se estima que por efecto de operaciones, se originan 1,5 millones de empleos, se estima que el patrimonio de PETROBRAS supera los US \$ 50 000 millones.

Los contratos colombianos de asociación obligatoria, podrían considerarse incluidos como de esta modalidad, sin embargo, dentro de esta categoría de contratos, la mayor parte de las actividades exploratorias y el manejo de los yacimientos está a cargo de las transnacionales privadas.

c) Predominio estatal y promoción de la inversión privada

En Colombia y Ecuador, los gobiernos han reafirmado que no privatizarán sus empresas, pero buscan ampliar la participación privada bajo diversas formas de contratación, predominando los de asociación obligatoria en el primero y los de participación en el segundo.

Chile, que importa más del 90% del petróleo que consume, no se plantea la venta de las refinerías propiedad de ENAP. Cabe señalar que se ha creado SIPETROL, filial de ENAP, para llevar a cabo actividades de exploración y explotación en terceros países.

d) La opción por la privatización

Solo en Argentina, Bolivia y Perú, se consideró agotado el modelo de desarrollo de la industria petrolera, basado en la actividad empresarial del Estado:

- En Argentina, el esquema de privatización de YPF, realizada en 1993, determinó que el Estado controle todavía alrededor de un 20% del paquete de acciones de la empresa que funcionan como un “golden share”, ya que puede vetar ciertas decisiones que comprometan la marcha de la industria. Este es el único país donde existía un importante desarrollo de empresas petroleras privadas de origen local, antes del actual proceso de transformación. Tales empresas incrementaron de manera significativa su participación en todas las actividades de la industria petrolera y de gas natural; algunas de ellas, tomaron posiciones estratégicas en las diferentes etapas de la industria eléctrica, formando parte de los consorcios

adquirientes y/o adjudicatarios. Estas empresas del mismo modo que YPF, han optado ahora por una estrategia de “transnacionalización”.

- En cambio, en Bolivia, los requisitos exigidos a las compañías petroleras que postulan a la privatización de YPFB (cantidad mínima de reservas y de producción de petróleo), son tan altos que determinan que ninguna empresa nacional pueda calificar para la compra de los activos. Se han capitalizado las etapas de la producción y el transporte, y se procederá del mismo modo con la infraestructura de comercialización. Parece que hasta el momento las refinerías no serán objeto de capitalización.
- En Perú, las diferentes unidades de negocios de PETROPERU, están siendo vendidas a empresas privadas bajo la modalidad de licitación internacional. Los principales lotes de producción ya fueron privatizados y se han suscrito contratos de licencia, que otorgan libre disponibilidad del petróleo extraído. Se ha privatizado el 60% de la propiedad de la mayor refinería del país, que fue comprada por un consorcio formado por MOBIL OIL, REPSOL e YPF. La planta de lubricantes fue adquirida por MOBIL OIL, lo que le da el control de un 60% del mercado interno aproximadamente.

2.3. LAS REFORMAS EN EL SUBSECTOR DEL GAS NATURAL¹

En la década de los noventa, se inicia la transición hacia el nuevo contexto energético, en el que el gas natural adquiere particular importancia y al que concurren una serie de factores que afectan a los países de la región con distinta intensidad. Estos factores son los detonadores, de un proceso de cambio con objetivos a veces explícitos y otras implícitos.

Entre estos factores y objetivos destacan: el retraso de inversiones en generación hidroeléctrica por restricciones de financiamiento, los adelantos tecnológicos que introducen economías en la generación de electricidad respecto a los sistemas térmicos convencionales y que además ponen en evidencia la competencia entre gasoductos y transmisión de electricidad. Se incluye también la necesidad de asegurar el abastecimiento energético interno a largo plazo, mediante una estrategia de diversificación. Todos estos factores, junto con las crecientes preocupaciones ambientales, influyen en la ampliación de los mercados de gas natural dentro de la región.

Debido a los requerimientos propios de la modernización en el plano económico global y/o, a la necesidad de adecuación del papel de la industria del gas natural a las condiciones planteadas por las reformas en las industrias petrolera y eléctrica, en el caso de esta industria se introdujeron también cambios

¹ OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; págs. 94 –95. Actualizado por DOBRINESCU, M. & BALLESTERO, L., mayo 2000.

significativos tanto a su organización interna como en el funcionamiento de los mercados o por la apertura a nuevos actores privados.

2.3.1. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS REFORMAS EN LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

Los principales pasos de la transformación de la industria del gas natural dentro de la región, estuvieron relacionados con el saneamiento financiero de las empresas respectivas. No obstante, es importante prestar atención a los aspectos vinculados a los cambios en la reorganización empresarial de esta industria, puesto que ellos están relacionados con transformaciones de carácter estructural.

Estas transformaciones incluyen: la apertura en mayor grado a los actores privados, en algunos casos mediante la desincorporación masiva de activos; la desintegración vertical y horizontal de las etapas de la cadena gasífera como parte de un proceso de reorganización o para facilitar espacios a los nuevos actores; la segmentación del mercado identificando oferentes y demandantes y en algunos casos la introducción de mecanismos de libre comercio; finalmente la instalación de marcos regulatorios, como consecuencia tanto de separar las áreas administrativas del Estado de las actividades empresariales, como por la incorporación de nuevos actores en actividades con características de monopolio natural, o por la exigencia de mercados emergentes donde es necesario limitar las posiciones dominantes.

3. ESTADISTICAS MUNDIALES

El consumo mundial de energía, decreció en un 0,1% en 1998, la primera caída desde 1982.

La energía nuclear, gas natural y hidráulica, crecieron en su consumo más del 1%, pero esto fue insuficiente para compensar el bajo crecimiento en petróleo y una acelerada declinación en el consumo del carbón. El consumo de la Organización de los Países de Europa Central para el Desarrollo (OECD)¹, que representa el 58% del total, cayó un 0,2%, mientras que el crecimiento en las Economías de los Mercados Emergentes (EMEs)², excluyendo la Antigua URSS (FSU), creció un 0,4% en 1998 con respecto al 1,9% del año anterior.

3.1. SECUENCIA DE CUADROS CON ESTADISTICAS

MUNDIALES DEL PETROLEO Y SUS DERIVADOS

El Cuadro N° 4 presenta las reservas mundiales probadas, las cuales alcanzaban en 1998 un total de 1 052,9 MM barriles. Las reservas probadas más importantes las poseen Oriente Medio con un total de 673,7 MM barriles; Sur y Centroamérica con 89,5 MM barriles; América del Norte con 85,1 MM barriles;

¹ OECD: **Europa:** Austria, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, República de Irlanda, Italia, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Polonia, Portugal, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido. **Otros países miembros:** Australia, Canadá, Japón, México, Nueva Zelandia, Corea del Sur, USA.

² EMEs: Centro y Sur América, Europa Central, Antigua URSS, Oriente Medio, Asia Pacífico excluyendo los países miembros de OECD.

Africa con 75,4 MM barriles; Asia Pacífico con 43,1 MM barriles. El país con reservas probadas más importantes es Arabia Saudita con 261,5 MM barriles.

El Cuadro N° 5, referente a la producción del petróleo, muestra que América del Norte en 1998 produjo, 667 millones de toneladas métricas¹ que representa 4 889,11 millones barriles, esto significó un decrecimiento del 0,6%.

Sur y Centro América, en 1998 reportaron 343,3 millones de toneladas métricas que representa 2 516,4 millones de barriles, dándose un crecimiento de la producción de 3,3%.

Europa en 1998 produjo, 325,1 millones de toneladas métricas ó 2 382,98 millones de barriles con un decrecimiento del 0,8%.

La Antigua URSS en 1998 produjo, 361,3 millones de toneladas métricas equivalente a 2 648, 33 millones de barriles para un crecimiento de 0,1 %.

El Medio Oriente en 1998 reportó, 1 096,8 millones de toneladas métricas que representa 8 040,3 millones de barriles para un crecimiento del 5,7%.

La producción en 1998 de Africa, fue del 360,1 millones de toneladas métricas ó 2 639, 5 millones de barriles para un decrecimiento del 3,3%.

Asia Pacífico en 1998 produjo 365,4 millones de toneladas métricas que significa 2 678,4 millones de barriles para un decrecimiento del 0,4%.

El total mundial de producción en el año 1998 fue de 3 518,9 millones de toneladas métricas o 25 793,5 millones de barriles.

La zona con más producción en 1998 fue el Medio Oriente, seguida por América del Norte y la antigua URSS.

El Cuadro N° 6, muestra el consumo mundial del petróleo, en él se destaca para el año 1998 como mayor consumidor a Norte América con 1 017,5 millones de toneladas métricas o 7 458,3 millones de barriles.

Asia Pacífico es la segunda mayor zona consumidora del mundo con 894,6 millones de toneladas métricas o 6 557,4 millones de barriles en el año 1998.

El consumo regional de los derivados del petróleo (gasolinas, destilados intermedios, fuel oil y otros), mostrado en el Cuadro N° 7, en el año 1998 en América del Norte fue de 27,7 millones de toneladas métricas o 1 522,4 millones de barriles para una variación positiva del 0,9%.

Medio Oriente, en 1998 consumió derivados por un total de 204,3 millones de toneladas métricas o 1 497,5 millones de barriles.

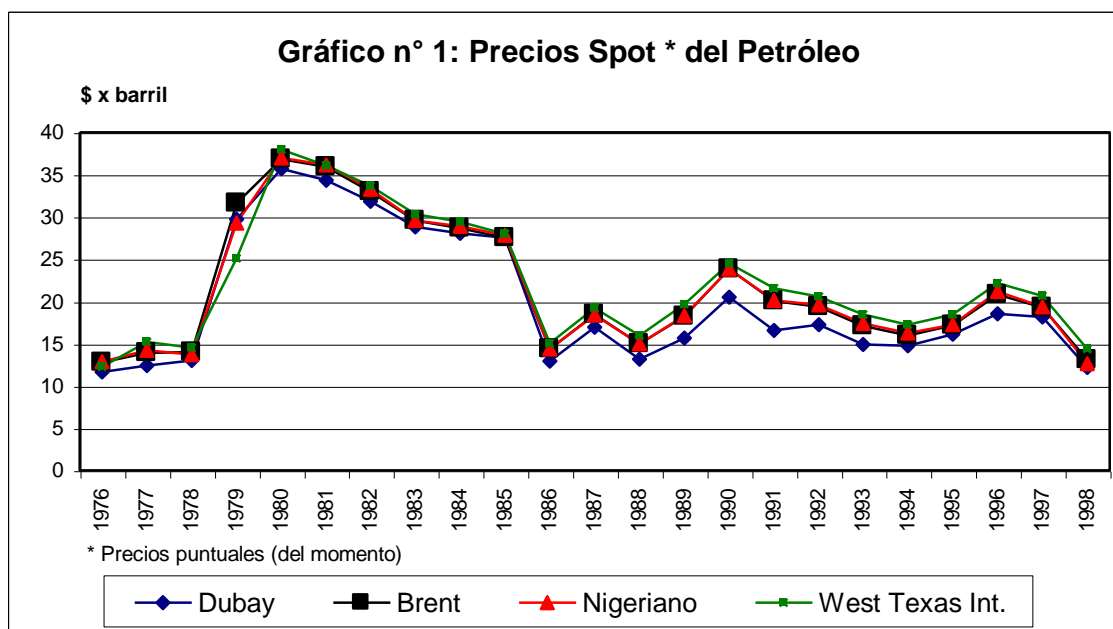
Africa reportó en 1998 un consumo de derivados de 111,9 millones de toneladas métricas lo que representa 820,3 millones de barriles.

Asia Pacífico (incluye China y Japón), en 1998 consumió 894,9 millones de toneladas métricas o 6 559,6 millones de barriles.

El Cuadro N° 8 referente a los precios Spot del Petróleo, muestra una serie histórica desde 1972 hasta 1998 en los cuatro principales crudos de referencia: Dubai, Brent; Nigeriano y West Texas Intermediate que muestra su nivel más bajo en 1998, los precios más altos se presentan en 1980, 1981 y 1982 coincidentes con la crisis petrolera mundial y 1990 fue otro año que registró precios altos del petróleo.

¹ 1 tonelada métrica = 7,33 barriles

Para una mejor visualización de la evolución de los precios del petróleo en la Gráfico N° 3 se ilustra las curvas de los precios Spot de los crudos de referencia.



La capacidad mundial de refinación presentada en el Cuadro N° 9, fue en 1998 de 80 440 000 bbpd, para una variación positiva del 0,8 %.

La zona de América del Norte tuvo una capacidad de refinación de 19 400 000 bbpd, siendo EEUU el de mayor capacidad de refinación de la zona y del mundo con 16 155 000 bbpd. Esta zona presentó un crecimiento de 2,4 % en 1998.

Europa presentó una capacidad de 16 305 000 bbpd, para una variación negativa del 0,7%.

La Antigua URSS tuvo en 1998 una capacidad de refinación de 10 010 000 bbpd, para un decrecimiento del 4%.

La zona Asia Pacífico presenta la segunda mayor capacidad de refinación con 19 390 000 bbpd, lo que significó un crecimiento del 3,4%, siendo Japón el país con mayor capacidad de refinación de esta zona con 5 090 000 bbpd y muy de cerca le siguió China con 5 020 000 bbpd.

Medio Oriente, tuvo una capacidad de refinación de 5 935 000 bbpd, creciendo en 1,8%.

El Cuadro N° 10 representa los volúmenes mundiales de petróleo refinado, siendo Europa la zona con el mayor volumen de 15 265 000 bbpd para un crecimiento del 2,9%. Le sigue en su orden respectivo EEUU con 14 835 000 bbpd para un crecimiento anual del 1,2%; la zona Otros de Asia Pacífico presentó una refinación de 7 950 000 bbpd para una variación negativa del 2,8%; Medio Oriente refinó 5 720 000 bbpd para una variación positiva del 1,3%; Sur y Centro América reporta una refinación de 5 365 000 bbpd y un crecimiento del 2,5%.

El movimiento comercial mundial del petróleo, representado en el Cuadro N° 11, presenta EEUU como el mayor país importador de petróleo con 10 382 millones de barriles diarios para un crecimiento del 4,8 %.

Europa Occidental importó 9 971 millones de barriles por día para un crecimiento del 5,9%.

Japón por su parte importó 5 259 millones de barriles por día para una variación negativa del 8,3%.

El resto del mundo, donde se incluye América Latina, el Caribe y otros países importaron en conjunto 14 776 millones de barriles por día, para una variación negativa del 1,8%.

Las exportaciones presentan al Medio Oriente como la zona más exportadora del mundo con 18 702 millones de barriles por día para un crecimiento del 2,8%, le sigue la Antigua URSS con 3 569 millones de barriles por día para una variación positiva del 4,6% y Sur y Centro América con 3 240 millones de barriles por día para un aumento de 0,7%.

En el Cuadro N° 12 se muestra el movimiento comercial entre áreas, como un complemento del Cuadro N° 11.

Cuadro N° 4: Petróleo Reservas Probadas

PETROLEO : Reservas Probadas							
	1978	1988	1997	1998	1998	1998	1998
	MM bb	MM bb	MM bb	MM bb	MM t	Del total	Razón R/P
USA	33.7	34.7	30.0	30.5	3.8	2.9%	10.3
Canada	7.4	9.0	6.7	6.8	0.8	0.6%	9.1
Mexico	16.0	54.1	48.5	47.8	6.9	4.5%	39.3
Total América de Norte	57.1	97.8	85.2	85.1	11.5	8.0%	18.1

Argentina	2.4	2.3	2.6	2.6	0.4	0.2%	8.2
Brasil	1.2	2.5	4.8	7.1	1.0	0.7%	19.8
Colombia	0.7	2.0	2.8	2.6	0.4	0.2%	9.3
Ecuador	1.2	1.3	2.1	2.1	0.3	0.2%	15.2
Peru	0.6	0.5	0.8	0.8	0.1	0.1%	18.4
Trinidad & Tobago	0.5	0.5	0.6	0.5	0.1	0.1%	11.6
Venezuela	18.0	58.1	71.7	72.6	10.5	6.9%	60.9
Otros S. & Cent. América	0.7	0.6	0.8	1.2	0.2	0.1%	28.6
Total S. & Cent. América	25.3	67.8	86.2	89.5	13.0	8.5%	37.4
Denmarca	0.3	0.9	0.9	0.9	0.1	0.1%	10.6
Italia	0.7	0.7	0.7	0.6	0.1	0.1%	15.0
Noruega	5.9	10.4	10.4	10.9	1.4	1.0%	9.4
Romania	n/a	n/a	1.6	1.4	0.2	0.1%	29.8
Reino Unido	16.0	5.2	5.0	5.2	0.7	0.5%	5.2
Otros de Europa	4.5	3.1	1.6	1.7	0.2	0.2%	12.8
Total Europa	27.4	20.3	20.2	20.7	2.7	2.0%	8.4
Azerbaijan	n/a	n/a	7.0	7.0	1.0	0.7%	84.1
Kazakhstan	n/a	n/a	8.0	8.0	1.1	0.8%	42.3
Federación Rusa	n/a	n/a	48.6	48.6	6.7	4.6%	21.9
Turkmenistan	n/a	n/a	0.5	0.5	0.1	†	13.6
Uzbekistan	n/a	n/a	0.6	0.6	0.1	0.1%	10.0
Otros Atigua URSS	n/a	n/a	0.7	0.7	0.1	0.1%	15.4
Total Antigua URSS	71.0	58.5	65.4	65.4	9.1	6.3%	24.8
Iran	59.0	92.9	93.0	89.7	12.3	8.5%	65.3
Iraq	32.1	100.0	112.5	112.5	15.1	10.7%	*
Kuwait	69.4	94.5	96.5	96.5	13.3	9.2%	*
Oman	2.5	4.1	5.2	5.3	0.7	0.5%	16.0
Qatar	4.0	3.2	3.7	3.7	0.5	0.4%	13.3
Arabia Saudita	168.9	172.6	261.5	261.5	35.8	24.8%	80.7
Siria	2.1	1.7	2.5	2.5	0.4	0.2%	12.2
Emiratos Arabes Unidos	31.3	98.1	97.8	97.8	12.6	9.3%	*
Yemen	-	4.4	4.0	4.0	0.5	0.4%	28.7
Otros del Oriente Medio	0.3	0.1	0.2	0.2	†	†	9.7
Total Oriente Medio	369.6	571.6	676.9	673.7	91.2	64.0%	83.2
Algeria	6.3	8.4	9.2	9.2	1.2	0.9%	19.8
Angola	1.1	2.0	5.4	5.4	0.7	0.5%	19.5
Camerún	0.1	0.4	0.4	0.4	0.1	†	10.4
Rep. del Congo	0.3	0.7	1.5	1.5	0.2	0.1%	16.8
Egipto	3.2	4.3	3.8	3.5	0.5	0.3%	11.4
Gabon	2.0	0.7	2.5	2.5	0.3	0.2%	19.2
Libia	24.3	22.0	29.5	29.5	3.9	2.8%	56.4
Nigeria	18.2	16.0	16.8	22.5	3.1	2.1%	28.8
Tunez	2.3	1.8	0.3	0.3	†	†	13.9
Otros Africa	0.1	0.6	0.6	0.6	0.1	0.1%	11.8
Total Africa	57.9	56.9	70.0	75.4	10.1	7.0%	28.0
Australia	2.1	1.7	1.8	2.9	0.4	0.3%	13.5
Brunei	1.5	1.4	1.4	1.4	0.2	0.1%	24.2
China	20.0	23.5	24.0	24.0	3.3	2.3%	20.5
India	2.9	6.4	4.3	4.0	0.5	0.4%	14.5
Indonesia	10.2	8.3	5.0	5.0	0.7	0.5%	9.2
Malasia	2.8	2.9	3.9	3.9	0.5	0.4%	14.8
Papua Nueva Guinea	-	0.2	0.3	0.3	†	†	11.5
Vietnam	-	-	0.6	0.6	0.1	0.1%	6.6
Otros Asia Pacific	0.5	0.6	1.0	1.0	0.1	0.1%	11.6
Total Asia del Pacífico	40.0	45.0	42.3	43.1	5.8	4.2%	15.9
Total Mundial	648.3	917.9	1046.2	1052.9	143.4	100.0%	41.0
De los cuales: OECD #	83.4	118.3	105.5	107.2	14.4	10.2%	14.7
OPEC	441.8	673.9	797.1	800.5	108.8	76.0%	73.5
Non-OPEC +	135.5	185.4	183.8	187.1	25.3	17.8%	15.4
# 1978 & 1988 excluyendi los miembros de Europa Central							
,+ Excluyendo integrantes de la Antigua URSS							
* Pa los siguientes 100 años							
Menos que 0,05							

Cuadro N° 5: Producción Petróleo

Millones de Toneladas	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	Var.	Parte
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997/ 98	1998
USA	459.6	429.5	417.1	423.4	413.5	397.5	388.0	384.0	382.5	380.4	367.9	-3.3%	10.5%
Canadá	94.6	92.1	92.3	92.7	96.6	101.7	106.1	111.5	115.1	120.3	124.7	3.6%	3.5%
México	143.4	143.8	147.1	154.5	154.5	154.6	155.2	151.3	163.4	170.6	174.4	2.2%	5.0%
Total Norte América	697.7	665.5	656.5	670.6	664.7	653.8	649.2	646.9	661.0	671.3	667.0	-0.6%	19.0%

Argentina	24.1	24.7	25.9	26.3	29.6	31.6	35.1	38.1	41.6	44.1	44.9	1.7%	1.3%
Brasil	28.8	30.8	32.6	32.2	32.4	33.0	34.3	35.5	40.2	43.0	50.0	16.2%	1.4%
Colombia	19.4	20.8	22.7	22.0	22.6	23.4	23.5	30.2	32.4	33.7	38.9	15.5%	1.1%
Ecuador	15.8	14.6	14.9	15.7	16.8	18.0	19.8	20.2	20.1	20.2	19.6	-3.3%	0.5%
Perú	7.2	6.6	6.6	5.9	5.9	6.4	6.5	6.2	6.1	6.0	5.8	-2.8%	0.2%
Trinidad & Tobago	7.7	7.6	7.7	7.5	7.2	6.7	7.0	7.0	6.9	6.6	6.5	-0.8%	0.2%
Venezuela	103.5	103.7	115.9	129.3	129.6	134.0	142.0	152.4	162.2	173.5	171.8	-0.9%	4.9%
Otros S. & C. América	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	4.0	4.3	4.7	4.8	5.2	5.8	10.2%	0.1%
Total S. & C. América	210.2	212.4	229.8	242.4	247.7	257.0	272.4	294.2	314.3	332.3	343.3	3.3%	9.7%
Dinamarca	4.7	5.5	6.0	7.0	7.8	8.3	9.1	9.2	10.1	11.4	11.7	2.8%	0.3%
Italia	4.8	4.6	4.7	4.3	4.5	4.6	4.9	5.2	5.5	6.0	5.9	-0.5%	0.2%
Noruega	56.2	74.5	81.7	93.3	106.9	114.1	129.4	138.5	155.5	156.9	150.0	-4.4%	4.3%
Rumania	9.8	9.6	8.1	7.0	6.8	6.9	7.0	7.0	6.9	6.8	6.5	-3.3%	0.2%
Reino Unido	114.5	91.7	91.6	91.3	94.3	100.2	126.5	129.9	129.7	128.0	132.6	3.6%	3.8%
Otros Europa	26.7	25.5	25.3	24.7	24.1	22.4	22.9	21.4	19.9	18.9	18.3	-3.1%	0.5%
Total Europa	216.7	211.5	217.5	227.5	244.4	256.6	299.8	311.2	327.6	327.8	325.1	-0.8%	9.3%
Azerbaijan	13.7	13.2	12.5	11.7	11.1	10.3	9.6	9.2	9.1	9.0	11.4	26.4%	0.3%
Kazakhstan	25.0	25.4	25.8	26.6	25.8	23.0	20.3	20.6	23.0	25.8	25.9	0.6%	0.7%
Federación Rusa	568.8	552.2	515.9	461.9	398.8	354.9	317.6	310.8	302.9	307.4	304.3	-1.0%	8.7%
Turkmenistan	5.7	5.8	5.7	5.4	5.2	4.4	4.2	4.1	4.6	4.5	5.5	22.2%	0.2%
Uzbekistan	2.4	2.7	2.8	2.8	3.3	4.0	5.5	7.6	7.6	7.9	8.1	2.5%	0.2%
Otros Antigua URSS	8.1	8.0	7.9	7.4	7.0	6.6	6.5	6.2	6.4	6.4	6.1	-4.2%	0.2%
Total Antigua URSS	623.7	607.2	570.6	515.9	451.2	403.1	363.6	358.4	353.5	361.0	361.3	0.1%	10.3%
Iran	116.3	142.3	161.4	173.4	174.7	182.2	182.6	182.7	183.8	184.0	187.7	2.0%	5.3%
Iraq	136.0	138.5	105.1	13.7	25.9	22.6	25.2	27.3	29.9	58.1	105.3	81.4%	3.0%
Kuwait	73.5	77.7	62.1	9.9	54.7	96.4	104.1	105.3	105.6	105.3	107.6	2.2%	3.1%
Oman	31.1	32.2	34.4	35.5	37.2	38.9	40.6	43.0	44.5	45.2	44.9	-0.8%	1.3%
Qatar	17.2	19.2	20.6	19.9	23.0	21.3	20.8	21.3	26.4	33.6	36.9	9.7%	1.0%
Arabia Saudita	275.5	270.1	341.3	426.7	440.7	431.1	426.1	426.7	434.6	442.1	443.2	0.2%	12.6%
Siria	14.0	17.7	21.1	24.5	26.9	29.5	29.4	31.1	30.6	30.0	29.3	-2.5%	0.8%
Emiratos Arabes Unidos	73.9	92.7	104.9	121.1	115.3	111.3	113.1	113.6	120.0	119.5	121.4	1.6%	3.4%
Yemen	8.2	8.5	8.7	9.4	8.7	9.9	16.4	16.6	16.8	17.6	18.3	3.6%	0.5%
Otros Medio Oriente	2.5	2.5	2.4	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4	2.3	2.4	2.3	-2.1%	0.1%
Total Medio Oriente	748.0	801.3	861.9	836.5	909.6	945.7	960.8	970.0	994.6	1037.9	1096.8	5.7%	31.1%
Algeria	53.6	54.7	57.5	57.7	56.6	56.7	56.4	56.8	59.3	60.2	58.9	-2.2%	1.7%
Angola	22.3	22.6	23.4	24.5	27.2	24.8	27.4	31.2	35.4	36.5	37.5	2.7%	1.1%
Camerún	8.3	8.1	7.8	7.2	6.8	6.6	5.8	5.4	5.6	6.3	5.3	-15.3%	0.1%
Rep. del Congo	7.0	8.0	8.0	8.1	8.6	9.5	9.6	9.3	10.4	12.5	12.2	-2.4%	0.3%
Egipto	44.2	44.5	45.5	45.4	46.0	47.5	46.5	46.6	45.1	43.8	42.9	-1.9%	1.2%
Gabon	8.9	10.2	13.5	14.7	14.5	15.2	16.8	17.8	18.3	18.6	17.8	-4.0%	0.5%
Libia	50.9	55.7	68.7	73.8	70.8	67.2	68.6	69.0	69.6	70.8	69.2	-2.3%	2.0%
Nigeria	71.9	85.1	89.8	93.7	96.9	97.8	97.6	98.1	105.4	113.4	106.2	-6.3%	3.0%
Tunez	4.9	5.0	4.5	5.2	5.2	4.7	4.4	4.3	4.2	3.8	2.9	-24.8%	0.1%
Otros Africa	2.4	1.8	1.8	1.7	1.6	2.1	2.4	2.8	4.8	6.7	7.2	7.6%	0.2%
Total Africa	274.5	295.6	320.4	332.1	334.1	332.0	335.4	341.2	357.9	372.5	360.1	-3.3%	10.2%
Australia	26.0	24.5	28.4	26.9	26.5	24.9	26.9	25.4	26.6	28.8	27.2	-5.4%	0.8%
Brunei	7.3	7.3	7.4	8.0	9.0	8.6	8.8	8.6	8.1	8.0	7.7	-3.8%	0.2%
China	137.1	137.6	138.3	141.0	142.0	144.0	146.1	149.0	158.5	160.1	159.9	-0.2%	4.6%
India	32.7	35.0	34.8	33.1	30.2	29.0	33.2	37.1	36.2	37.1	36.4	-1.8%	1.0%
Indonesia	65.0	69.2	71.9	78.3	74.1	74.3	74.3	73.9	74.1	73.2	71.9	-1.8%	2.0%
Malasia	26.1	28.3	29.9	31.1	31.7	31.1	31.7	34.0	34.4	34.2	34.5	0.8%	1.0%
Papua Nueva Guinea	-	-	-	-	2.5	5.9	5.7	4.7	5.0	3.6	3.7	3.9%	0.1%
Vietnam	0.7	1.5	2.7	4.0	5.5	6.3	7.1	7.7	8.9	10.1	12.6	24.9%	0.4%
Otros Asia Pacífico	8.2	8.5	9.4	10.1	10.9	10.8	10.3	9.8	10.7	12.0	11.7	-2.8%	0.3%
Total Asia Pacífico	303.0	311.9	322.9	332.4	332.4	334.8	344.0	350.1	362.6	367.0	365.4	-0.4%	10.4%
TOTAL MUNDIAL	3073.8	3105.4	3179.7	3157.5	3184.0	3183.1	3225.2	3272.0	3371.5	3469.8	3518.9	1.4%	100.0%
De los cuales: OECD	927.7	889.4	892.2	917.4	927.7	927.5	968.2	975.7	1008.2	1021.6	1012.8	-0.9%	28.8%
OPEC	1037.1	1108.9	1199.1	1197.4	1262.3	1294.7	1310.9	1327.0	1370.8	1433.6	1480.0	3.2%	42.1%
Non-OPEC +	1413.0	1389.3	1410.0	1444.2	1470.6	1485.3	1550.7	1586.6	1647.1	1675.1	1677.6	0.1%	47.7%
* Incluye crudo, aceitosas de esquistos, aceitosas de arenas y el contenido líquido de gas natural que es recuperado separadamente													
Excluye combustibles líquidos de otras fuentes como derivados del carbón													
+ Excluye la antigua URSS													

Cuadro N° 6: Consumo Petróleo

PETROLEO : Consumo													
Millones de Toneladas	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	Varia.	Parte
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997-98	1998
USA	796.7	795.3	781.8	765.6	782.2	789.3	809.8	807.7	836.5	848.0	852.4	0.5%	25.2%
Canadá	76.8	80.3	77.7	74.8	74.9	77.0	78.7	76.3	78.6	82.1	83.2	1.3%	2.5%
México	60.6	64.9	67.7	70.4	71.2	71.0	77.9	71.4	73.9	77.9	81.9	5.2%	2.4%
Total Norte América	934.1	940.5	927.2	910.8	928.3	937.3	966.4	955.4	989.0	1008.0	1017.5	0.9%	30.1%
Argentina	21.8	19.8	18.5	19.3	19.6	19.5	20.0	20.1	21.3	22.0	23.1	4.7%	0.7%
Brasil	58.9	59.5	58.4	59.0	62.1	62.9	65.7	69.2	74.1	79.9	83.2	4.1%	2.5%

De los cuales: USA													
Gasolinas	333.8	335.6	329.5	324.2	331.2	335.5	339.3	345.5	352.6	358.4	367.0	2.4%	43.1%
Destilados Intermedios	229.7	231.7	230.5	225.3	228.9	234.7	246.3	248.6	259.4	266.5	265.4	-0.4%	31.1%
Fuel oil	76.0	75.0	67.2	63.0	59.4	58.3	55.1	45.8	45.7	42.7	43.7	2.3%	5.1%
Otros	157.2	153.1	154.6	153.1	162.7	160.8	169.1	167.8	178.8	180.4	176.3	-2.3%	20.7%
Total USA	796.7	795.4	781.8	765.6	782.2	789.3	809.8	807.7	836.5	848.0	852.4	0.5%	100.0%
S. & Cent. América													
Gasolinas	39.2	40.0	41.0	42.3	42.6	44.6	48.0	50.1	51.9	54.7	55.2	0.8%	25.5%
Destilados Intermedios	57.1	57.8	57.0	59.0	62.2	64.0	68.1	71.9	75.1	78.5	81.7	4.0%	37.7%
Fuel oil	40.9	41.9	39.9	38.5	36.8	37.2	37.9	38.8	40.4	42.6	42.6	0.1%	19.7%
Otros	29.3	28.1	28.7	29.0	34.6	33.4	33.1	34.0	35.6	36.0	37.2	3.3%	17.1%
Total S. & C. América	166.5	167.8	166.6	168.8	176.2	179.2	187.1	194.8	203.0	211.8	216.7	2.3%	100.0%
Europa													
Gasolinas	171.8	174.9	181.2	179.6	180.9	178.1	177.8	180.2	181.6	183.1	184.0	0.5%	24.2%
Destilados Intermedios	271.7	268.8	272.7	279.6	281.8	284.2	284.7	292.4	308.2	310.8	320.4	3.1%	42.2%
Fuel oil	139.6	139.2	138.5	133.5	129.9	128.3	124.3	124.4	123.4	120.8	119.9	-0.8%	15.8%
Otros	116.9	117.4	117.7	118.0	120.9	120.7	124.7	126.2	127.4	134.0	135.1	0.8%	17.8%
Total Europa	700.0	700.3	710.1	710.7	713.5	711.3	711.5	723.2	740.6	748.7	759.4	1.4%	100.0%
Medio Oriente													
Gasolinas	21.4	22.7	23.8	23.6	26.7	27.5	30.4	32.7	33.5	35.1	35.3	0.7%	17.3%
Destilados Intermedios	50.4	51.8	56.7	56.8	56.4	58.8	63.5	68.5	70.8	71.3	71.4	†	34.9%
Fuel oil	55.1	57.3	58.5	65.9	62.3	61.0	62.0	62.8	66.0	67.0	68.3	2.0%	33.4%
Otros	23.6	24.7	25.6	23.1	26.9	29.2	27.9	26.4	27.7	28.5	29.3	2.9%	14.4%
Total Medio Oriente	150.5	156.5	164.6	168.4	172.3	176.5	183.8	190.4	198.0	201.9	204.3	1.2%	100.0%
África													
Gasolinas	19.1	20.2	21.0	21.7	22.3	22.6	23.2	23.8	23.8	24.1	24.4	1.0%	21.8%
Destilados Intermedios	35.4	36.8	37.4	37.7	38.6	39.5	40.4	41.7	43.0	43.9	45.0	2.3%	40.2%
Fuel oil	21.4	22.1	23.2	23.3	23.6	23.0	24.2	24.4	25.0	25.9	26.7	3.2%	23.9%
Otros	12.1	12.5	12.6	12.8	12.9	14.0	14.5	14.8	15.1	15.4	15.8	2.7%	14.1%
Total África	88.0	91.6	94.2	95.5	97.4	99.1	101.3	104.7	106.9	109.3	111.9	2.3%	100.0%
Asia Pacífico (incluye China, Japón)													
Gasolinas	110.2	118.5	131.0	137.3	149.3	156.9	162.9	175.0	185.1	201.8	201.5	-0.2%	22.5%
Destilados Intermedios	213.9	226.6	238.4	251.6	271.3	289.1	300.8	323.0	344.8	356.3	344.6	-3.3%	38.5%
Fuel oil	167.2	177.2	184.0	188.8	196.1	194.4	218.1	216.3	215.5	212.3	200.7	-5.4%	22.4%
Otros	92.1	94.7	99.5	103.1	111.0	115.2	125.6	135.0	142.6	149.3	148.1	-0.9%	16.6%
Total Asia Pacífico	583.4	617.0	652.9	680.8	727.7	755.6	807.4	849.3	888.0	919.7	894.9	-2.7%	100.0%
China													
Gasolinas	18.6	20.0	26.0	27.6	30.6	34.5	30.5	32.3	36.0	40.8	38.6	-5.3%	20.3%
Destilados Intermedios	30.9	31.5	29.6	33.1	38.4	43.5	42.6	48.3	52.5	58.2	61.9	6.3%	32.5%
Fuel oil	40.5	41.9	34.4	36.0	36.8	39.5	45.2	45.6	48.5	46.1	47.3	2.6%	24.9%
Otros	20.2	18.8	20.3	21.3	23.3	22.9	31.3	34.4	37.4	40.5	42.4	4.8%	22.3%
Total China	110.2	112.2	110.3	118.0	129.1	140.4	149.6	160.6	174.4	185.6	190.2	2.5%	100.0%
Japón													
Gasolinas	46.7	49.4	51.0	52.8	55.9	56.4	60.1	64.5	65.9	68.6	67.1	-2.2%	26.3%
Destilados Intermedios	76.8	79.2	83.1	86.5	88.4	89.6	92.1	95.3	98.2	96.2	94.2	-2.1%	36.9%
Fuel oil	61.8	62.9	71.0	68.9	68.4	60.0	69.7	61.2	57.7	52.7	47.4	-10.0%	18.6%
Otros	39.4	41.3	42.6	43.9	45.9	46.7	46.4	47.5	48.1	48.7	46.2	-5.1%	18.2%
Total Japón	224.7	232.8	247.7	252.1	258.6	252.7	268.3	268.5	269.9	266.2	254.9	-4.2%	100.0%
Mundial excluyendo Antigua URSS													
Gasolinas	741.1	759.9	776.5	778.2	798.7	812.7	830.7	859.3	881.1	911.1	922.8	1.3%	28.8%
Destilados Intermedios	893.6	910.2	928.9	945.4	976.9	1008.7	1045.0	1084.9	1142.6	1170.5	1171.9	0.1%	36.6%
Fuel oil	529.9	545.3	543.5	543.3	538.2	530.6	552.1	539.9	544.3	542.5	536.7	-1.1%	16.7%
Otros	458.2	458.4	466.8	469.3	501.7	507.0	529.7	533.7	557.4	575.5	573.1	-0.4%	17.9%
Total Mundial excl. Ant. URSS	2622.8	2673.8	2715.7	2736.2	2815.5	2859.0	2957.5	3017.8	3125.4	3199.6	3204.5	0.2%	100.0%
OECD													
Gasolinas	608.5	620.2	626.3	624.8	638.1	644.5	655.5	672.6	685.2	702.6	713.3	1.5%	33.5%
Destilados Intermedios	623.1	628.8	639.7	649.5	663.4	677.5	698.8	714.0	749.4	760.3	757.9	-0.3%	35.6%
Fuel oil	302.8	307.8	307.9	302.4	301.7	289.5	299.3	277.8	274.2	266.5	257.5	-3.4%	12.1%
Otros	340.7	340.3	345.2	349.8	371.3	372.9	386.0	382.8	397.6	408.8	402.3	-1.6%	18.8%
Total OECD	1875.1	1897.1	1919.1	1926.5	1974.5	1984.4	2039.6	2047.2	2106.4	2138.2	2131.0	-0.3%	100.0%
Unión Europea 15													
Gasolinas	145.0	146.9	153.0	153.7	156.0	153.0	151.2	152.2	153.1	153.5	153.7	0.1%	24.3%
Destilados Intermedios	224.6	223.4	228.1	239.8	241.7	243.6	244.5	250.6	264.0	266.7	275.1	3.1%	43.4%
Fuel oil	102.5	103.7	102.7	101.1	103.1	100.3	97.9	97.6	95.9	92.8	94.1	1.5%	14.9%
Otros	93.3	95.3	96.2	98.9	103.7	102.1	105.7	105.7	105.9	110.0	110.5	0.5%	17.4%
Total Unión Europea 15	565.4	569.3	580.0	593.5	604.5	599.0	606.1	618.9	623.0	633.4	633.4	1.7%	100.0%
Otros EMEs													
Gasolinas	123.8	130.5	141.6	145.7	154.4	162.1	168.4	179.0	188.2	200.3	201.4	0.5%	19.4%
Destilados Intermedios	255.2	267.1	275.9	285.5	303.1	321.3	337.1	361.0	382.4	399.3	403.1	1.0%	38.9%
Fuel oil	206.8	217.6	215.1	224.2	224.2	228.1	241.1	249.7	257.6	263.6	266.9	1.3%	25.8%
Otros	108.1	108.2	111.9	111.5	125.0	128.9	138.0	145.0	154.4	159.9	164.3	2.8%	15.9%
Total Otros EMEs +	693.9	723.4	744.5	766.9	806.7	840.4	884.6	934.7	982.6	1023.1	1035.7	1.2%	100.0%
† Menos de 0,05													
+ Excluye Europa Central y Antigua URSS													
Gasolinas consisten en gasolina de aviación y regular y destilados ligeros para inventarios													
Destilados intermedios consisten de kerosenos de calefacción y jet y aceites diesel y gas (incluyendo bunkers marinos)													
Fuel oil incluyen bunkers marinos													
Otros consisten de gas de refinería, LPGs, solventes, petróleo coke, lubricantes, bitumen, parafina y combustible de refinería y pérdidas													

Cuadro N° 8: Precios Spot del Petróleo

US dollars por barril	Precios Spot del Petróleo			
	Dubai	Brent	Nigeriano	West Texas
			Forcados	Intermediate
	\$/bbl*	\$/bbl†	\$/bbl	\$/bbl‡
1972	1.90	-	-	-
1973	2.83	-	-	-
1974	10.41	-	-	-
1975	10.70	-	-	-
1976	11.63	12.80	12.87	12.23
1977	12.38	13.92	14.21	14.22
1978	13.03	14.02	13.65	14.55
1979	29.75	31.61	29.25	25.08
1980	35.69	36.83	36.98	37.96
1981	34.32	35.93	36.18	36.08
1982	31.80	32.97	33.29	33.65
1983	28.78	29.55	29.54	30.30
1984	28.07	28.66	28.88	29.39
1985	27.53	27.51	27.80	27.99
1986	12.95	14.38	14.39	15.04
1987	16.92	18.42	18.40	19.19
1988	13.19	14.96	14.99	15.97
1989	15.68	18.20	18.30	19.68
1990	20.50	23.81	23.85	24.52
1991	16.56	20.05	20.11	21.54
1992	17.21	19.37	19.61	20.57
1993	14.90	17.07	17.41	18.45
1994	14.76	15.98	16.25	17.21
1995	16.09	17.18	17.26	18.42
1996	18.56	20.81	21.16	22.16
1997	18.13	19.30	19.33	20.61
1998	12.16	13.11	12.62	14.39
				Source: Platt's.
	NOTA			
	* 1972-1985 Arabian Light, 1986-1998 Dubai.			
	† 1976-1984 Forties, 1985-1998 Brent.			
	‡ 1976-1983 Posted WTI prices, 1984-1998 Spot WTI prices.			

Cuadro N° 9: Capacidad Mundial de Refinación

	CAPACIDAD DE REFINACION
--	--------------------------------

Miles de barriles por día *												Vari.	Parte
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997/98	1998
USA	15650	15570	15680	15700	15120	15030	15435	15335	15450	15705	16155	2.9%	20.1%
Canada	1850	1885	1920	1905	1910	1825	1830	1790	1805	1795	1795	-	2.2%
Mexico	1440	1595	1595	1450	1450	1445	1445	1445	1445	1450	1450	-	1.8%
Total Norte América	18940	19050	19195	19055	18480	18300	18710	18570	18700	18950	19400	2.4%	24.1%
Argentina	690	690	695	695	710	710	665	660	665	665	655	-2.1%	0.8%
Brasil	1405	1440	1440	1445	1445	1430	1475	1480	1480	1740	1740	0.2%	2.2%
Antillas Holandesas & Aruba	300	310	310	460	460	465	485	505	520	545	545	-	0.7%
Trinidad & Tobago	305	305	255	255	255	260	260	260	160	160	160	-	0.2%
Venezuela	1200	1165	1225	1225	1225	1180	1180	1180	1185	1280	1285	0.5%	1.6%
Otros S. & Cent. América	1885	2035	2060	1995	2045	2065	2025	2125	2135	2165	2080	-3.9%	2.6%
Total S. & Cent. América	5785	5945	5985	6075	6140	6110	6090	6210	6145	6555	6465	-1.3%	8.1%
Bélgica	705	705	705	705	690	690	690	690	690	700	700	-	0.9%
Francia	1815	1700	1700	1700	1710	1685	1695	1730	1750	1870	1920	2.5%	2.4%
Alemania	2075	2020	2025	2210	2220	2250	2270	2105	2100	2170	2205	1.7%	2.7%
Grecia	360	360	360	360	360	365	365	365	365	365	365	-	0.5%
Italia	2345	2340	2300	2305	2430	2360	2365	2365	2365	2365	2365	-	2.9%
Holanda	1360	1365	1205	1225	1255	1195	1195	1195	1170	1195	1195	-	1.5%
Noruega	255	320	320	320	320	330	330	295	290	300	305	2.3%	0.4%
Portugal	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	-	0.4%
España	1240	1265	1265	1255	1230	1245	1205	1215	1230	1265	1275	0.8%	1.6%
Suecia	395	415	415	420	420	420	420	420	420	420	420	-	0.5%
Turquía	670	675	675	675	670	675	675	675	670	675	645	-4.5%	0.8%
Reino Unido	1815	1825	1850	1825	1835	1845	1865	1845	1875	1825	1850	1.4%	2.3%
Otros Europa	3415	3395	3315	3190	3225	3135	3075	3095	3010	2985	2770	-7.1%	3.4%
Total Europa	16740	16675	16425	16480	16655	16485	16440	16285	16225	16425	16305	-0.7%	20.3%
Total Antigua URSS	12275	12310	12310	12310	10115	10110	10240	10325	10340	10435	10010	-4.0%	12.4%
Bahrain	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	-	0.3%
Irán	615	775	775	955	955	1090	1090	1235	1330	1380	1450	5.1%	1.8%
Iraq	320	320	320	320	585	530	530	530	530	530	530	-	0.7%
Kuwait	815	820	820	160	335	595	780	780	780	845	845	-	1.1%
Arabia Saudita	1425	1750	1750	1750	1550	1550	1670	1670	1670	1695	1725	2.0%	2.1%
Otros Medio Oriente	1050	1035	1040	1015	1005	1005	1015	1090	1100	1135	1135	0.1%	1.4%
Total Medio Oriente	4475	4950	4955	4450	4680	5020	5335	5555	5660	5835	5935	1.8%	7.4%
Total Africa	2545	2695	2700	2720	2745	2830	2815	2830	2870	2890	2935	1.5%	3.6%
Australasia	750	750	750	765	780	790	795	820	850	890	910	2.1%	1.1%
China	2345	2470	2890	2890	3045	3335	3565	4015	4225	4560	5020	10.1%	6.2%
India	1050	1080	1120	1120	1040	1070	1070	1135	1210	1235	1235	-	1.5%
Indonesia	740	750	750	785	785	785	895	885	885	930	930	-	1.2%
Japón	4325	4325	4325	4505	4635	4800	4860	5005	5005	5055	5090	0.6%	6.3%
Singapur	930	1015	1060	1085	1115	1160	1160	1275	1245	1245	1245	-	1.6%
Corea de Sur	800	800	800	985	1370	1590	1615	1725	1915	2315	2315	-	2.9%
Otros Asia Pacífico	1555	1590	1595	1605	1805	1855	1985	2250	2525	2525	2645	4.8%	3.3%
Total Asia Pacific	12495	12780	13290	13740	14575	15385	15945	17110	17860	18755	19390	3.4%	24.1%
TOTAL MUNDIAL	73255	74405	74860	74830	73390	74240	75575	76885	77800	79845	80440	0.8%	100.0%
De los cuales: OECD	39705	39750	39725	40120	40205	40345	40910	40875	41285	42210	42840	1.5%	53.3%
Otros EMEs ‡	19425	20500	21065	20735	21350	22160	22910	24155	24760	25765	26410	2.5%	32.8%

* Capacidad de destilación atmosférica en base a días calendario

‡ Excluyendo Europa central y Antigua URSS

Cuadro N° 10: Volúmenes Mundiales Refinados

VOLUMENES REFINADOS	
---------------------	--

Cuadro N° 12: Movimiento Comercial entre Areas del Petróleo

Millones de toneladas	PETROLEO: Movimientos comerciales entre áreas													Total
	Hacia													
	USA	Canada	México	S. & C. America	Oeste	Central Europea	Africa	Australasia	China	Japón	Otros Asia Pacific	Rest of World	No ident. *	
From														
USA	-	9.4	12.6	8.7	9.4	-	0.4	0.7	1.1	1.3	4.3	0.8	-	48.7
Canada	77.9	-	-	0.5	0.5	-	-	0.2	-	-	0.1	-	-	79.2
Mexico	66.4	1.6	-	7.3	9.6	-	1.0	-	-	1.9	-	0.2	-	88.0
South & Central America	134.3	6.6	1.2	-	12.8	-	1.7	0.2	1.1	0.2	1.4	-	-	159.5
Europa Occidental	30.5	17.4	0.7	1.7	-	10.5	8.2	-	0.5	0.3	2.7	1.8	-	74.3
Antigua URSS	1.1	-	-	2.2	92.8	35.6	0.8	-	1.3	0.3	4.2	2.3	35.0	175.6
Europa Central	0.1	-	-	-	3.8	-	-	-	-	-	-	1.9	-	5.8
Medio Oriente	104.4	4.2	0.7	28.4	213.4	16.1	32.8	8.3	16.2	209.6	290.9	1.8	-	926.8
Africa de Norte	14.4	3.7	0.8	1.5	98.9	4.0	4.3	-	-	0.9	2.0	3.2	-	133.7
Africa Occidental	70.3	1.2	-	14.2	38.4	0.1	1.6	-	1.5	1.0	25.7	-	-	154.0
Africa de Este & Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	0.1
Australasia	2.8	-	-	-	-	-	-	-	0.4	3.4	5.5	-	3.0	15.1
China	2.1	-	-	0.2	0.1	-	-	0.3	-	7.6	7.3	-	-	17.6
Japón	0.1	-	-	0.1	-	-	-	0.1	1.9	-	2.4	0.2	-	4.8
Otros Asia Pacífico	6.6	0.2	-	-	2.5	-	-	17.4	22.4	33.7	6.4	-	-	89.2
No identificados *	2.4	2.6	-	-	11.2	-	-	1.6	2.6	-	1.6	-	-	22.0
TOTAL IMPORTACIONES	513.4	46.9	16.0	64.8	493.4	66.3	50.8	28.8	49.0	260.2	354.6	12.2	38.0	1994.4
Miles de barriles X día														
Desde														
USA	-	193	263	182	196	-	8	15	22	27	88	17	-	1011
Canada	1577	-	-	10	10	-	-	4	-	-	2	-	-	1603
México	1335	32	-	147	193	-	20	-	-	38	-	4	-	1770
Sur & Centro América	2727	134	25	-	260	-	35	4	22	4	28	-	-	3240
Europa Occidental	622	351	15	35	-	218	171	-	10	6	55	38	-	1520
Antigua URSS	23	-	-	44	1882	716	16	-	27	6	88	47	719	3569
Europa Central	2	-	-	-	79	-	-	-	-	-	-	40	-	121
Medio Oriente	2100	84	15	570	4292	327	662	167	325	4228	5894	38	-	18702
Africa de Norte	300	74	17	30	1998	80	88	-	-	19	41	64	-	2712
Africa de sur	1412	24	-	285	772	2	32	-	30	20	516	-	-	3094
Africa de Este & Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2
Australasia	57	-	-	-	-	-	-	-	8	69	112	-	60	307
China	42	-	-	4	2	-	-	6	-	153	149	-	-	356
Japón	2	-	-	2	-	-	-	2	40	-	50	4	-	100
Otros Asia Pacífico	134	4	-	-	52	-	-	350	464	689	132	-	-	1827
No identificados *	49	53	-	-	233	-	-	33	53	-	32	-	-	452
TOTAL IMPORTACIONES	10382	949	334	1311	9971	1344	1034	581	1002	5259	7191	252	780	40388

* Incluye cambios en las cantidades de petróleo en tránsito, movimientos no mostrados de otro modo, uso militar no identificado.

3.2. DESARROLLO ENERGETICO

El consumo de energía cayó un 1,5% en Asia por el golpe de la recesión, y por la larga declinación en la Antigua URSS la cual continúa, aunque en menor proporción que en 1997. Un crecimiento rápido se dio en Africa, en Oriente Medio y en Sur América a pesar de las condiciones económicas dadas. El crecimiento en América del Norte y Europa fue moderado, reflejando el invierno benigno de 1997 – 1998.

Otras características importantes en 1998 fueron las siguientes:

- A pesar de la caída en el consumo mundial total de la energía, dos tercios de los países caracterizados disfrutaron de un crecimiento positivo.
- En Portugal el consumo tuvo un crecimiento más acelerado, a un 10,7%, y en otros diez países crecieron un 4% o más. El crecimiento mayor a 5% en España, la elevó a la categoría de uno de los 15 mercados de energía más grandes.
- Descenso en el consumo se concentró en Asia, Antigua URSS y parte de Europa Central, donde decayó más de un 3%, entre los cuales sobresalen China, Corea de Sur, Polonia y Tailandia. Otras caídas importantes fueron registradas en Japón, Alemania, Canadá y Ucrania.
- El consumo compartido en EMEs continuó su trayectoria creciente, de un 29,7% ayudado por contribuciones crecientes de Centro y Sur América, Africa y Medio Oriente.

3.3. EL PETROLEO

La característica principal del mercado petrolero en 1998, fue la profunda y prolongada caída de los precios del crudo (Cuadro N° 8). Los precios cayeron casi continuamente a través del año llegando el crudo Brent a un precio promedio de US \$ 13,11 por barril, lo que representa el 32% menor que en 1997 siendo este el precio más bajo desde el 1976.

El consumo de petróleo (Cuadro N° 6) creció solo un 0,1%, el más bajo crecimiento en 5 años. El consumo fue afectado por una combinación de factores económicos y otros; este consumo fue el más débil causado por el golpe recesivo de Asia (- 2,7%) y Rusia (- 5,3%); la demanda en los cuatro países de Asia en crisis cayó un 11,1%. A pesar del rápido crecimiento económico, registrado en EEUU, el consumo del petróleo creció modestamente (0,5%). La demanda en Japón, el segundo gran consumidor de petróleo del mundo, cayó un 4,2%, reflejando su recesión económica persistente.

El crecimiento de 1,4% en producción (Cuadro N° 5) excede significativamente el crecimiento de la demanda. La producción de los países no miembros de la OPEC¹, fue efectivamente plana, mientras que la producción de OPEC creció un 3,2%. Esto fue resultado del gran crecimiento de la producción en Irak, que creció

¹ OPEC: Organización de Países Exportadores de Crudo
Medio Oriente: Irán, Irak, Kuwait, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Arabes Unidos
Africa del Norte: Algeria, Libia; Africa del Oeste: Nigeria
Asia Pacífico: Indonesia
Sur América: Venezuela

más del 80% a 2,2 millones de barriles diarios, bajo los términos del programa humanitario de la ONU “petróleo por comida”.

Excluyendo Irak, la producción de la OPEC bajó un 0,1%.

Grandes caídas en la producción, se dieron también en Brasil, Colombia, Vietnam y los países Cáspicos. La producción de EEUU que había mantenido una tendencia decreciente desde 1985, cayó un 3,3% , la más grande caída en los últimos 5 años.

En el Mar del Norte, la producción de Noruega bajó un 4,4%, mientras en el Reino Unido la producción creció un 3,6%, para un nuevo record, con la puesta en producción de nuevos campos petroleros. La producción también decayó en el Africa del Norte y del Oeste, siendo Angola el mayor productor que registró un aumento.

Las reservas probadas totales (Cuadro N° 4) crecieron 6,7 millones de barriles, dejando la relación R/P¹ invariable a 41 años.

¹ R/P = Reservas / Producción

3.4. SECUENCIA DE CUADROS CON ESTADÍSTICAS

MUNDIALES DE GAS NATURAL

El Cuadro N° 13, representa las reservas mundiales probadas de gas natural del año 1998, que ascienden a 146,39 trillones de m³. Las reservas probadas de América del Norte son de 8,35 trillones de m³, siendo EEUU el país con mayores reservas probadas. Sur y Centro América reportaron reservas probadas por 6,21 trillones de m³. El total de las reservas probadas de Europa alcanzan 5,21 trillones de m³ siendo Holanda y Noruega los países con mayores reservas. La Antigua URSS reportó 56,70 trillones de m³ configurándose como la zona con las más grandes reservas probadas del mundo. El Medio Oriente presentó reservas probadas por 49,53 trillones de m³, siendo la segunda zona del mundo en cuanto a este tipo de reservas y el más grande productor de esta zona es Irán. Africa tuvo reservas probadas en 1998, por 10,22 trillones de m³, siendo Algeria el de más reservas, seguido muy de cerca por Nigeria. El total de Asia Pacífico fue de 10,17 trillones de m³ con Malasia e Indonesia los de mayores reservas probadas.

La producción mundial de gas natural presentada en el Cuadro N° 14, para el año 1998, fue de 2 044,9 millones tep¹ para un crecimiento de 2,2%. América del Norte reportó una producción de 665,1 millones tep, siendo EEUU el país con la mayor producción. Por su parte Sur y Centro América sumaron 78 millones tep, con Venezuela y Argentina como los mayores productores de gas natural.

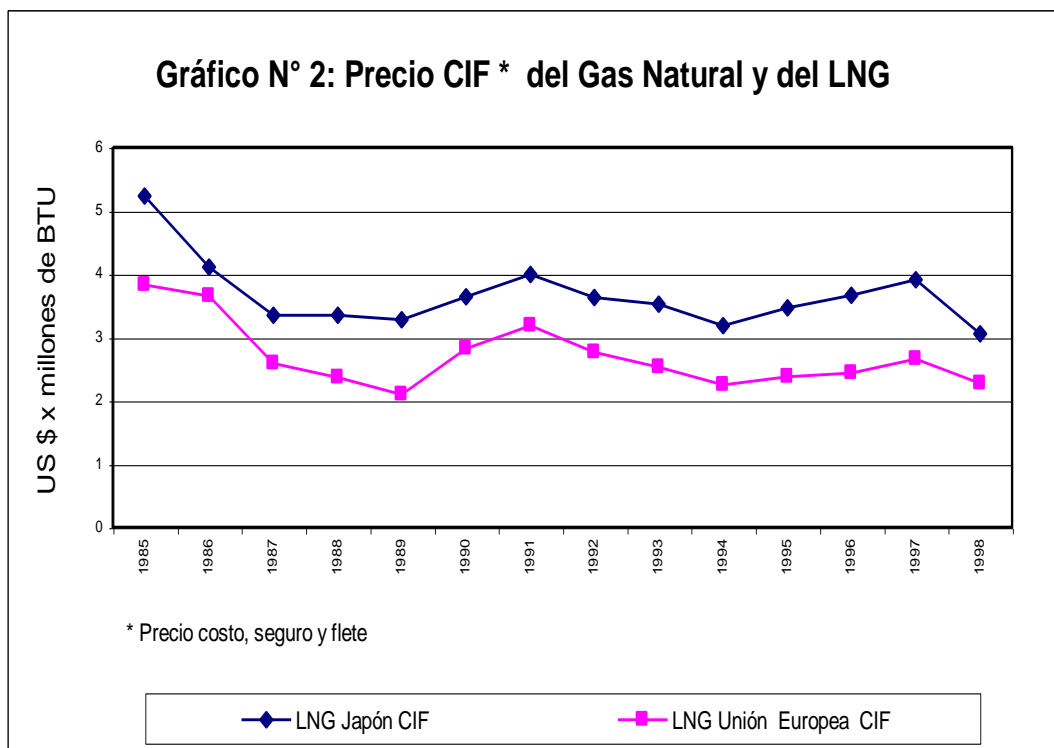
¹ tep = toneladas equivalentes de petróleo

El total de Europa ascendió a 246,9 millones tep, situándose el Reino Unido, Holanda y Noruega como mayores productores de esta región. La Antigua URSS reportó 579,6 millones de tep, posicionándose como la segunda zona mayor productora después de América del Norte. El total del Medio Oriente fue de 162,9 millones de tep, Irán, Arabia Saudita y Emiratos Arabes Unidos figuraron como mayores productores de esta zona. Africa sumó 91,1 millones de tep, siendo Algeria y Egipto los mayores productores de esta área. Asia Pacífico, reportó un total de 221,3 millones de tep, siendo Indonesia, Malasia y Australia los mayores productores de la región.

El consumo mundial reportado en el año 1998, el cual se expresa en el Cuadro N° 15, alcanzó 233 millones de tep para un crecimiento del 5,4%. América del Norte reportó un consumo total de 647,1 millones de tep, siendo EEUU el mayor consumidor. Resalta la zona de América de Norte por ser la mayor consumidora de gas natural del mundo. Sur y Centro América sumaron 77,3 millones de tep, figurando Venezuela y Argentina como los mayores consumidores. Europa reportó un consumo total de 384,5 millones de tep siendo Reino Unido, Italia y Holanda como los mayores consumidores de la zona. La Antigua URSS, figuró como el segundo mayor consumidor del mundo con 476,1 millones de tep. El Medio Oriente sumó un total de 154,6 millones de tep, Irán y Arabia Saudita aparecen como los mayores consumidores de la región. Africa reportó un total de 43,8 millones de tep, Algeria situándose como el mayor consumidor de esta región. Asia Pacífico alcanzó un consumo total de 233

millones de tep, Japón, Indonesia e India aparecen como los mayores consumidores de esta área.

El Cuadro N° 16 presenta los precios CIF del gas natural y del LNG, se observa que en la mayoría de los países y regiones el precio de este energético ha venido decreciendo en forma constante, por ejemplo en Japón, uno de los más grandes usuarios, el precio del LNG decreció entre 1985 y 1998 un 42%, y para el mismo período en la Unión Europea, el precio decreció un 41%, tendencias que se observan en el Gráfico N° 2



Cuadro N° 13: Reservas Probadas de Gas Natural

GAS NATURAL: Reservas probadas							
	1978	1988	1997	1998	1998	1998	1998
	Trillones m3	Trillones m3	Trillones m3	Trillones m3	Trillones p3		Razón R/P
USA	5.80	5.30	4.71	4.74	167.2	3.2%	8.8
Canadá	1.67	2.69	1.84	1.81	63.9	1.2%	11.3
México	0.91	2.12	1.81	1.80	63.5	1.2%	51.7
Total Norte América	8.38	10.11	8.36	8.35	294.6	5.6%	11.4
Argentina	0.34	0.76	0.69	0.68	24.1	0.5%	23.3
Bolivia	0.17	0.15	0.13	0.12	4.3	0.1%	37.9
Brasil	0.04	0.10	0.16	0.23	8.0	0.2%	35.2
Colombia	0.14	0.11	0.40	0.20	6.9	0.1%	31.4
Ecuador	0.11	0.11	0.11	0.10	3.7	0.1%	*
Trinidad & Tobago	0.23	0.30	0.45	0.52	18.3	0.3%	60.0
Venezuela	1.16	2.90	4.05	4.04	142.5	2.8%	*
Otros S. & Cent. América	0.10	0.14	0.31	0.32	11.2	0.2%	*
Total S. & Cent. América	2.29	4.57	6.30	6.21	219.0	4.3%	71.5
Dinamarca	0.07	0.12	0.11	0.11	3.9	0.1%	14.7
Alemania	0.18	0.27	0.34	0.35	12.3	0.2%	20.6
Hungría	n/a	n/a	0.09	0.09	3.1	0.1%	24.4
Italia	0.23	0.29	0.30	0.23	8.1	0.2%	12.2
Holanda	1.75	1.77	1.74	1.79	63.1	1.2%	24.5
Noruega	0.68	2.42	1.48	1.17	41.4	0.8%	24.5
Rumania	n/a	n/a	0.40	0.37	13.2	0.3%	26.7
Reino Unido	0.76	0.64	0.76	0.77	27.0	0.5%	8.5
Otros Europa	0.68	0.98	0.35	0.33	11.8	0.2%	26.7
Total Europa	4.35	6.49	5.57	5.21	183.9	3.6%	18.3
Azerbaijan	n/a	n/a	0.85	0.85	30.0	0.6%	*
Kazakhstan	n/a	n/a	1.84	1.84	65.0	1.3%	*
Federación Rusa	n/a	n/a	48.14	48.14	1700.0	32.9%	82.7
Turkmenistan	n/a	n/a	2.86	2.86	101.0	1.9%	*
Ucrania	n/a	n/a	1.12	1.12	39.6	0.8%	63.6
Uzbekistan	n/a	n/a	1.87	1.87	66.2	1.3%	34.7
Otros Antigua URSS	n/a	n/a	0.02	0.02	0.8	†	62.1
Total Antigua URSS	25.77	42.47	56.70	56.70	2002.6	38.8%	83.4
Bahrain	0.20	0.19	0.15	0.12	4.2	0.1%	15.0
Iran	14.16	14.00	22.94	23.00	812.3	15.7%	*
Iraq	0.79	2.69	3.11	3.11	109.8	2.1%	*
Kuwait	0.96	1.38	1.50	1.49	52.7	1.0%	*
Oman	0.06	0.26	0.78	0.80	28.4	0.5%	*
Qatar	1.13	4.44	8.49	8.49	300.0	5.8%	*
Arabia Saudita	2.73	4.30	5.39	5.79	204.5	4.0%	*
Emiratos Arabes Unidos	0.61	5.71	5.80	6.00	212.0	4.1%	*
Yemen	-	0.10	0.48	0.48	16.9	0.3%	*
Otros Medio Oriente	0.04	0.40	0.24	0.25	8.8	0.2%	*
Total Medio Oriente	20.68	33.47	48.88	49.53	1749.6	33.8%	*
Algeria	2.97	2.95	3.70	3.69	130.3	2.5%	50.7
Egipto	0.08	0.32	0.78	0.89	31.5	0.6%	72.9
Libia	0.69	0.73	1.31	1.31	46.4	0.9%	*
Nigeria	1.19	2.41	3.25	3.51	124.0	2.4%	*
Otros África	0.34	0.76	0.83	0.82	28.9	0.6%	*
Total África	5.27	7.17	9.87	10.22	361.1	7.0%	*
Australia	0.88	0.47	0.55	1.26	44.6	0.9%	41.4
Bangladesh	0.23	0.36	0.31	0.30	10.6	0.2%	38.4
Brunei	0.23	0.33	0.40	0.39	13.8	0.3%	35.6
China	0.71	0.90	1.16	1.37	48.3	0.9%	62.1
India	0.10	0.65	0.49	0.54	19.0	0.4%	22.9
Indonesia	0.68	2.37	2.05	2.05	72.3	1.4%	29.9
Malasia	0.48	1.46	2.26	2.31	81.7	1.6%	56.0
Pakistan	0.45	0.50	0.59	0.61	21.6	0.4%	38.8
Papua Nueva Guinea	-	0.09	0.26	0.15	5.4	0.1%	*
Tailandia	0.14	0.11	0.20	0.35	12.5	0.2%	23.8
Vietnam	-	-	0.17	0.19	6.8	0.1%	*
Otros Asia Pacífico	0.21	0.48	0.64	0.65	22.9	0.4%	68.3
Total Asia Pacífico	4.11	7.72	9.08	10.17	359.5	6.9%	41.4
Total Mundial	70.85	112.00	144.76	146.39	5170.3	100.0%	63.4
De los cuales: OECD #	13.48	16.44	14.09	14.44	509.9	9.7%	13.9
Unión Europea 15	3.34	3.22	3.33	3.31	116.8	2.3%	15.6
* Más de 100 años † Menos que 0.05.							
# 1978 & 1988 excluye los miembros de Europa Central n/a no disponible							

Cuadro N° 14: Producción Mundial de Gas Natural

Gas Natural : Producción													
Millones toneladas equivalentes de petróleo											Varación		Parte
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997-98	1998
USA	443.5	449.8	462.8	459.4	463.1	468.3	487.6	481.4	486.4	488.8	489.4	0.1%	23.9%
Canadá	81.7	87.0	89.4	94.8	104.5	112.9	122.3	133.4	138.2	140.6	144.4	2.7%	7.1%
México	23.7	24.0	24.1	25.1	25.0	25.0	25.8	25.3	28.1	28.9	31.3	8.2%	1.5%
Total América de Norte	548.9	560.8	576.3	579.3	592.6	606.2	635.7	640.1	652.7	658.3	665.1	1.0%	32.5%
Argentina	16.2	17.1	16.1	17.9	18.1	19.4	20.0	22.5	23.9	24.6	26.4	7.1%	1.3%
Bolivia	2.5	2.6	2.7	2.7	2.7	2.7	3.0	2.8	2.9	2.9	2.9	-0.7%	0.1%
Brasil	3.3	3.5	3.4	3.5	3.6	4.0	4.1	4.3	4.9	5.5	5.8	6.3%	0.3%
Colombia	3.9	3.6	3.7	3.7	3.6	3.8	3.7	4.0	4.2	5.3	5.6	5.7%	0.3%
Trinidad & Tobago	4.6	4.6	4.7	5.1	5.4	5.3	5.6	5.5	6.4	6.7	7.8	16.9%	0.4%
Venezuela	17.1	17.6	19.8	19.7	19.5	21.0	22.2	27.0	26.8	27.8	26.9	-3.5%	1.3%
Otros S. & C. América	1.7	2.1	2.2	2.0	2.3	2.2	2.5	2.5	2.5	2.7	2.6	-3.9%	0.1%
Total S. & C. América	49.3	51.1	52.6	54.6	55.2	58.4	61.1	68.6	71.6	75.5	78.0	3.2%	3.8%
Dinamarca	2.2	2.8	2.8	3.6	3.7	4.1	4.4	4.8	5.8	7.1	6.8	-3.7%	0.3%
Alemania	15.0	14.2	14.3	13.2	13.4	13.4	14.0	14.5	15.7	15.4	15.2	-1.5%	0.8%
Hungría	4.9	4.7	3.8	3.8	3.6	3.9	3.7	3.7	3.6	3.3	3.0	-9.3%	0.2%
Italia	14.9	15.3	15.6	15.7	16.3	17.5	18.6	18.3	18.0	17.3	16.8	-2.9%	0.8%
Holanda	49.9	54.1	54.5	62.1	62.2	63.0	59.7	60.3	68.2	60.4	57.2	-5.2%	2.8%
Noruega	26.8	27.7	25.0	24.6	26.5	26.0	27.7	28.0	36.9	42.0	43.1	2.4%	2.1%
Rumanía	29.5	26.5	25.5	22.0	19.6	18.5	16.8	16.2	15.5	13.5	12.6	-6.4%	0.6%
Reino Unido	38.0	37.1	41.0	45.7	46.4	54.8	58.5	64.1	75.5	77.6	81.3	4.8%	4.0%
Otros Europa	13.8	14.1	12.7	12.9	12.5	13.6	13.0	13.2	12.0	11.5	10.9	-4.8%	0.5%
Total Europa	195.0	196.5	195.2	203.6	204.2	214.8	216.4	223.1	251.2	248.1	246.9	-0.5%	12.1%
Azerbaijan	10.0	9.3	8.3	7.2	6.6	5.7	5.4	5.5	5.3	5.0	4.7	-6.7%	0.2%
Kazakhstan	6.0	5.6	6.0	6.6	6.8	5.6	3.8	5.0	5.5	6.8	6.9	1.2%	0.3%
Federación Rusda	495.2	517.0	538.2	539.8	537.6	518.8	509.8	499.9	505.0	479.3	496.2	3.5%	24.3%
Turkmenistan	74.1	75.5	73.7	70.8	50.5	54.8	30.0	27.1	29.6	14.5	10.5	-27.7%	0.5%
Ucrania	27.2	25.9	23.6	20.5	17.6	16.1	15.3	15.3	15.4	15.2	15.0	-1.1%	0.7%
Uzbekistan	33.5	34.5	34.3	35.2	35.9	37.8	39.6	40.8	41.1	43.0	46.0	7.0%	2.3%
Otros Antigua URSS	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	27.5%	†
Total Antigua URSS	646.6	668.4	684.6	680.6	655.5	639.2	604.2	593.9	602.2	564.0	579.6	2.8%	28.3%
Bahrain	4.8	5.0	5.2	5.0	5.8	6.2	6.4	6.5	6.7	6.9	7.1	2.9%	0.4%
Irán	18.0	20.0	20.8	23.2	22.5	24.4	28.6	31.8	36.2	42.3	45.0	6.4%	2.2%
Kuwait	6.2	7.3	3.8	0.5	2.4	4.9	5.4	8.4	8.4	8.3	8.4	0.3%	0.4%
Omán	2.1	2.2	2.3	2.4	2.6	2.5	2.6	3.6	3.9	4.5	4.7	4.2%	0.2%
Qatar	5.3	5.6	5.7	6.9	11.4	12.2	12.2	12.3	15.8	18.0	18.0	14.3%	0.9%
Arabia Saudita	26.2	26.8	27.5	28.8	30.6	32.3	33.9	34.2	40.0	40.8	41.4	1.5%	2.0%
Emiratos Arabes Unidos	15.6	18.3	18.1	21.4	20.0	20.7	23.2	28.2	30.4	32.3	32.8	1.7%	1.6%
Otros Oriente Medio	5.9	6.8	5.0	3.1	3.6	3.8	4.4	4.1	4.5	4.7	5.5	15.8%	0.3%
Total Medio Oriente	84.1	92.0	88.4	91.3	98.9	107.0	116.7	129.0	142.4	155.6	162.9	4.7%	8.0%
Algeria	38.7	41.8	44.3	47.8	49.5	49.5	45.5	51.5	55.0	61.0	65.5	7.4%	3.2%
Egipto	5.4	5.9	6.1	7.0	7.6	9.0	9.5	9.9	10.4	10.5	11.0	5.1%	0.6%
Libia	4.6	5.7	5.2	5.7	5.9	5.6	5.6	5.5	5.6	5.8	5.6	-3.2%	0.3%
Nigeria	3.3	3.8	3.6	3.5	3.8	4.4	4.0	4.4	4.9	4.6	4.7	0.9%	0.2%
Other Africa	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	2.1	2.3	2.4	3.5	3.9	4.3	10.6%	0.2%
Total Africa	52.8	58.0	59.9	64.6	67.4	70.6	66.9	73.7	79.4	85.8	91.1	6.2%	4.5%
Australia	13.8	16.0	18.6	19.5	21.1	22.0	25.3	26.8	27.5	27.0	27.5	2.0%	1.3%
Bangladesh	3.8	4.3	4.3	4.7	5.2	5.5	6.0	6.6	6.8	6.8	7.0	3.2%	0.3%
Brunei	8.0	7.9	8.0	8.2	8.8	9.3	9.4	10.4	10.2	10.2	9.9	-3.2%	0.5%
China	11.9	12.6	12.8	13.4	13.6	14.6	14.9	15.8	17.9	20.0	19.8	-0.7%	1.0%
India	8.0	9.6	11.1	12.8	14.3	14.5	15.6	16.9	18.4	18.6	21.2	13.5%	1.0%
Indonesia	35.0	37.2	40.8	46.4	48.9	50.6	56.6	57.4	60.4	59.8	61.6	3.0%	3.0%
Malasia	14.8	15.7	16.0	18.3	20.5	22.4	23.5	26.0	31.3	34.6	37.2	7.6%	1.8%
Pakistán	8.8	9.6	10.1	10.0	10.3	10.8	11.8	13.1	13.7	13.8	14.2	3.1%	0.7%
Tailandia	4.7	4.9	4.9	6.3	6.8	7.6	8.6	9.1	10.6	12.7	13.4	5.5%	0.7%
Otros Asia Pacífico	11.1	8.4	8.3	7.9	8.2	8.5	8.5	8.3	9.2	9.8	9.5	-3.2%	0.5%
Total Asia Pacífico	119.9	126.2	134.9	147.5	157.7	165.8	180.2	190.4	206.0	213.3	221.3	3.8%	10.8%
TOTAL MUNDIAL	1696.6	1753.0	1791.9	1821.5	1831.5	1862.0	1881.2	1918.8	2005.5	2000.6	2044.9	2.2%	100.0%
De los cuales: OECD	731.0	749.4	767.8	783.7	802.1	827.7	864.1	876.5	919.8	924.0	930.5	0.7%	45.5%
Unión Europea 15	126.4	130.6	135.4	147.5	149.3	159.6	162.1	168.6	189.1	183.3	182.0	-0.7%	8.9%
Otros EMEs ‡	286.1	305.3	311.3	332.5	351.7	373.3	393.6	429.1	465.4	496.5	519.6	4.6%	25.4%

Cuadro N° 15: Consumo Mundial Gas Natural

Millones de toneladas equivalentes de petróleo											Vari.	Parte	
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	97- 98	1998
USA	467.5	488.5	486.3	494.1	507.3	524.9	536.5	558.5	568.5	568.1	551.2	-3.0%	27.3%
Canadá	52.8	57.5	55.6	56.7	60.2	61.6	63.8	63.8	66.9	67.3	63.3	-5.9%	3.1%
México	23.7	24.3	25.0	24.9	24.9	25.4	26.5	26.7	28.1	29.5	32.6	10.5%	1.6%
Total Norte América	544.0	570.3	566.9	575.7	592.4	611.9	626.8	649.0	663.5	664.9	647.1	-2.7%	32.0%
Argentina	18.2	19.1	18.3	19.9	20.1	21.2	21.9	24.3	25.7	25.7	26.7	4.1%	1.3%
Brasil	3.3	3.5	3.4	3.5	3.6	4.0	4.1	4.3	5.0	5.5	5.8	6.3%	0.3%
Chile	0.9	1.4	1.5	1.3	1.5	1.4	1.5	1.5	1.5	2.4	2.5	4.2%	0.1%
Colombia	3.9	3.6	3.7	3.7	3.6	3.8	3.7	4.0	4.2	5.3	5.6	4.9%	0.3%
Venezuela	17.1	17.6	19.8	19.7	19.5	21.0	22.2	27.0	26.8	27.8	26.9	-3.5%	1.3%
Otros S. & Cent. América	5.8	5.8	6.0	6.4	6.9	6.8	7.5	7.5	8.4	8.7	9.8	13.2%	0.5%
Total S. & Cent. América	49.2	51.0	52.7	54.5	55.2	58.2	60.9	68.6	71.6	75.4	77.3	2.6%	3.8%
Austria	4.4	4.7	5.2	5.4	5.4	5.7	5.8	6.1	6.6	6.9	6.9	-0.5%	0.3%
Bélgica & Luxemburgo	8.4	9.4	9.5	9.0	9.0	9.9	9.7	10.6	11.8	11.3	12.4	10.0%	0.6%
Bulgaria	5.0	5.7	5.3	4.5	3.9	3.7	3.7	4.5	4.6	3.7	2.7	-26.6%	0.1%
República Checa	4.4	4.6	4.9	5.3	5.2	5.3	5.4	5.9	7.0	7.0	6.8	-1.7%	0.3%
Dinamarca	1.6	1.7	1.8	2.1	2.2	2.5	2.7	3.1	3.7	3.9	4.3	8.9%	0.2%
Finlandia	1.4	1.9	2.3	2.4	2.5	2.6	2.8	2.9	3.0	2.9	3.3	14.8%	0.2%
Francia	23.6	24.4	26.4	27.5	28.3	29.0	27.8	29.6	32.5	31.2	33.7	8.3%	1.7%
Alemania	52.3	53.6	53.9	56.6	56.7	59.8	61.1	67.0	75.2	71.3	71.6	0.4%	3.6%
Grecia	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	†	†	†	†	†	11.8%	†
Hungría	8.8	9.2	8.7	8.6	7.4	8.1	8.4	9.2	10.2	9.7	9.7	0.3%	0.5%
Islandia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
República de Irlanda	1.7	1.9	1.9	1.9	1.9	2.2	2.2	2.3	2.7	2.8	2.8	1.1%	0.1%
Italia	34.2	36.9	39.1	41.5	41.1	42.1	40.8	44.9	46.4	47.9	51.5	7.5%	2.6%
Holanda	30.6	31.3	31.0	34.2	33.0	34.1	33.2	34.0	37.5	35.2	34.9	-1.0%	1.7%
Noruega	1.6	1.8	1.9	2.2	2.3	2.4	2.6	2.7	2.9	3.3	3.4	2.4%	0.2%
Polonia	9.7	9.5	8.9	7.9	7.8	8.1	8.2	8.9	9.5	9.4	9.4	-0.5%	0.5%
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.7	>100%	†
Rumania	32.0	31.9	27.7	22.3	22.8	22.7	21.8	21.6	21.8	18.0	16.4	-8.9%	0.8%
Eslovaquia	3.9	4.2	4.8	4.6	4.2	4.5	4.3	4.7	4.9	5.1	5.1	0.2%	0.3%
España	3.5	4.5	5.0	5.5	5.9	5.8	6.5	7.5	8.4	11.1	11.8	6.9%	0.6%
Suecia	0.4	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	0.7	0.8	0.7	4.2%	†
Suiza	1.4	1.5	1.6	1.8	1.9	2.0	2.0	2.2	2.4	2.3	2.4	2.9%	0.1%
Turquía	1.0	2.7	3.0	4.0	4.1	4.5	5.9	6.2	8.1	8.5	8.9	5.3%	0.4%
Reino Unido	46.4	45.8	47.4	51.1	51.0	58.1	60.5	65.4	76.4	77.0	79.9	3.8%	4.0%
Otros Europa	6.0	6.2	6.2	6.0	5.1	4.8	3.7	3.8	5.3	5.4	5.2	-3.7%	0.3%
Total Europa	282.4	294.1	297.2	305.1	302.5	318.7	319.8	343.8	381.7	374.7	384.5	2.7%	19.1%
Azerbaijan	13.3	13.9	14.2	13.6	10.6	7.8	7.3	7.2	5.3	5.0	4.7	-6.7%	0.2%
Belarus	11.1	11.7	12.4	13.0	15.1	14.0	12.3	11.1	11.7	13.3	13.5	1.3%	0.7%
Kazakhstan	10.2	10.6	11.3	11.8	12.2	11.7	9.2	9.7	8.1	6.4	6.5	2.6%	0.3%
Federación Rusa	367.1	372.5	378.1	388.0	375.5	374.4	351.8	340.0	341.9	315.3	328.3	4.1%	16.3%
Turkmenistan	12.7	13.1	8.8	8.6	8.4	8.4	9.2	7.2	9.0	9.1	8.6	-5.6%	0.4%
Ucraina	92.4	93.4	115.0	109.3	93.2	83.6	73.2	68.6	74.2	66.8	61.9	-7.4%	3.1%
Uzbekistan	29.5	31.1	33.2	33.4	33.6	36.6	37.2	38.1	39.0	40.9	42.3	3.5%	2.1%
Otros Antigua URSS	22.4	24.1	23.5	21.2	16.8	11.5	10.2	10.3	8.5	9.1	10.3	13.8%	0.5%
Total Antigua URSS	558.7	570.4	596.5	598.9	565.4	548.0	510.4	492.2	497.7	465.9	476.1	2.2%	23.6%
Irán	18.0	20.0	20.4	20.5	22.5	23.9	28.6	31.5	36.1	42.3	46.5	9.9%	2.3%
Kuwait	8.9	10.6	5.6	0.5	2.4	4.9	5.4	8.4	8.4	8.3	8.4	0.3%	0.4%
Arabia Saudita	26.2	26.8	27.5	28.8	30.6	32.3	33.9	34.2	40.0	40.8	41.4	1.5%	2.1%
Emiratos Arabes Unidos	12.8	15.5	15.2	18.3	16.9	17.7	19.5	22.3	24.4	25.7	26.8	4.5%	1.3%
Otros Medio Oriente	15.2	16.3	16.4	17.3	23.4	24.6	25.6	26.6	27.5	29.6	31.5	6.5%	1.6%
Total Medio Oriente	81.1	89.2	85.1	85.4	95.8	103.4	113.0	123.0	136.4	146.7	154.6	5.4%	7.7%
Algeria	13.7	13.3	14.5	15.3	16.0	16.7	17.6	18.9	19.3	18.0	19.4	8.0%	1.0%
Egipto	5.3	5.9	6.1	6.9	7.5	8.7	9.4	9.9	10.4	10.5	11.0	5.1%	0.5%
Sur Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Africa	8.4	10.1	9.5	9.0	9.7	9.4	10.3	10.8	11.8	13.1	13.4	2.1%	0.7%
Total Africa	27.4	29.3	30.1	31.2	33.2	34.8	37.3	39.6	41.5	41.6	43.8	5.4%	2.2%
Australia	14.3	15.7	16.5	15.3	15.2	15.7	17.5	17.6	17.9	17.6	18.3	3.4%	0.9%
Bangladesh	3.8	4.2	4.3	4.8	5.2	5.5	6.0	6.6	6.8	6.8	7.0	3.2%	0.4%
China	12.7	12.9	13.2	13.4	13.6	14.6	14.9	15.9	15.9	17.4	17.4	-	0.9%
China Hong Kong SAR	-	-	-	-	-	-	-	†	1.5	2.4	2.3	-1.9%	0.1%
India	6.6	9.6	11.2	12.7	14.3	14.7	15.7	17.7	18.5	19.1	20.9	9.2%	1.0%
Indonesia	12.5	16.5	18.0	19.5	20.3	21.5	24.6	27.0	28.2	27.6	28.7	4.0%	1.4%
Japón	40.3	43.1	46.1	49.2	50.4	50.7	54.3	55.0	59.5	58.6	62.5	6.7%	3.1%
Malasia	5.6	6.7	6.8	8.1	9.5	11.7	12.3	12.4	14.3	15.3	18.4	20.1%	0.9%
Nueva Zelanda	3.7	3.9	3.8	4.2	4.4	4.3	4.0	3.7	4.3	4.6	3.9	-14.2%	0.2%
Pakistan	8.8	9.6	10.1	10.0	10.3	10.8	11.8	13.1	13.7	13.8	14.2	3.1%	0.7%
Filipinas	-	-	-	-	-	-	†	†	†	†	†	60.0%	†
Singapur	-	-	-	-	1.0	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	-	0.1%
Corea de Sur	2.7	2.6	3.0	3.5	4.6	5.7	7.6	9.2	12.2	15.0	14.1	-6.3%	0.7%
Taiwan	1.0	1.0	1.7	2.7	2.8	2.7	3.6	3.9	4.0	4.6	5.7	24.3%	0.3%
Tailandia	4.7	4.9	4.9	6.3	6.8	7.6	8.6	9.0	10.7	13.1	14.1	8.0%	0.7%
Otros Asia Pacífico	2.6	2.4	2.4	2.3	2.4	2.7	2.9	3.0	3.4	3.8	4.1	8.3%	0.2%
Total Asia Pacífico	119.3	133.1	142.0	152.0	160.8	169.6	185.2	195.5	212.3	221.1	233.0	5.4%	11.6%
TOTAL MUNDIAL	1662.1	1737.4	1770.5	1802.8	1805.3	1844.6	1853.4	1911.7	2004.7	1990.3	2016.4	1.3%	100.0%
De los cuales: OECD	840.6	881.8	889.6	915.7	933.6	971.4	996.5	1043.7	1102.5	1103.2	1101.0	-0.2%	54.6%
Unión Europea 15	208.6	216.8	224.2	237.9	237.8	252.6	253.8	274.1	305.0	302.3	314.5	4.1%	15.6%
Otros EMEs ‡	216.0	237.3	240.5	250.9	270.4	289.6	313.0	341.2	367.9	389.0	409.9	5.4%	20.3%

Cuadro N° 16: Precios CIF del Gas Natural y del LNG¹

Precios CIF: Gas Natural y LNG					
US \$ por millón de BTU ²	LNG		Gas Natural		USA
	Japón	Unión Europea	Reino Unido		Canadá (Alberta)
	CIF	CIF			
1985	5.23	3.83	–	–	–
1986	4.1	3.65	–	–	–
1987	3.35	2.59	–	–	–
1988	3.34	2.36	–	–	–
1989	3.28	2.09	–		1.7
1990	3.64	2.82	–		1.64
1991	3.99	3.18	–		1.47
1992	3.62	2.76	–		1.77
1993	3.52	2.53	–		2.1
1994	3.18	2.24*	–		1.92
1995	3.46	2.37*	–		1.69
1996	3.66	2.43*		1.84	2.76
1997	3.91	2.65*		2.03	2.53
1998	3.05	2.27*		1.92	2.08

Nota: CIF = costo + seguro + flete (precios promedios).

3.5. EL GAS NATURAL

El consumo mundial de gas natural (Cuadro N° 15), alcanzó un incremento de 1,3%, valor ligeramente menor que el 2% anual, promedio de la década de los ochentas.

No obstante, su participación en el consumo total en la energía primaria continua creciendo hasta un 23,8%, y ha crecido en todas las regiones comparado con el consumo de hace 10 años.

¹ LNG = Gas Natural Licuado

² BTU = Unidades Termiales Británicas: 5.8 trillones de BTU = 1 millón barriles equivalentes de petróleo

El crecimiento del consumo supera el 2% en todos los mercados regionales, excepto en el de los EEUU, que es el más grande del mundo, donde el consumo cayó en un 3%, como resultado predominantemente del invierno benigno 1997 – 1998.

La producción mundial de gas (Cuadro N° 14), creció en un 2,2% en 1998. Crecimientos rápidos se dieron en Trinidad y Tobago, y Qatar, así como a lo largo de las más grandes provincias de Algeria.

Con un crecimiento del 3,5%, Rusia recuperó su posición de productor más grande, colocándose antes que los EEUU. Un crecimiento significativo en las reservas probadas fueron reportadas en Australia, Trinidad y Tobago, Tailandia y Brasil.

El comercio total por gasoducto creció un 3,5% en 1998. Los flujos de interconexión llevaron a Reino Unido a un crecimiento de un 33% de sus exportaciones por gasoducto, con intensos crecimientos también, en Algeria y Canadá. Las exportaciones alemanas cayeron un 9,2%, a pesar de que la fuerte demanda creció dentro de la Unión Europea. El Gas Natural Licuado (LNG), creció en su comercio un 1,5% en 1998, pero los datos muestran la creación de una nueva fuente suplidora para Turquía que es Qatar, compitiendo con las exportaciones de Algeria.

4. LAS ESTRATEGIAS EMPRESARIALES¹

4.1. ASPECTOS GENERALES

Una “estrategia empresarial”, puede ser definida como el conjunto de acciones explícitas que llevan al logro del objetivo de largo plazo.

Entre los objetivos de largo plazo que se fijan las empresas, se incluyen por ejemplo:

- la penetración de los mercados hasta ubicaciones óptimas y/o la consolidación de su posicionamiento en los mismos,
- la consolidación y mantenimiento de ventajas competitivas;
- la reducción de riesgos para su sustentabilidad en el largo plazo;
- el alinamiento con y el apoyo a las políticas nacionales.

Los objetivos de las empresas no coinciden necesariamente con las finalidades de sus accionistas o propietarios. Sin embargo, deben tomarse en cuenta los intereses de los distintos grupos entre los que se destacan los accionistas, el directorio, los empleados y el Estado.

Atendiendo a sus objetivos y a su misión específica y tomando en cuenta los intereses antes mencionados, las empresas definen sus estrategias en función de

¹ OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; págs. 142 – 145; 151 – 162. Actualizado por DOBRINESCU, M. & BALLESTERO, L., mayo 2000.

Los recursos que controlan, de las opciones de mercado disponible y de las eventuales reacciones de sus competidores.

Los elementos que integran las estrategias se vinculan con:

- la estructura y funcionamiento orgánico – administrativo (outsourcing, rightsizing, profit centers, holding);
- el mercado (posicionamiento, concentración en el core businesses);
- el carácter territorial de sus actividades (expansión dentro del territorio nacional, internacionalización con enfoque regional – regionalización, o supraregional, transnacionalización);
- las relaciones con otros actores (cooperación, alianza estratégica, consorcio, fusión, integración vertical, integración horizontal, integración intersectorial, diversificación extrasectorial).

4.2. TENDENCIAS MUNDIALES

En el mundo se observa una gran variedad de nuevas estrategias por parte de empresas energéticas. Además de las transnacionales petroleras, que siempre desarrollaron sus actividades en muchos países y en diferentes eslabones de la cadena energética, en los últimos años, también las empresas nacionales han adoptado estrategias de diversificación y transnacionalización.

El primer paso, en el mercado de estas nuevas estrategias, es la transnacionalización dentro del mismo ámbito sectorial, como lo han hecho algunas empresas de Europa, Asia y América Latina.

Otro tipo de estrategia se vincula con la integración vertical de otras actividades de la cadena del sector energético:

- La integración hacia adelante de empresa de tecnología y transporte de gas natural, abarcando progresivamente la generación de electricidad.
- La integración intersectorial y diversificación extrasectorial, como por ejemplo, las empresas de petróleo y gas natural que incorporen actividades de generación, transporte y distribución eléctrica; empresas distribuidoras de electricidad o gas natural, que incursionan en otros servicios o redes, como abastecimiento de agua y telecomunicaciones o sin redes como la recolección de residuos sólidos, etc.

4.3. ESTRATEGIAS MÁS UTILIZADAS EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE

Las empresas energéticas de la región, ajustaron sus estrategias a la nueva situación, ya sea utilizando la nueva orientación comercial como empresa estatal o privada, aprovechando la apertura de los mercados energéticos, y la liberalización de los intercambios comerciales y financieros con el exterior.

Las estrategias específicas con respecto a la organización institucional – administrativa, forman parte de un primer grupo, aplicadas con mucha frecuencia en América Latina y el Caribe, puesto que los nuevos dueños de las empresas desincorporadas, han utilizado elementos de este tipo como concentración en el core business, outsourcing, profit centers, rightsizing, holdings.

La formación de consorcios, con preferencia entre empresas locales y extranjeras, ha sido la forma casi habitual de incursionar en nuevos proyectos, y de participar en la adquisición de las empresas que son desincorporadas específicamente en electricidad y gas natural. En el área del petróleo, la cooperación y las alianzas parecen ser las formas más frecuentes, en particular en los países productores. Estas acciones constituyen un segundo grupo de estrategias.

El tercer conjunto de estrategias que caracterizan al nuevo desempeño de las empresas energéticas de la región, es la expansión de sus actividades fuera de sus países de origen. Algunas de las grandes empresas petroleras de la región, realizan desde tiempo atrás operaciones importantes fuera de la región. Lo nuevo es la expansión de actividades a otros países, por parte de empresas tradicionalmente confinadas al territorio nacional.

4.4. ALGUNAS ESTRATEGIAS DE LAS EMPRESAS

PETROLERAS

Las reformas en el área petrolera, se han vinculado principalmente con la apertura de las diferentes actividades al ingreso de nuevos inversionistas, y solo en algunos casos como en Argentina, Bolivia y Perú implicó la desincorporación de activos. Sin embargo, aún con el mantenimiento predominante de la empresa estatal, se han producido importantes cambios de las modalidades estratégicas en el manejo de tales empresas.

Los principales elementos de estas estrategias, se relacionan con la búsqueda de una mayor integración de actividades, tratando de asegurarse el abastecimiento de crudo o la ampliación del mercado de derivados, con la internacionalización de sus operaciones y con la concentración de alianzas estratégicas.

La presencia de empresas privadas de origen nacional, solo se observa de manera relevante en Argentina, donde tales actores son preexistentes a los procesos de reforma. Las opciones estratégicas adoptadas por estas empresas y por la privatizada YPF, en líneas generales, son semejantes a las mencionadas previamente, destacándose la tendencia hacia la internacionalización.

4.4.1. LAS ESTRATEGIAS DE LAS EMPRESAS PETROLERAS ESTATALES

En el marco de las reformas del “upstream” y “downstream”, los países de la región han redefinido las estrategias de sus empresas públicas orientadas a diferentes objetivos, dependiendo de factores tales como: dotación de reservas probadas, capacidad de producción, tamaño de la empresa, grado de avance tecnológico, así como, de variables relacionadas con la situación económica del país.

- En México y Venezuela, PEMEX y PDVSA respectivamente, que cuentan con las reservas probadas de petróleo más importantes dentro de la región, persiguen, por una parte, la intensificación de la exploración y explotación de

sus reservas en el territorio nacional, y por otra, la internacionalización de sus operaciones en el downstream. No se ha dado una internacionalización en el upstream, porque han centrado su atención en sus reservas aún no exploradas.

- En Brasil, PETROBRAS realiza una importante actividad de desarrollo de producción de petróleo en el territorio nacional, constituyéndose además, en la compañía líder en el mundo en explotación de petróleo en aguas profundas. Por otro lado, a diferencia de PEMEX y PDVSA, PETROBRAS ha incursionado en actividades de exploración de reservas fuera de Brasil, teniendo en cuenta la necesidad de incrementar el nivel de reservas probadas que le permitan cubrir el consumo interno derivados de petróleo. Al mismo tiempo, también ha venido internacionalizando sus operaciones a través de la venta de servicios y la comercialización de derivados del petróleo, pero no así en la refinación.
- En Colombia y Ecuador la estrategia de las empresas estatales, ECOPETROL y PETROECUADOR respectivamente, tienen como objetivo el desarrollo de la industria petrolera nacional, lo cual les exige un esfuerzo de inversión significativo, lo que induce a la promoción de la inversión privada y descarta cualquier posibilidad de internacionalizarse, ya sea en el upstream o en el downstream.

Un objetivo importante de ECOPETROL, es el desarrollo de Cusiana y Cupiagua, que explota en asociación con British Petroleum, Total y Triton, lo que le permitiría elevar la producción a un millón de barriles diarios para

los próximos años. La búsqueda de financiamiento para la actividad de ECOPETROL en el upstream y del oleoducto Coveñas, para el desarrollo de la producción nacional, constituye el eje de la estrategia.

El objetivo principal de PETROECUADOR, es el incremento de las reservas probadas y el aprovechamiento de los crudos medianos y pesados ya descubiertos. Para esto es necesaria la ampliación del oleoducto transecuatoriano, que transporta el crudo desde el Oriente hasta la costa del Pacífico. Se considera que la capacidad actual de este oleoducto, limita el crecimiento de la producción del Oriente, motivo por el cual su ampliación es prioritaria.

- Chile es un caso singular. Debido a la escasa afiliación petrolera del país, ya que solo se produce 10 000 barriles diarios, en 1990 el gobierno chileno decidió la creación de una subsidiaria de ENAP, SIPETROL, que realiza actividades de exploración de petróleo en países de la región previendo incursionar también fuera de ella. La búsqueda de un socio estratégico, apuntaría a reforzar sus acciones en el extranjero para contar con crudos propios, así como para modernizar y ampliar las refinerías existentes.

Entre los países que optan por la estrategia de privatización como Argentina, Perú y Bolivia, se observan enfoques claramente diferentes en cuanto al desarrollo de la industria. En Argentina, son las estrategias propias de las empresas privadas las que marcan el rumbo; las principales estrategias muestran una clara tendencia hacia la internacionalización.

En Bolivia, dada la singular modalidad de privatización adoptada, la estrategia consiste en el fortalecimiento de las unidades de negocio de YPFB, en base al concurso privado por ampliación y no por enajenación de activos.

En Perú, parece no existir aún una estrategia nacional clara. El desarrollo de la industria se ha dejado al igual que en Argentina, al criterio de la inversión privada. Sin embargo, no está claro todavía si se venderá el 40 % de las acciones que se ha reservado el Estado en las refinerías. Aparentemente, la opción será venderlas. El esquema adoptado se basa en la privatización total y en la concentración de contratos, cuya negociación está a cargo de PERUPETRO. PETROPERU tenderá a desaparecer quedando el paquete accionario a nombre de un ente estatal.

4.4.2. LA INTERNACIONALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS ESTATALES

Desde inicios de la década del noventa, se observa que las empresas petroleras estatales de algunos países de la región se han internacionalizado, incursionando sobre todo en la región pero también tienen interés en Europa, Africa y Asia.

Este proceso ha considerado mecanismos que van desde el “joint venture” convencional hasta la concertación de “alianzas estratégicas” entre las empresas de la región y con grandes operadores fuera de la misma.

La internacionalización es una estrategia asumida por las empresas estatales de los países de la región que cuentan con mayores reservas como México y

Venezuela y por los países que requieren de la importación para el abastecimiento del mercado interno, como Chile y Brasil.

a) Internacionalización con integración vertical

- PDVSA de Venezuela, es el caso más importante de internacionalización para colocar productos refinados en el mercado internacional. Desde principios de la década de los ochenta, PDVSA se trazó como objetivo: asegurar mercados para sus excedentes exportables de petróleo y al mismo tiempo, generar mayor valor agregado exportando refinados y/o adquiriendo refinerías en el extranjero. Actualmente, la mayoría del petróleo crudo producido por PDVSA, es vendido como producto refinado. Para estos propósitos dicha empresa estatal puso en práctica los siguientes tipos de acciones:
 - Concretó alianzas estratégicas con empresas extranjeras.
 - Amplió su capacidad de refinación tanto a nivel nacional como internacional.
 - Ha comenzado a incursionar en varios países de América Latina en las áreas de refinación y comercialización de petróleo y derivados. El objetivo consiste en desarrollar mercados, donde pueda colocar con seguridad su producción de crudo y derivados de petróleo.
 - Ha designado a su filial MARAVEN, para llevar acabo su participación en los mercados de la región. Por ahora el interés está concentrado en Colombia, Ecuador y Perú.
- PEMEX de México tiene una capacidad de refinación nacional superior a la de PDVSA, en su territorio, pero se dedica básicamente a abastecer el mercado

interno. La mayor parte de las exportaciones de PEMEX, son de petróleo crudo y destinadas a EEUU.

- La predisposición a concentrar alianzas estratégicas se manifiesta por ejemplo en la adquisición del 3,5% de REPSOL de España; en la constitución de una sociedad de proyectos de conversión y contratos de suministro de petróleo, que le abrió nuevas perspectivas dentro de la Unión Europea, y en la constitución de MEXPETROL, en asociación con capitales privados, para exportar servicios y bienes en proyectos de exploraciones petroleras.
- PEMEX, concretó una alianza estratégica para ampliar su capacidad de refinación, adquiriendo el 50% de la refinería de Deer Park, de la Shell, con una capacidad de 220 000 barriles diarios.

b) Internacionalización para asegurar disponibilidad de petróleo crudo

- PETROBRAS de Brasil, a través de su subsidiaria BRASPETRO realiza actividades de exploración y explotación en el extranjero (Angola, Argentina, Colombia, Ecuador, EEUU y Reino Unido).
- Chile importa alrededor de U.S. \$ 800 millones anuales de petróleo crudo que se destina a las refinerías de ENAP. La creación de SIPETROL, como subsidiaria de ENAP, tiene como objetivo buscar petróleo en el extranjero. Para estos efectos se concretó “joint venture” con Bidas e YPF de Argentina, REPSOL de España y BRASPETRO de Brasil.

c) Internacionalización para comercialización de derivados

- BRASPETRO, subsidiaria de PETROBRAS, comercializa productos provenientes de producción propia, de Colombia, EEUU y el Reino Unido. Asimismo, ha incursionado en la distribución de los lubricantes LUBRAX, a través de BRASPETRO en Argentina.

4.4.3. INTERNACIONALIZACIÓN DE EMPRESAS PRIVADAS

NACIONALES: EL CASO DE ARGENTINA

En Argentina, las empresas privadas entre ellas YPF, Pérez Companc y Pluspetrol, impulsan su acción en el upstream nacional, pero están incursionando agresivamente en el exterior (Perú, Venezuela y Bolivia). YPF, está internacionalizando sus operaciones tanto en el upstream como en el downstream. Las estrategias obedecen a diferentes objetivos:

a) Ampliación de la disponibilidad de petróleo

La internacionalización es un aspecto sustantivo en el desarrollo empresarial de YPF. Se ha propuesto que las inversiones en exploración en terceros países, alcancen el 15 % de los gastos totales de exploración, en el periodo 1995 – 1999.

Esta empresa tiene proyectos de exploración en Bolivia, Chile y Perú y, en asociación con PETROBRAS, explora la porción territorial del Golfo de México y tiene operaciones costa afuera en el sur de Argentina.

En enero de 1996, formó un consorcio con British Petroleum (37,5%), Amoco (37,5%) y MAXUS (25%, subsidiaria de YPF S.A.), para explorar en Guarapiche

en el marco de apertura petrolera de Venezuela. Se estima que esta área podría contener reservas del orden de 5 000 millones de barriles de petróleo.

YPF y British Gas, suscribieron un contrato para realizar estudios conjuntos sobre el potencial hidrocarburífero alrededor de las Islas Malvinas.

b) Adquisición de activos en el extranjero

En 1995, YPF adquirió en US \$ 750 millones, la compañía petrolera MAXUS que opera en EEUU, lo que la ha transformado en una compañía de petróleo y gas a nivel internacional. Esta compra le permite operar no solo en EEUU, sino también en Indonesia, Bolivia, Ecuador y Venezuela, además de adquirir ventajas tecnológicas para operaciones “off shore”.

En mayo de 1995, el consorcio Refinadoras del Perú, formado por YPF, en conjunto con REPSOL y MOBIL y tres compañías peruanas, adquirió el 60% de las acciones de la refinería La Pampilla, dentro de la privatización de PETROPERU.

c) Colocación de excedentes exportables a través de oleoductos

En 1994, concluyó la construcción del oleoducto Transandino, propiedad de YPF de Argentina y ENAP de Chile, cuya capacidad máxima de transporte es de 113 mbbpd. Del volumen de crudo que se transporte de Neuquén a Concepción, YPF dispondrá de 56 mbbpd, en tanto que ENAP se compromete a adquirir 41 mbbpd, con la opción de adquirir 20 mbbpd adicionales según sus necesidades. Con este acuerdo ENAP asegura una fuente estable de abastecimiento de petróleo para el mercado interno de Chile.

d) Expansión de la comercialización minorista de terceros países

YPF de Argentina, adquirió en US \$ 15 millones la empresa Gazpesa, de Chile que cuenta con una red de 20 estaciones de servicio. El objetivo de YPF es lograr una participación en el mercado chileno de combustibles y lubricantes. YPF también planea incursionar en el mercado minorista en Brasil y ya ingresó al Perú, donde ha inaugurado una red de estaciones de servicio.

e) REPSOL adquiere a YPF de Argentina

La empresa petrolera española REPSOL, finalizó la adquisición de los activos de YPF de Argentina, luego que el 83% de los accionistas aceptaron vender sus acciones por US \$ 44,78 cada una. Esto da a REPSOL el control del 98% de la empresa e incluye el 15% que ya poseía.

Para que el gobierno argentino aprobara la compra, REPSOL se vio obligada a aceptar deshacerse de ciertos activos que incluyen estaciones de servicios y capacidad de refinación, así como reducir su control sobre el sector del gas natural.

4.4.4. LAS ALIANZAS ESTRATEGICAS ENTRE EMPRESAS**REGIONALES**

Dentro de la tendencia de la internacionalización, es importante destacar las alianzas estratégicas establecidas entre las empresas regionales, puesto que las mismas suelen tener un impacto significativo sobre el proceso de integración energética y económica, al menos al nivel subregional.

a) La alianza REPSOL YPF – PETROBRAS

Se trata de una alianza estratégica para realizar operaciones conjuntas, tanto en exploración y explotación, como en refinación y comercialización, aprovechando las ventajas tecnológicas de cada cual. Las actividades conjuntas en exploración de PETROBRAS y REPSOL YPF, tienen lugar en el Golfo de México y también en yacimientos costa afuera en el sur de Argentina.

PETROBRAS, es reconocida mundialmente como una empresa líder en exploración costa afuera en aguas profundas. Esta tecnología puede ser aprovechada por REPSOL YPF, si se concretan sus operaciones costa afuera en las Islas Malvinas.

REPSOL YPF, tiene importantes reservas de gas así como una amplia experiencia en exploración, producción, transporte y comercialización de hidrocarburos. Para PETROBRAS, esto tiene la más alta importancia ya que se proyecta quintuplicar el consumo de gas en el Brasil, en los próximos 8 años.

Las mencionadas empresas han firmado recientemente una carta de intenciones para incursionar conjuntamente en actividades regionales, en refinación y comercialización de derivados de petróleo y gas natural en el mercado regional.

b) La alianza PETROBRAS – PDVSA

En noviembre de 1995, PETROBRAS y PDVSA, firmaron una carta de intención para formar la asociación PETROAMERICA. Los proyectos que podría ejecutar la compañía, incluyen la construcción de una refinería de 100 mbbpd en

Brasil para procesar petróleo venezolano. Sin embargo se tiene pensado en ingresar en todas las fases del upstream y downstream.

Además, PDVSA tiene interés en la tecnología de explotación de petróleo costa afuera, en aguas profundas desarrollada por PETROBRAS

c) La alianza REPSOL YPF – ENAP

Esta alianza estratégica, tiene como objetivo la venta de crudo de REPSOL YPF a ENAP.

4.5. UN NUEVO ENFOQUE EMPRESARIAL PARA EL GAS NATURAL

El renovado papel del gas natural, dentro de los sistemas energéticos, especialmente a partir de los desarrollos tecnológicos, en los equipos de generación eléctrica, a dado lugar a una dinámica muy intensa a las estrategias empresariales dentro de esta área, particularmente a partir de las reformas impulsadas en las industrias energéticas de la región.

4.5.1. NUEVO ENFOQUE EN EL UPSTREAM

Las estrategias empresariales, en esta etapa de la cadena son similares a las señaladas para la actividad petrolera. Sin embargo, al gas natural, en el pasado, por diferentes motivos, se le concedía un peso más bien marginal, en años más recientes se ha revalorizado. Las empresas privadas y públicas comienzan por crear y dar similar importancia, a las gerencias de gas respecto a las del petróleo.

Los yacimientos de gas libre, empezaron a tener una importancia estratégica y el gas asociado, se reinyecta o se comercializa.

Con motivo de los procesos de apertura que se derivan de las reformas, muchas empresas locales y extranjeras, vieron en la región nuevas oportunidades de negocios. La estrategia de las empresas petroleras regionales y extraregionales, utilizan a los campos de gas como cabecera para nuevas actividades de la región.

Ese cambio de actitud en las empresas petroleras, tanto respecto al gas natural como a la posibilidad de negocios en la región, puede llevar a que algunas de ellas abran nuevos frentes, donde el gas sea su principal fuente de ingresos, en la medida en que los precios del gas natural se acercan más a los de los derivados de petróleo, si se crea la infraestructura de transporte y distribución para acceder al mercado potencial. A esto se suma la ventaja ambiental relativa entre ambas fuentes, que puede llevar a importantes procesos de sustitución en mercados de combustibles líquidos en la región.

4.5.2. LA NUEVA SITUACION EN EL DOWNSTREAM

En el transporte de gas natural, se evidencia una fuerte competencia entre consorcios por lograr adjudicaciones de licencias que oscilan entre 20 y 30 años. El proceso que se inicia en 1992, con las adjudicaciones a Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur en Argentina, continúa a un ritmo creciente.

En Colombia, al gasoducto construido por Enron entre Ballena y Barrancabermeja, mediante un BOT, se suma la compra de Promigas S.A., que agrega el control de 560 km de gasoductos.

En Bolivia, la misma Enron se adjudica el tramo hasta la frontera (557 km), del gasoducto a Brasil, mientras que del lado de Brasil, PETROBRAS (51%), controlará el consorcio y las empresas Tennessee Gas y Gulf Oil, se encargarán del montaje técnico y financiamiento del proyecto. También en Bolivia, el consorcio integrado por Shell y Enron, se adjudica la unidad de negocios Transredes S.A. que operará 2 963 km de gasoductos y 2 314 km de oleoductos.

Estableciendo una competencia potencial para el gas de Bolivia en Brasil, el consorcio integrado por AEC Pipelines de Canadá, Mobil de EEUU, Marubeni de Japón y Petrolera de San Jorge de Argentina, presentó el proyecto del gasoducto del Mercosur, que originándose en Argentina pasa por Asunción, y conduce al sudeste de Brasil.

Respecto al otro mercado emergente en el CONO SUR, como es el caso de Chile, donde varios consorcios se disputan desde hace años, el abastecimiento de la zona central y de la zona norte. Existen también otros proyectos de transporte de financiamiento privado, asegurado o en gestión, entre Argentina y Chile, Bolivia y Chile, Argentina y Brasil.

En México, luego de las reformas en el sector transporte, es considerado uno de los grandes mercados en el gas natural por las empresas de EEUU y Canadá, se esperan importantes inversiones, que ampliarán el mercado a toda América del Norte. Al respecto, se presentaron cinco consorcios: Enron, Nova Corp., Williams

Corp., Gutsa – Transcanada Pipelines, Shell – Mitsui, para la construcción de un gasoducto de 500 km entre Ciudad Pemex y Mérida, que abastecerá la capacidad de generación eléctrica en la Península de Yucatán.

Otro fenómeno que debe de destacarse, es la ofensiva en varios países de ALC, por parte de empresas extranjeras. Además de la estadounidense Enron con actividades desde México hasta Argentina, se nota en la región MERCOSUR la expansión de Nova Gas de Canadá, que opera gasoductos y propone una serie de nuevos proyectos.

En un movimiento simétrico, Brida de Argentina se desempeña también fuera de la región y obtuvo recientemente la concesión para administrar el sistema estatal de transporte de gas en Kazajistán por 15 años.

En la distribución también se ha producido un proceso similar al del transporte. Varias empresas nacionales y extranjeras, participan como accionista en las licencias junto con bancos y fondos internacionales de inversión.

Entre estos fondos de inversión, se destacan algunos especializados en energía que se proponen intervenir en la dirección o supervisión de las empresas de electricidad y gas natural, en las que tuvieron participación accionaria significativa.

Las actividades de distribución minorista, de escaso desarrollo en la región con la excepción de Argentina, están ampliándose en los últimos años con mayor fuerza, abriendo nuevos espacios para las empresas pequeñas, en vista de las perspectivas dadas en un gran número de ciudades en México, Brasil, Colombia, Venezuela y Chile.

4.5.3. ALGUNAS ESTRATEGIAS EMPRESARIALES RESPECTO AL GAS NATURAL

Las estrategias empresariales, dejan cada vez menos dudas sobre el proceso de expansión del mercado nacional y regional del gas natural, en el que se han embarcado muchos gobiernos de la región y sobre la respuesta de los actores privados a este propósito. En este proceso estos últimos asumen los riesgos financieros de las inversiones, en el contexto de una estrategia empresarial, que apuesta a que el desarrollo del gas natural en la región será un buen negocio futuro. Mientras tanto, los gobiernos toman para sí la responsabilidad de asegurar el suministro a largo plazo.

Las motivaciones empresariales, se vinculan con la constatación de que las recientes dificultades para el desarrollo de la capacidad hidráulica en los principales mercados de electricidad de la región (Brasil, Colombia, México, Chile), habrán de implicar a corto plazo, el requerimiento de importantes inversiones en nuevas capacidades de generación térmica con base en gas natural. Esas nuevas capacidades, junto con la disponibilidad de gas y la capacidad de transporte y distribución, posibilitarán también la expansión del suministro a un mercado potencial en los sectores industrial, residencial y transporte.

En el ámbito nacional, el negocio parece rentable, si además se agrega la alta eficiencia en la generación de las turbinas de gas y de los ciclos combinados con relación a la generación térmica convencional, y también porque el transporte de

gas natural, compite con la transmisión eléctrica en alta tensión, no solo en costos de capacidad sino también con menores pérdidas de productos.

Además, en la época actual las cuestiones ambientales, han adquirido un valor que agrega externalidades a favor del gas natural, haciendo que los países industrializados, interesados en el tema del cambio climático, estimulen la acción de esas empresas en sus proyectos de inversión.

Los gobiernos regionales, tienen intereses coincidentes respecto a la participación privada en inversiones de riesgo, tales como el aumento de la competitividad manufacturera, la dispensa de cantidades de combustibles líquidos para reducir o mejorar financieramente su peso en la balanza de pagos, la diversificación de la matriz energética, la reducción de la vulnerabilidad del suministro a corto y mediano plazo, el abandono de riesgos de racionamiento de electricidad, mejorando la calidad de vida en las ciudades por reducción de emisiones de gases contaminantes.

En el plano regional, los procesos de integración gasífera, han desatado una competencia de singulares características. En el MERCOSUR, incluyendo a Chile y Bolivia, los consorcios de empresas, locales y extranjeras, han movilizado gran cantidad de proyectos que compiten entre sí por lograr las adjudicaciones. Enron en Bolivia, al adjudicarse la parte nacional del gasoducto a Brasil, se situó estratégicamente en el nudo del transporte a este país del gas natural boliviano, de las reservas del norte argentino y posiblemente del gas natural peruano, a partir de su asociación con Shell en Transredes S.A.

A su vez, el gasoducto de MERCOSUR, competirá fuertemente por abastecer el sur de Brasil con otros gasoductos argentinos, y también con el de Bolivia y Brasil. Entre Argentina y Chile, se ha observado una fuerte competencia entre Transgas y Gasandes, por el mercado de este último país.

5. PAPEL DEL ESTADO EN EL PROCESO DE MODERNIZACION

5.1. PRINCIPALES CONFLICTOS Y ORGANOS ESTATALES

INVOLUCRADOS¹

La modernización sectorial, no se desarrolla por sí misma. Es un proceso impulsado, organizado y ejecutado por los órganos del estado, en función de los propósitos y aspiraciones de una sociedad.

En forma general, podrán destacarse algunos principios deseables en la práctica de una política de modernización:

- La transformación debe de ser un proceso sistémico: las reformas del subsector hidrocarburos, forman parte de la modernización de la sociedad, de igual modo que la del Estado y de la economía.
- Debe de buscarse la legitimidad del proceso: incorporando criterios que lo hagan selectivo, eficiente, transparente, informado, de costo conocido, y en lo posible consensual.
- En el plano funcional se requiere que las reformas institucionales, aseguren un adecuado cumplimiento de las funciones abandonadas por el Estado, que éste se haga cargo efectivamente de las nuevas tareas y desafíos que se le han encomendado, tendiendo a la descentralización y democratización de sus funciones.

¹ OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; págs. 165 – 166; 168. Actualizado por DOBRINESCU, M. & BALLESTERO, L., mayo 2000.

- En el contexto de una economía globalizada y la adopción por parte de los gobiernos, de compromisos de carácter supranacional, debe de tomarse en cuenta la necesidad de mantener principios de autonomía y soberanía nacional.
- Debe de cuidarse fielmente, que los procesos de transformación no constituyan obstáculos al proceso de integración regional en sí mismo, instrumento fundamental para el desarrollo económico de los países que la integran.

Fases del proceso de modernización y órganos estatales involucrados

En el Cuadro N°17, se explican de modo más detallado las actividades en conjunto del Estado.

Cuadro N°17: Participación de los diferentes órganos del aparato estatal en el proceso de modernización.

Fase	Actividades relativas a la modernización	Principales actores
Pre - reforma	Ajustes convencionales Propuesta de reforma	Gobierno, partidos políticos, grupos sociales
Reforma	Adopción de las principales decisiones sobre los elementos de la reforma	Parlamento, Poder Ejecutivo
Transición - inicio	Implementación de las reformas; creación del marco regulatorio respectivo	Poder Ejecutivo y sus instituciones; Parlamento
	Aprendizaje y ejecución de las nuevas funciones	Instituciones independientes(entes reguladores; empresas e inversionistas)
- final	Control y seguimiento, adición de reformas complementarias	Poder Ejecutivo, Parlamento
	Correcciones y ajustes	Poder Ejecutivo, Parlamento
Pos - reforma	Control y seguimiento; ejecución rutinaria de funciones	Poder Ejecutivo, Parlamento Instituciones independientes

5.2. LA INTEGRACION ENERGETICA PROCESO IMPULSADO POR LA MODERNIZACION DEL SECTOR ENERGIA¹

Hasta 1990, la integración en América Latina, implicaba una incesante lucha para superar obstáculos. Hubo adelantos importantes en la integración energética, solamente cuando las ventajas de un proyecto parecían suficientemente grandes para justificar el costo y esfuerzo de superar todos sus obstáculos y suscribir acuerdos bilaterales o trilaterales. La integración avanzó progresivamente, en forma de proyectos, exportaciones e importaciones basadas en contratos específicos o contratos entre empresas nacionales bajo acuerdos bilaterales, convenios de oferta energética mundial como el acuerdo de San José, o globalmente por la creación de organismos internacionales en el sector, como la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Asistencia Recíproca de Empresas Petroleras de América Latina (ARPEL), la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), la Comisión Eléctrica de América Central (CEAC), y otros encargados de realizar acciones de integración de menos nivel como asistencia técnica o cooperación. Los principales actores fueron los gobiernos y las empresas energéticas, acompañados de instituciones de financiamiento multilateral y bilateral o la banca privada.

El aumento sostenido del comercio intraregional, desde finales de los años 80, se debe principalmente a la sucesiva apertura unilateral de un número cada

¹OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; págs. 187 – 188. Actualizado por DOBRINESCU, M. & BALLESTERO, L., mayo 2000.

vez más grande de economías en ALC, y el regreso de los flujos financieros internacionales a la región, permitiendo el levantamiento de las restricciones monetarias. Un resultado inmediato del libre comercio, fue el aumento en el comercio internacional de energía transable, tales como crudo y derivados del petróleo. El comercio entre subregiones creció con mayor intensidad aún.

La reestructuración, la incorporación de nuevos actores y la desincorporación de activos, que se está realizando también en el área del gas natural de diferentes países, han multiplicado el número de actores o empresas en búsqueda de oportunidades de negocios. Las estrategias empresariales, desde luego, desplazan a los incentivos políticos como impulsor principal de la integración energética, lo que alentó a los encargados de establecer las políticas nacionales para tomar decisiones, por ejemplo sobre los gasoductos internacionales. Así, la dinámica de los procesos de integración energética subregional, ha adquirido una fuerza inesperada y esto promoverá el crecimiento que se ha proyectado.

En América Central todavía permanecen las iniciativas gubernamentales.

Tratados existentes de integración económica subregional, como MERCOSUR, el Grupo Andino (GRAN), el grupo de los Tres (México, Colombia, Venezuela), MCCA y CARICOM, han representado a esta nueva dinámica de integración tanto en el sector energético como en otros sectores. Algunos han podido organizar en forma rápida y efectiva, grupos energéticos dentro de sus subregiones (Grupo de Trabajo N° 9 de MERCOSUR, el Foro Energético Regional de América Central – FREAC, con su Comisión de Hidrocarburos CCHAC), para

ayudar a los organismos subregionales y gobiernos a adelantar este proceso en el sector energético.

La Cumbre de Miami, sobre integración hemisférica ha creado un nuevo foro institucional y un nuevo movimiento para la integración de América del Norte, del Sur y Central y del Caribe. Es evidente que EEUU, busca aumentar el comercio de energéticos y bienes asociados con la energía, para asegurar especialmente su propia seguridad de suministro con base en los abundantes recursos energéticos de AL, mientras que para los países de la región el objetivo es más bien el desarrollo sustentable y competitivo del sector energético en sus dimensiones económica, social y ambiental.

5.3. OPEC¹ Y SUS POLITICAS

La Organización de los Países Exportadores de Crudo (OPEC), es una organización intergubernamental voluntaria, que coordina y unifica las políticas petroleras y de gas natural de sus países miembros.

OPEC persigue asegurar la estabilización de los precios del petróleo en los mercados internacionales del petróleo, con el objetivo de eliminar fluctuaciones innecesarias y dañinas, cuida los intereses de las naciones productoras de petróleo y asegura un ingreso estable para sus miembros; un abastecimiento eficiente, económico y constante de petróleo a las naciones consumidoras; y un retorno justo a los que invierten en la industria del petróleo.

¹ OPEC sinónimo de OPEP

OPEC se fundó el 14 de Setiembre de 1960 en Bagdad, Irak, por cinco miembros fundadores: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela.

Actualmente, OPEC tiene los siguientes miembros: Argelia, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Arabes Unidos, Venezuela.

Los jefes de delegación de los países miembros de la OPEC, se reúnen en la conferencia de OPEC para coordinar y unificar sus políticas petroleras, con el fin de promover la estabilidad y la prosperidad en el mercado petrolero. Ellos son apoyados por el Secretariado de la OPEC, dirigido por el Consejo de Gobernadores y conducido por el Secretario General y otras entidades incluyendo la Comisión Económica y el Comité de Monitoreo Ministerial.

Los países miembros, consideran la situación actual y planifican los fundamentos del mercado, tales como tasa de crecimiento económico, demanda de petróleo, escenarios de abastecimiento. También consideran si deben hacer cambios en sus políticas petroleras. Por ejemplo, en conferencias previas los países miembros decidieron elevar o bajar su producción conjunta de petróleo, para mantener los precios estables y el abastecimiento constante para los consumidores en el corto, mediano y largo plazo.

Los Jefes de Delegación de OPEC, son los representantes oficiales de cada país miembro en la Conferencia de OPEC. Normalmente son los Ministros de Petróleo, Minas y Energía de los países miembros.

El Consejo de Gobernadores (BOG), se puede comparar con el consejo de directores de una organización comercial. El BOG está constituido por los

Gobernadores nombrados por los países miembros y confirmados por la conferencia, por un período de dos años. El Consejo dirige la gerencia de la Organización; implementa resoluciones de la conferencia, elabora el presupuesto anual de la Organización y somete los informes y las recomendaciones a la Conferencia en los asuntos de la Organización.

Las funciones del Consejo de Gobernadores son:

1. Dirigir la gerencia de los asuntos de la organización y la implementación de las decisiones de la Conferencia;
2. Considerar y decidir sobre algunos reportes presentados por el Secretario General;
3. Somete reportes y hace recomendaciones a la Conferencia sobre los asuntos de la Organización;
4. Elabora el presupuesto de la Organización para cada año calendario y lo somete a la Conferencia para su aprobación;
5. Nombra al Auditor de la Organización por un período de un año;
6. Considera el Estado de Cuentas y el Informe del Auditor y los someten a la Conferencia para su aprobación;
7. Aprueba el nombramiento de los Directores de División y de los Jefes de Departamento;
8. Convoca las reuniones extraordinarias de la Conferencia;
9. Prepara la Agenda de la Conferencia.

Los Ministros de Petróleo y Energía de los países miembros de la OPEC, se reúnen dos veces al año para coordinar sus políticas de producción de petróleo

a la luz de los fundamentos del mercado, por ejemplo el balance futuro probable entre la demanda y el abastecimiento. Los países miembros, representados por sus Jefes de Delegación, pueden o no establecer cuotas de producción durante las reuniones regulares y extraordinarias de la Conferencia de la OPEC. Dado que OPEC es una fuente de petróleo mayor, sus decisiones de aumentar o reducir la producción, puede bajar o subir el precio del crudo.

El impacto de los precios del petróleo de la OPEC, debería ser considerado separadamente, de la forma en que varían los precios de los derivados del petróleo. En algunos de los países los impuestos comprenden el 70% de los precios finales pagados por el consumidor, por lo tanto un cambio mayor en el precio del crudo va a tener solo un impacto menor en los precios al consumidor.

La OPEC está vinculada con el mercado petrolero pero necesita de mejoras en el comercio mundial.

En 1975, OPEC hizo un llamado por un nuevo orden económico internacional, entendimiento mutuo y un genuino acuerdo para el bien de todos los pueblos del mundo.

OPEC también llamó a los países industrializados y desarrollados de tratar juntos los problemas que enfrentan los países pobres y buscar un camino para establecer un mejor sistema económico que permita más comercio, más intercambio de conocimientos entre los países desarrollados y los países OECD.

Los países miembros de la OPEC establecieron el OPEC Fondo para el Desarrollo Internacional, en 1976 para ayudar a los países no miembros de la OPEC, en desarrollo para mejorar sus economías incluyendo su comercio. El

Fondo de la OPEC es de más de US \$ 4 billones. El fondo de la OPEC a sido activo en muchas regiones, incluyendo Asia, Africa, América Latina, Medio Oriente y el Caribe. El Fondo de la OPEC ha apoyado, un amplio rango de diferentes tipos de proyectos, desde proveer agua potable y energía a las comunidades alejadas, hasta construir casas, escuelas, hospitales y caminos y desarrollando la industria, agricultura y oportunidades de comercio.

OPEC también asiste en otras áreas: ayudando a los países en desarrollo en el esfuerzo por ayudarse a sí mismos; ayudando a eliminar las barreras comerciales en cada país y a un nivel internacional, por ejemplo a través de la organización mundial de comercio; y ayudando al mundo a mantener un sistema económico fuerte, basado en suministros estables de petróleo a un precio razonable.

OPEC no puede hacer todo esto sola. Ha estado trabajando fuerte, para animar a otros países productores a cooperar en el mercado petrolero, y por lo tanto a ayudar a mantener el balance de la economía mundial.

Cuando estos diferentes países finalmente logren lo anterior, todos van ha ser interdependientes en el comercio, en la inversión y la salud. Por lo tanto, disfrutarán todos de los beneficios máximos de la cooperación y del progreso de las economías, no solo en el mundo en desarrollo si no también en los países industrializados.

La OPEC apoya las políticas ambientales que son razonables y equitativas, basadas en necesidades probadas y diseñadas para estas necesidades.

La OPEC está comprometida con el ambiente, y quiere asegurar que habrá limpieza y salud para las futuras generaciones.

La OPEC, puede proveer un monto creciente de petróleo, para enfrentar el crecimiento esperado de la demanda mundial del petróleo. OPEC por lo general produce casi un 40% del crudo mundial, pero hay un pronóstico de crecimiento del más del 50% en el próximo cuarto de siglo.

OPEC no es la única fuente de petróleo en el mercado, y no puede garantizar la variación de los precios del crudo, o la disponibilidad de suministros para todos los consumidores todo el tiempo.

La OPEC tiene el 77% de las reservas mundiales del petróleo y esto le permite ampliar la producción del crudo, para enfrentar el crecimiento en la demanda. Pero, para ampliar su producción, necesita estar seguros que la industria del petróleo continuará siendo rentable. Los productores de petróleo, invierten billones de US \$ en exploración e infraestructura (perforación y bombeo, poliductos, muelles, almacenamiento, refinación, edificios administrativos, etc.) y un nuevo campo de petróleo puede llevarse de tres a diez años para su localización y desarrollo. Si los productores de petróleo, no invierten suficiente dinero para desarrollo y lo hacen solo para subsistir, el mundo podría enfrentar una disminución en los suministros del petróleo en un futuro.

Por eso la OPEC está abocada a eliminar los factores que afectan negativamente la prosperidad en la industria petrolera y por lo tanto amenazan la seguridad mundial del suministro del petróleo. Uno de estos factores son los impuestos sobre el petróleo en los países consumidores.

Los impuestos sobre el petróleo, reducen los ingresos de los productores de petróleo, y limitan los fondos que ellos tienen disponibles para mantenimiento, exploración y actividades de producción.

Los impuestos al crudo, también limitan el crecimiento en la demanda del petróleo, y aumentan los costos en las otras industrias. Como resultado, los productores de crudo y otros inversionistas están inseguros del futuro desarrollo de los precios del crudo y de las ganancias, y ellos van a dudar en realizar las inversiones necesarias. Por esto OPEC trata de mantener la estabilidad e invertir de una manera oportuna. Los esfuerzos para garantizar la seguridad de los suministros del petróleo, pueden ser debilitados o apoyados por la acción de los consumidores de petróleo.

Los consumidores de petróleo necesitan suministros constantes de petróleo, y los productores cuentan con una demanda estable. Si la demanda cambia abruptamente, habrá un impacto mayor en la rentabilidad de los productores de petróleo y de las economías de muchos países alrededor del mundo.

La producción del petróleo es un negocio de larga duración: la industria del petróleo trabaja 24 horas al día, 365 días al año, excluyendo mantenimiento y el mal tiempo y otras interrupciones. Los medios petroleros requieren muchos millones de US \$ de inversión y los inversionistas tratan de ganar un retorno razonable de su capital.

Una caída en la demanda de petróleo podría forzar a la producción de petróleo a disminuirse o parar. Esto podría dañar físicamente los campos petrolíferos, reduciendo la cantidad de petróleo que podría recobrase en el futuro.

Las instalaciones de petróleo también pueden ser dañadas cuando la producción cae, los productores de petróleo se pueden ver forzados a despedir administrativos. Los operadores de downstream tales como los comerciantes de gasolina, compañías de refinación y transporte, también podrían estar forzados a despedir personal del staff. Si los productores de petróleo reciben menos ingresos, gastarán menos dinero e importarán menos bienes de los países importadores de petróleo. Si los inversionistas no están seguros sobre el riesgo y el retorno de las inversiones, ellos no harán ninguna inversión, el mundo enfrentará una caída en el suministro del petróleo y un retroceso en la economía global.

Por esto, si los productores de petróleo continúan recibiendo precios razonables y una demanda estable, ellos van ha mantener su producción y las inversiones para encarar el crecimiento de la demanda.

Por lo tanto, la seguridad en los suministros del petróleo descansa sobre la seguridad en la demanda del petróleo. Los productores y los consumidores de petróleo, necesitan trabajar juntos para asegurar que la seguridad del suministro de aceite y la demanda van ha ser conservadas.

PARTE V: INVESTIGACION PROFESIONAL NACIONAL¹

El marco legal que regula la actividad es bien definido y abarca todas las especialidades del subsector: exploración y explotación, importación, refinación y distribución a granel y comercialización. Además, se cuenta con leyes normativas secundarias que abarcan todo el subsector.

La actividad del subsector de los hidrocarburos en Costa Rica se desarrolla, tanto en el ámbito del sector público, como del sector privado.

Aplicando la misma segregación del subsector hidrocarburos que se está presentando a escala mundial, la presente investigación se dirige al upstream nacional y al downstream nacional por separado.

1. UPSTREAM

1.1. HISTORICO DE LA TRAMITACION DE LA LEY DE HIDROCARBUROS EN COSTA RICA

La distribución del consumo por tipo de energía en Costa Rica es de 69 % petróleo, 18 % electricidad y 13 % otras fuentes de energía (leña, residuos vegetales, carbón de leña, alcohol).

El Estado costarricense, a través de RECOPE S.A., importa el petróleo y sus derivados de Colombia, Venezuela, Ecuador y México principalmente y para 2015 se estima que el consumo del petróleo y sus derivados van a representar el 64% del total de energía consumida.

¹ La PARTE V en su totalidad es elaboración propia DOBRINESCU, M. & BALLESTERO, L.

La tramitación de la presente Ley de Hidrocarburos inició con la presentación en la Asamblea Legislativa con un proyecto de ley a principios de 1983, enviado al tenor del Artículo 121, inciso 14, de la Constitución Política de la República de Costa Rica. A partir del 17 de marzo de 1983, fecha en que se instala la Comisión Dictaminadora, el proyecto inicia un largo y difícil camino que tendrá que recorrer hasta llenar el vacío legal existente en materia de exploración y explotación de los hidrocarburos en Costa Rica.

El Ministro Calixto Chávez del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, recomienda a la Lic. Sandra Urbina Mhos, y el Dr. Roberto Dobles Mora, en su calidad de Presidente de RECOPE S.A. recomienda a los siguientes profesionales: Ing. Pedro Afonso López, Dr. Jorge Blanco Roldán, Ing. Rodolfo Gallegos, Lic. José Francisco Rojas Esquivel y Lic. Marta Quirós Guardia, para que integren la comisión técnica asesora para la tramitación del Proyecto de Ley. Después de 1986 se une al grupo la Sra. Emilia Morales.

El 3 de junio de 1984, el Proyecto obtiene un primer Dictamen Afirmativo de Mayoría, pero a su ingreso al Plenario Legislativo, fue devuelto a la Comisión.

En 1989, durante el período presidencial del Dr. Oscar Arias Sánchez, analizándose el alcance de la actividad de exploraciones realizada en la década de los 80's en RECOPE S.A. y con el asesoramiento de profesionales nacionales y extranjeros, se estimó que el costo para una próxima etapa exploratoria sería inalcanzable para ser soportado por el Estado. Consecuentemente el Ejecutivo toma la decisión de cesar la actividad exploratoria.

El gobierno del Lic. Rafael Angel Calderón Fournier, iniciado en marzo de 1990, consiente del esfuerzo realizado en la década anterior, promueve la continuación de la actividad exploratoria exclusivamente bajo una legislación moderna, en que el Estado tendrá la misión de promover y de fiscalizar la actividad recayendo la ejecución en el sector privado utilizando fondos propios, e impulsa la aprobación del Proyecto de Ley de Hidrocarburos.

El 17 de octubre de 1990, el proyecto recibe un segundo Dictamen de Mayoría Afirmativo en la Comisión de Agropecuarios, pero al ingresar al Plenario y a pesar de la defensa presentada por el Lic. Hernán Bravo, Ministro de Recursos Naturales, Energía y Minas, nuevamente crea polémica y es enviado a la Comisión.

El Sr. Ministro Hernán Bravo reorganiza la estrategia para la tramitación del proyecto de ley, disuelve la anterior comisión técnica asesora y nombra una nueva compuesta por la Lic. Sandra Urbina Mohs, el Lic. Juan Manuel Cordero por parte del MÍRENME, y al Dr. Jorge Blanco Roldán, la Ing. Mihaela Dobrinescu por parte de RECOPE S.A.

El Directorio de la Asamblea Legislativa instala el 18 de febrero de 1991, una nueva comisión denominada Comisión Especial de Hidrocarburos, destinada exclusivamente al trámite del Proyecto de Ley de Hidrocarburos y presidida por el Sr. Diputado Gerardo Rudín Arias. El Proyecto obtiene el dictamen afirmativo de mayoría el 17 de abril de 1991. La novedad que presenta esta vez el Proyecto, es que el rector de la actividad sea el Ministerio de Ambiente y Energía y no RECOPE S.A. como estaba en las versiones anteriores. Al ingresar de nuevo al Plenario

Legislativo el Proyecto desata polémica por lo que es regresado a la Comisión por segunda vez en esta misma Legislación.

Durante su larga estancia en la Asamblea Legislativa, se reciben numerosas asesorías de expertos internacionales en materia de legislación petrolera, especialmente de países amigos como Venezuela y Colombia. El asesoramiento brindado por el Gobierno Colombiano a través del Dr. Edgar Francisco París, asesor del Ministro del Petróleo de Colombia, en setiembre de 1991 a solicitud del Lic. Hernán Bravo en su calidad de Ministro, fue lo determinante para el rumbo que toma el proyecto.

Tras dos años de ardua labor en el seno de la Comisión Especial de Hidrocarburos, en abril de 1993 se obtiene un nuevo Dictamen Afirmativo de Mayoría. Esta versión presenta varios aspectos novedosos. Se crea la Dirección General de Hidrocarburos como órgano técnico especializado adscrito al Ministerio de Ambiente y Energía y Minas y además el Consejo Técnico. El Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas dictará las políticas en materia de los hidrocarburos, respetando las directrices del Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Nacional de Energía. Asimismo el Ministerio administrará, vigilará, controlará y fiscalizará la actividad de exploración y explotación de los hidrocarburos y las relacionadas con ésta. Se incluye la posibilidad que el Estado celebre contratos de asociación, de operación, de servicio, de concesión o de cualquier otra naturaleza abriendo la oportunidad al oferente a un abanico de contratos de hidrocarburos. El Estudio de Impacto Ambiental se constituye en un factor selectivo para que la adjudicación de un contrato quede en firme. Todo los

ingresos o rentas generadas por la actividad regulada por la Ley, ingresan a la caja única del Estado y el Banco Central asignará al concesionario el 50% de las divisas producto de su propia explotación de los hidrocarburos. Confiere la confidencialidad a la información de naturaleza privada que constituya secreto comercial o económico y a la información geológica y geofísica, presentada por el contratista.

Además, se establece que la vigencia de período de exploración es por 3 años con tres de prórroga de un año cada uno y el período de explotación es de 20 años máximo. Se establece la obligatoriedad de parte del contratista de perforar mínimo un pozo exploratorio por año a partir del segundo año del contrato. Las áreas sujeto del contrato son divididas en bloques de 2 000 km² aproximadamente y un contrato podrá cubrir como máximo 9 bloques costa fuera o 6 bloques terrestres u 8 bloques de los cuales 4 costa fuera y 4 terrestres. Se establece también un mecanismo de devolución de las áreas contratadas. Se establece restricción absoluta de celebrar contratos de exploración y explotación de los hidrocarburos en Parques Nacionales, Reservas Biológicas y otras áreas del territorio nacional que gocen de protección absoluta. Se fijan multas por el incumplimiento de los contratos y se fija el timbre de 1 colón / hectárea contratada a favor del Colegio de Geólogos de Costa Rica.

Desde marzo de 1993 la cartera del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas la asume el Dr. Orlando Morales Matamoros, quien retoma el Proyecto con mucha seriedad, optimismo y energía dándole su total e incondicional apoyo.

Con Dictámenes de Mayoría Afirmativo y de Minoría Negativo, en setiembre de 1993, el Proyecto entra al Plenario Legislativo. Cabe destacar que por primera vez en los 11 años de tramitación, el Proyecto no crea polémica y obtiene aprobación unánime en Primer Debate, enviándose a principios del mes de octubre de 1993 a la Sala Constitucional para determinar posibles vicios constitucionales. El dictamen de la Sala Constitucional se dio al principio del mes de diciembre de 1993 mediante el voto # 6240-93 y el Proyecto se pasa a la Comisión Permanente de Asuntos Constitucionales, donde fueron incorporados las observaciones emitidas. El Dictamen Afirmativo de Mayoría de esta Comisión, se dio en marzo de 1994 y el Proyecto que ocupa por tercera vez el primer lugar durante el mismo período legislativo, entra de nuevo en discusión al Plenario, el 18 de abril de 1994 y obtiene la aprobación en Primer Debate con más de 38 votos, el 25 de abril de 1994. El 27 de abril de 1994, se obtiene por 38 votos la aprobación en el Segundo Debate transformándolo en Ley de la República.

La Ley de Hidrocarburos fue sancionada el 3 de mayo de 1994 en la Casa Presidencial por el Presidente Lic. Rafael Angel Calderón Fournier, el Ministro de la Presidencia Lic. Rolando Laclé Castro y el titular del Ministerio de Ambiente y Energía, Dr. Orlando Morales Matamoros pasando a ser la Ley # 7399; entra en vigencia el 18 de mayo de 1994 cuando fue publicada en el diario oficial "La Gaceta" N° 95.

La nueva Ley, considerada como "un verdadero Código Petrolero" por la Sra. Karen Olsen, pretende servir de guía para el desarrollo de la actividad de exploración y explotación de los hidrocarburos en forma soberana en el campo ecológico,

económico, social, energético y conforme con nuestra Constitución Política e idiosincrasia. La Ley se caracteriza por ser moderna, futurista, atractiva y ágil con la intención de proteger los intereses nacionales, un verdadero instrumento indispensable para el inicio de la Industria Petrolera en Costa Rica.

MODERNA: por contar con elementos de avanzada similares a la legislación petrolera de los demás países de América Latina, abriendo la posibilidad de los oferentes a todo tipo de contrato referente en la materia.

FUTURISTA: por tener elementos que abre la perspectiva de diversificación de la actividad energética, regulando el campo tanto para el petróleo como para el gas natural. Este último energético es considerado el sustituto inmediato del petróleo y es una fuente de energía barata, limpia y con que la humanidad cuenta en abundancia para muchas décadas más que el petróleo.

ATRACTIVA: porque aunque el país no muestra un potencial petrolero importante, ha despertado el interés de un número apreciable de presidentes de empresas petroleras hacia la actividad en Costa Rica, asegurando exoneraciones en la importación de equipos, pago proporcional de las regalías con el volumen de petróleo explotado según una escala mínima establecida, pago en divisas del 50% de los hidrocarburos exportados, etc.

AGIL: por permitir la confección de una infinidad de carteles de licitación y de contratos según la situación socio - económica de Costa Rica y las ofertas del mercado de los hidrocarburos en la materia, por tener carácter de ley marco.

La misión de la Ley es atraer compañías petroleras que pueden absorber el riesgo de la inversión, además del gran beneficio que significa para el país la

transferencia científica y tecnológica a través de la introducción de equipo de avanzada y de la permanente capacitación del personal nacional en geología, geofísica, perforación, petroquímica, informática, derecho y economía petrolera y en otras áreas de esta actividad así como, de asegurar el papel fiscalizador del Estado en la materia.

El artículo 56 de la Ley introduce una reforma al artículo 6 de la Ley # 6588 del 30 de julio de 1981, al conferirle a RECOPE S.A. la posibilidad de aportar al Ministerio "los recursos financieros, humanos, técnicos y logísticos, que se requieran para el cumplimiento de las obligaciones encomendadas a este en la Ley de Hidrocarburos" y también limita la participación de RECOPE S.A. en la actividad vía licitación pública en forma "individual o en titularidad compartida" para la actividad exploratoria y eventual explotación de los hidrocarburos

1.2. ANALISIS DEL ASPECTO INSTITUCIONAL

La Ley de Hidrocarburos crea la Dirección General de Hidrocarburos, ubicada físicamente dentro de la estructura del Ministerio de Ambiente y Energía, (MINAE) y es el órgano técnico especializado para la tramitación y ejecución de los contratos de asociación, operación, servicios, concesión o de cualquier otra naturaleza para la exploración y explotación de los hidrocarburos, suscritos por el Poder Ejecutivo - Presidente de la República y Ministro del MINAE.

La Dirección de Hidrocarburos está constituida por un Consejo Técnico de Hidrocarburos (CTH), compuesto por el Ministro de MINAE y 4 miembros titulares

así como por sus suplentes, nombrados por el Consejo de Gobierno y un Director General de nombramiento del Servicio Civil.

Actualmente, bajo el mandato del Artículo 56 de la Ley de Hidrocarburos, las funciones del director las está asumiendo un funcionario de RECOPE S.A. asignado al MINAE. El personal técnico especializado lo componen funcionarios de RECOPE S.A. asignados a MINAE y funcionarios propios del MINAE.

En el Cuadro N° 18 se presenta la legislación nacional para la actividad de exploración y explotación de los hidrocarburos y la normativa legal secundaria en esta materia.

Cuadro N° 18: UPSTREAM - Marco legal nacional

UPSTREAM	
LEGISLACION EXPLORACION Y EXPLOTACION	
1	Ley # 7399; Ley de Hidrocarburos
2	Decreto Ejecutivo # 24 735 – MIRENEM; Reglamento a la ley de hidrocarburos
3	Decreto Ejecutivo # 25785 – MINAE; Reglamento del sistema de licitación para celebración de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos
4	Decreto Ejecutivo # 28 148 – MINAE; Reglamento para la cesión de derechos y obligaciones en contratos de exploración y explotación de hidrocarburos
5	Decreto Ejecutivo # 27 70 – MINAE; Garantía de cumplimiento en los periodos de exploración y explotación de hidrocarburos
6	Decreto Ejecutivo # 26 750 – MINAE; Definición de términos, prospección y explotación petrolera intensiva
UPSTREAM - NORMATIVA SECUNDARIA	
1	Ley # 7428; Ley orgánica de la Contraloría General de la República
2	Ley # 7494; Ley de administración pública
3	Ley # 7495; Ley de expropiaciones
3	Ley # 7554; Ley orgánica del ambiente
4	Decreto Ejecutivo # 24610 -MP-H; Reglamento de la ley orgánica de la Contraloría General de la República
5	Decreto Ejecutivo # 23783 - MIRENEM; Reglamento sobre Estudio de Impacto Ambiental
6	Decreto Ejecutivo # 25038 - H; Reglamento general de contratación administrativa

1.3 ANALISIS DEL ASPECTO TECNICO

En las tres etapas de desarrollo de la actividad de exploración de hidrocarburos, previas a 1980, se ha recolectado valiosa información petrolera, se han perforado diecisiete pozos profundos de los cuales uno solo está situado costa afuera, en la plataforma marina en el Mar Caribe, el pozo Moín N° 1, pozos que concluyeron sin localizar yacimientos comerciales de hidrocarburos.

Desde 1980 se inicia una nueva etapa, la cuarta, en que los objetivos han sido dos:

1. Recopilar, reprocesar y reinterpretar la información existente de las campañas anteriores, así como completarla con nuevos estudios.
2. Elaborar y promover el Proyecto de Ley de Hidrocarburos.

En esta última etapa tampoco se logró localizar yacimientos comerciales de hidrocarburos, pero se logró mejorar el modelo geológico del país y además se aclararon las incógnitas referente a la generación y acumulación, es decir, la roca generadora (madre), la roca almacén, roca sello y trampas. Todavía no se tiene una idea clara sobre la migración de los hidrocarburos generados.

Técnicamente el país presenta poco potencial petrolero, pero es importante realizar todo esfuerzo posible para la aclaración de la existencia o no de los yacimientos de hidrocarburos en Costa Rica y en caso positivo explotarlos racionalmente.

El año 1989 se abre una primera ronda de licitación en materia de contratos de concesión de exploración y explotación de los hidrocarburos, amparada en un

Decreto Ejecutivo de la administración Dr. Oscar Arias Sánchez. Los sobres se abrieron el 15 de diciembre de 1989, en que participaron 7 compañías de los cuales 5 se unieron por estar interesadas en los bloques 1 y 3: Albion Internacional Resources Inc., de Laguna Beach, California; Aberdeen Petroleum plc, de Londres; Blackland Exploración Ltda., de Londres; Overseas Exploration Corp. de Yorba Linda, California; Davis and Namson, Geólogos Consultores de Glendale, California.

Para los bloques 7, 11 y 12 presento interés la compañía Exok Inc., de Oklahoma City.

Para los bloques 4, 5 y 6 así como en los bloques 8, 9 y 10 la compañía Mallon Oil Co., de Denver que mostró interés en presentar la tercera oferta.

Al estar este proceso licitatorio amparado únicamente a un Decreto Ejecutivo y por no proyectar confianza y seriedad, no ofrecía al contratista estabilidad en el proceso negociado, elementos que si se lograrían reunir con una ley marco. El Decreto Ejecutivo fue derogado en 1991.

El 14 de febrero de 1997, en la administración del Ing. José Maria Figueres Olsen, se realiza la publicación del primer cartel de licitación para la adjudicación de contratos de exploración y explotación de los hidrocarburos, con cierre el 14 de setiembre de 1997, al que se le otorgó una prórroga para el 17 de octubre de 1997. En esta ocasión, amparado en la Ley de Hidrocarburos y sus Reglamentos, se le da al proceso un ambiente de seriedad y confianza por tener muy claramente marcadas las "reglas del juego". El proceso no tuvo el éxito esperado por no contar los carteles publicados con la suficiente flexibilidad que se acostumbra en este campo y que los haría atractivos para los oferentes. La reacción presentada por los 25 presidentes de

empresas petroleras estadounidenses, reunidos el 27 de junio de 1997 en el Two Allen Center de Houston, Texas, en el encuentro con la comitiva costarricense encabezada por el Presidente de la República Ing. José María Figueres y el Ministro del Ambiente y Energía Ing. René Castro, fue un verdadero testimonio de los fallos mostrados en la preparación del cartel amparado en la Ley de Hidrocarburos. Fueron 12 las empresas que retiraron el cartel de licitación pero únicamente una sola, MKJ Xploration Inc. de Louisiana, USA, afiliada a la compañía Pima Oil Corporation, presentó la oferta que fue adjudicada en junio de 1999 y se refiere a los bloques 2, 3, 4 situados en zona terrestre y el bloque 12 situado en el Mar Atlántico (Anexo N° 2).

El primer contrato se firmó en la Casa Presidencial, por el Presidente Dr. Miguel Angel Rodríguez, La Ministra del MINAE, Dra. Elizabeth Odio Benito, por parte del gobierno de Costa Rica y el Sr. Eric H. Conrad, Presidente de MKJ Xploration, Inc. Sucursal Costa Rica, en el mes de agosto de 1999, acto en el que participó el nuevo Consejo Técnico nombrado en diciembre de 1998, las Fuerzas Vivas de Limón y público interesado.

En Diciembre de 1999, MKJ Xploration, Inc. Sucursal Costa Rica y la compañía Harken de Colombia, sucursal de Harken Internacional, Ltd de Houston, Texas de EEUU crean la compañía Harken de Costa Rica Holdings, LLC con 20% de las acciones de MKJ y el resto de Harken. Esta nueva compañía comienza los estudios en los bloques concesionados y levantan la sísmica marina en el bloque 12, quedando por establecer el sitio de perforación que sería el segundo pozo perforado costa afuera en la historia petrolera de Costa Rica.

Paralelamente, el 20 de mayo de 1999 se publica en el diario oficial La Gaceta N° 97 el cartel "Licitación petrolera n° 2: Términos de referencia para la presentación de ofertas para la exploración y explotación de hidrocarburos en Costa Rica". El 2 de noviembre de 1999 se realiza la apertura de las ofertas. Esta vez el cartel fue retirado por tres compañías: Aransas Petroleum Company de San Antonio, Texas, EEUU; Mallon Oil Co. de Denver, Colorado , EEUU e Industrial Petrolera de Campeche de México. Las primeras dos presentan ofertas, Aransas Petroleum Company para dos bloques, el 1 terrestre y el 11 costa afuera y Mallon Oil Co para seis bloques terrestres, del 5 al 10. En enero de 2000 Mallon Oil Co obtuvo la adjudicación mientras Aransas Petroleum Company fue descalificada. (Anexo N° 2).

Se considera que la segunda ronda fue muy exitosa, por lograr atraer una presentación del 66,67% de ofertas del total de compañías que han retirado el cartel y una adjudicación del 50% de las ofertas con la concertación de 1 contrato.

2. DOWNSTREAM

2.1. ALCANCE Y CARACTERISTICAS DEL DOWNSTREAM

El downstream en Costa Rica, comprende dos grandes áreas de actividad:

1. La importación, refinación, y distribución a granel, actividad desarrollada por la estatal RECOPE S.A.;
2. La actividad de los transportistas y expendedores de combustibles, desarrollada por el sector privado.

En el Cuadro N°19, se presenta el marco legal nacional para la actividad del downstream.

Cuadro N°19: DOWNSTREAM - Marco legal nacional

DOWNSTREAM	
LEGISLACIÓN: IMPORTACIÓN, REFINACIÓN Y DISTRIBUCIÓN A GRANEL	
1	Ley # 5508: Ley orgánica de RECOPE S.A.
2	Ley # 6588; Ley marco de RECOPE S.A.
3	Decreto Ejecutivo # 14 874 – MIEM; Reglamento a la ley # 6588
4	Ley # 7055; Ley de donación de asfalto
5	Ley # 7092; Ley del impuesto sobre la renta
6	Ley # 7111; Ley de donación de asfalto
7	Ley # 7336; Ley aprobación del convenio de crédito suscrito entre el ICO de España y RECOPE S.A.
8	Ley # 7356; Ley monopolio a favor del estado para la importación, refinación y distribución al mayoreo de petróleo crudo, sus combustibles derivados, asfaltos y naftas
9	Ley # 7399; Ley de Hidrocarburos
10	Decreto Ejecutivo # 19088-S-MEIC-MIRENEM; Eliminación del plomo de la gasolina
11	Decreto Ejecutivo # 26130 – MINAE; Reducción del azufre del diesel
LEGISLACION: COMERCIALIZACION	
1	Decreto Ejecutivo # 24813 – MAE; Reglamento para la regulación del transporte y acarreo de los derivados de petróleo
2	Decreto Ejecutivo # 24 865 – MINAE; Reglamento para la regulación del sistema nacional de comercialización de combustibles
DOWNSTREAM – NORMATIVA SECUNDARIA	
1	Ley # 5525; Ley de planificación nacional
2	Manual de normas técnicas para la elaboración de presupuestos de la Contraloría General de la República, del 27-12-1988
3	Decreto Ejecutivo # 24305 – H; Marca la política presupuestaria
4	Ley # 7428; Ley Orgánica de la Contraloría General de la República
5	Ley # 7447; Ley de Uso Racional de Energía
6	Ley # 7554; Ley del Ambiente
7	Ley # 7494; Ley de administración pública
8	Decreto Ejecutivo # 25038 – H; Reglamento general de contratación administrativa
9	Ley # 7575; Ley Forestal
10	Ley # 7593; Ley reguladora de servicios públicos
11	Decreto Ejecutivo # 19870 – MIRENEM; Formula de ajuste de precios de los combustibles

2.2. ANALISIS DEL ASPECTO INSTITUCIONAL

a. RECOPE S.A.

La empresa estatal RECOPE S.A., es depositaria del monopolio estatal de la actividad de importación, refinación y distribución a granel del petróleo y sus derivados. La empresa está administrativamente compuesta por una Junta Directiva, su Presidencia, la Gerencia General y cuatro Gerencias de Area. El Presidente de la Junta Directiva y sus seis miembros, son nombrados por el Consejo de Gobierno por un período de cuatro años, y constituye a la par de la Gerencia General, la parte político – estratégica de la empresa. La parte operativa de la empresa, recae en las cuatro gerencias: Gerencia de Administración y Finanzas, Gerencia de Comercio Internacional y Desarrollo, Gerencia de Mercadeo y Distribución y Gerencia de Refinación

b. Transportistas y Expendedores de combustibles

Para el desarrollo de sus actividades, los transportistas y los expendedores de combustibles, deben contar con su respectivo permiso por parte de la Dirección General de Comercialización y Transporte de Combustibles del MINAE.

Tanto los transportistas como los gasolineros, en su gran mayoría se encuentran agrupados en asociaciones. La actividad de los expendedores, se desarrolla en forma privada por un número de 290 gasolineros, de los cuales RECOPE S.A. posee 10, alquiladas al sector privado. La actividad de los transportistas se desarrolla en su totalidad por el sector privado. La más grande

agrupación la constituye la Asociación Costarricense de Expendedores de Combustibles, que reúne el 71% del total de los expendedores de combustibles.

En su gran mayoría, tanto los expendedores como los transportistas son nacionales, y en un menor número, se encuentran expendedores de la Shell, Texaco, Elf y Mobil. Algunas de ellas como Shell cuentan con sus propias cisternas para transporte de combustibles, logrando un nivel de calidad superior, por tener total control sobre los productos que ellos comercializan. Tanto los expendedores y transportistas nacionales como los de las transnacionales, por la condición de monopolio legal que posee RECOPE S.A., pueden comercializar únicamente producto distribuido por esta empresa.

2.3. ANALISIS DEL ASPECTO TECNICO

a. RECOPE S.A.

RECOPE, S.A., cuenta actualmente con una refinería situada en Moín, Limón, tanques de almacenamiento, muelles petroleros y un poliducto que une la refinería con los planteles de distribución. La empresa cuenta con cuatro planteles de distribución: Moín, El Alto, La Garita y Barranca, además, el poliducto tiene las siguientes estaciones de bombeo: Moín, Siquirres, Turrialba y El Alto. Un caso excepcional lo constituye la estación del Aeropuerto Juan Santamaría, que está unida con el plantel La Garita mediante una ramificación del poliducto.

El consumo mayor de combustible del país, se da en el Valle Central. Alrededor de un 80 % del total del consumo, se distribuye por los planteles Moín,

El Alto y La Garita, siendo La Garita el de mayor distribución con 42 %. El plantel con la menor distribución de combustibles del país es Barranca con un 20 %.

La capacidad de refinación antes de enero de 1998, era de 15 000 barriles diarios de crudo liviano y 600 barriles diarios de crudo pesado. Actualmente, la refinería se encuentra parada por estar en proceso de ampliación y modernización por el método de revamping.

La empresa cuenta con un muelle petrolero en Moín a 3,5 km de la refinería, con una longitud de 217 m y una capacidad para recibir tanqueros de hasta 600 mil toneladas; el mismo está conectado con la refinería por medio de un poliducto, que permite cargar y descargar producto simultáneamente. En 1988, se inauguró un muelle adicional tipo Duque de Alba

El poliducto tiene un diámetro de 6 pulgadas y se cuenta con 4 tramos, dos de 120 km de longitud de Limón a El Alto de Ochomogo, un tramo de 48 km de El Alto a la Garita y el último de 64 km de La Garita a Barranca, la ramificación de La Garita al Aeropuerto Juan Santamaría, mide 10 km y es de 4 pulgadas de diámetro.

La capacidad de almacenamiento de la batería de tanques de RECOPE, S.A. asciende a 2,63 millones de barriles, siendo el plantel de Moín el de mayor capacidad con 71,38 % del total.

El poliducto está trabajando en su capacidad máxima y se requiere con urgencia la construcción de un nuevo poliducto, que una a Moín con La Garita, de un diámetro de 12 pulgadas y que tenga una capacidad de trasiego de diesel y gasolina, de 90 mil barriles diarios.

gasolina, de 90 mil barriles diarios.

b. La importación del petróleo y sus derivados

La política de importación del petróleo y sus derivados de RECOPE S.A., se ha establecido con el fin de garantizar el abastecimiento a menor costo en iguales condiciones de calidad y tiempo de entrega, que llevó a buscar alternativas de suministro no tradicionales, además de México y Venezuela, firmantes del llamado "Pacto de San José".

"El Pacto de San José" es en realidad una declaración conjunta de los presidentes de Venezuela y México, suscrita inicialmente el 3 de agosto de 1980 en San José, Costa Rica, en el marco del "Programa de Cooperación Energética para los Países de Centroamérica y el Caribe", con el propósito de asegurar el abastecimiento de crudo y productos refinados al Istmo en épocas de crisis, por un volumen limitado (160 000 bbpd) para los países integrantes del pacto: Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá y República Dominicana. Desde entonces, dicho Pacto se ha prorrogado anualmente.

El Pacto no contempla precios más baratos ni preferenciales, ni da facilidades financieras especiales para trámites de pago. Las condiciones crediticias que confiere, se otorgan al Estado (no a RECOPE S.A.), para proyectos de desarrollo económico, y se dan sobre un porcentaje de la factura petrolera cancelada, cuando los precios del crudo y los derivados estén por encima de los US \$15 según la siguiente escala estipulada en el término Tercero:

Cuadro N° 20: Escala crediticia según el Pacto de San José

Precio Promedio de Realización/Venta por bb (US \$)	Porcentaje de Financiamiento
De 15,00 a 17,99	20%
De 18,00 a 20,99	21%
De 21,00 a 23,99	22%
De 24,00 a 26,99	23%
De 27,00 en adelante	25%

Los fondos por parte de Venezuela se manejan entre el Ministerio de Hacienda y el Fondo de Inversiones de Venezuela, mientras los de México se hacen disponibles mediante el Banco Centroamericano de Integración Económica (BICE) y se maneja directamente a través del Banco Central de Costa Rica.

La estrategia global de comercio internacional establecida por RECOPE S.A., responde a factores como la disponibilidad, el costo del flete y la entrega a tiempo de los productos con las especificaciones de calidad requeridas y por lo tanto no siempre hace uso del Pacto de San José.

c. Procedimiento de fijación de precios de los combustibles que expende RECOPE S.A. a nivel nacional

La fijación de los precios para los combustibles, comercializados en el mercado nacional, se realiza por medio de una fórmula, la cual se activa cada vez que la variación absoluta excede positivamente o negativamente el 5%.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), deberá aplicar la fórmula de ajuste, cada vez que su mecanismo opere para el aumento o disminución de los precios, debiendo utilizar como fecha de corte para la determinación del ajuste, el primer día que dicha fórmula se active, independientemente de la fecha en que se solicitó ó se inició de oficio el trámite del respectivo ajuste de precios.

Cada vez que la ARESEP inicia el procedimiento de ajuste extraordinario, se entenderá interrumpido el mecanismo de activación de la fórmula, a partir de la fecha de corte determinada y hasta después de transcurridos los 15 días naturales, posteriores a la fecha de publicación de los nuevos precios en el diario oficial.

Las variables más importantes de la fórmula que influyen con mayor peso en el ajuste de precios son:

1. El precio promedio FOB en US \$ por barril de un cóctel de crudos, derivados y otras materias primas necesarias para la producción y mezclas de combustibles, ponderados;
2. El tipo de cambio vigente (¢ / US \$) a la fecha en que se cumple la condición de ajuste automático a la fórmula.

El procedimiento ordinario ya establecido, deberá aplicarse durante el primer trimestre de cada año, así como cuando RECOPE S.A. lo estime necesario.

Además de la fijación del precio en plantel, el costo de los combustibles a nivel nacional incluye una serie de impuestos de gobierno progresivos, que son los siguientes:

1. El impuesto selectivo de consumo que varia para cada derivado
2. El impuesto de vialidad de un 15%
3. El impuesto de ventas de un 13%

Tanto el transportista como el expendedor, adicionalmente tienen su margen de ganancia que suman en promedio ¢ 13,59, para cada litro o metro cúbico de combustible transportado y expendido que se suman al precio final del consumidor. “Los márgenes de ganancia de los detallistas son los más elevados de la región y no son apropiados por RECOPE S.A. ya que no participa en este segmento, de forma que no correspondería a utilidades de la Empresa.”¹

d. Transportistas y Exendedores de combustibles

Tanto los transportistas como los expendedores de combustibles, tienen su actividad regulada y fiscalizada por instituciones estatales como: MINAE, ARESEP y el MEIC, que presentan las siguientes características negativas y positivas:

MINAE

- Poca capacidad técnica y material para cumplir con sus funciones
- La Dirección de Comercialización de Combustibles, se ha caracterizado por una gestión con poco sustento legal.
- Se estableció una categoría de las estaciones de servicio sin sustento jurídico

ARESEP

- Confiere un marco diferenciado entre las distintas estaciones de servicio

¹ CEPAL, Istmo Centroamericano: Diagnóstico en la Industria Petrolera, pág. 116; febrero 2000

- Acepta las condiciones para otorgar el margen de utilidad
- Tardanza en los trámites y exigencia de muestras muy amplias.

MEIC

- El control del surtidor con el famoso “serafín”, es poco confiable.
- Poca seguridad en la fidelidad de los resultados de los exámenes realizados en los laboratorios del MEIC, por escasos controles en las tomas de muestras.

PARTE VI – RESULTADOS Y APLICACIONES

1. RESULTADOS DE LAS TRANSFORMACIONES EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE¹

Según el análisis realizado en la Parte IV - Investigación Profesional Internacional y Parte V – Investigación Profesional Nacional, del presente trabajo, en la gran mayoría de los países de ALC, se han dado transformaciones significativas en al menos una de las áreas del subsector hidrocarburos. Además, se ha podido observar que casi todo los países se han puesto a tono para definir el rumbo futuro del subsector, aún cuando los logros en su ejecución, se encuentran en diferentes puntos del camino hacia la modernización.

Si bien en varios países la modalidad de funcionamiento del subsector hidrocarburos en la actualidad puede ser parecida, el sendero recorrido en el proceso de cambio es muy diferente. Además, en algunos países esta modalidad ya existía desde antes de las reformas, mientras que, en otros fue consecuencia de cambios muy importantes. Por otra parte, la secuencia y el tiempo empleado en la ejecución de las reformas han sido también distintos.

El momento de la reforma principal en el subsector se ubica en los distintos puntos de una línea temporal. Además, en algunos casos es difícil de identificar con precisión el momento principal, porque el proceso continuó por varios años,

¹OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; págs. 190 – 193. Actualizado por DOBRINESCU, M. & BALLESTERO, L., mayo 2000.

sobre todo en lo que se refiere a la implementación. Incluso hay casos en los que aún no es posible constatar la concreción de ciertas reformas, a pesar de que las leyes correspondientes han sido promulgadas hace bastante tiempo. En otros casos los cambios son recientes o se encuentran todavía en curso.

Los intentos por separar la influencia de la modernización de las consecuencias de otros hechos de carácter económico global, social o político se enfrentan a serias dificultades metodológicas.

Hay una carencia de datos específicos que resultan necesarios para la evaluación de los efectos de las distintas modalidades, que adoptó la modernización del subsector en la región. Además, en la serie de datos pueden sentirse los efectos mismos de la modernización por cambios de definición, cambio de manera de relevamiento y en la ponderación de distintos elementos, que distorsionan los resultados.

A pesar de todos estos problemas, se ha avanzado en dirección de una apreciación profunda de la modernización.

1.1. RESULTADOS Y EFECTOS EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS DE LA MODALIDAD Y PRECIOS DE DERIVADOS DEL PETROLEO¹

Chile y Colombia, mantienen la modalidad de coordinación por empresas estatales con mayor influencia de fuerzas de mercado en el primer caso.

Los precios promedios de los derivados en los subsectores coordinados por el mercado, tienden a un nivel de alrededor de US \$ 60 por barril en los años noventa.

En el grupo de los países que mantiene la influencia estatal en el manejo del subsector, se distinguen cuatro niveles de precios:

- alrededor de US \$ 20 por barril (Venezuela, hasta 1992 también Colombia y Ecuador)
- alrededor de US \$ 40 por barril (Colombia, Ecuador, México y la mayoría de los países del Caribe)
- alrededor de US \$ 60 por barril (Brasil, Paraguay, Uruguay y todos los países de América Central)
- un nivel de US \$ 100 por barril (Barbados).

Barbados, por un lado lleva una política clara de imponer un gravamen importante sobre los derivados; en Venezuela por otro lado, el promedio de los precios de los derivados no corresponde a la suma de los precios del mercado

¹OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; págs. 211 – 212.

mundial del crudo, más los costos de procesamiento y mercadeo. Los otros países exportadores aplican en promedio una formación de precios al costo.

Llama la atención la convergencia de los precios de los derivados en América Central, gravados levemente.

También en los países del Cono Sur, incluyendo Bolivia y Perú, independientemente de la modalidad de coordinación, tienden a un mismo nivel del promedio de precios de derivados del petróleo.

Dentro del grupo de la modalidad del control central, son los países productores los que mantienen el nivel más bajo. Sin embargo, los productores tratan de alcanzar niveles de precios en el mercado interno, coherentes con la situación en el mercado mundial. Venezuela está todavía al inicio de este proceso.

1.2. PARTICIPACION DEL PETROLEO EN LA OFERTA PRIMARIA¹

Con respecto a la importancia del petróleo en la oferta primaria, es visible la tendencia general hacia un porcentaje de 40% a 50% en todo los países que producen petróleo, con excepción de Ecuador por un lado, y Guatemala por otro.

¹OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; pág. 214

En los países netamente importadores, existe una mayor diversidad, desde un porcentaje de 0% a 65% o 70% en Barbados y Jamaica, en función de las existencias y capacidad de refinación.

Un porcentaje por debajo del 50%, parece deseable y se observa que casi todos los países productores han logrado este nivel en los años ochenta, bajo el esquema estatal.

El cambio de modalidad en Argentina, Bolivia y Perú no significó una alteración de esta estructura.

1.3. DISPONIBILIDAD DE RECURSOS EN EL LARGO PLAZO¹

La evolución de la producción con relación a las reservas de los países con mayor apertura en el upstream, muestran indicadores que llaman la atención. Con excepción del gas natural en Perú por el descubrimiento del campo Camisea, los coeficientes reservas / producción, siguen cayendo en Argentina, Bolivia y Perú, en el caso del petróleo, está a un nivel por debajo de los 10 años.

Los países exportadores y Brasil, a su vez, muestran relaciones más conservadoras, en algunos casos como Venezuela y México favorecidos por una base de recursos muy amplia. A mediados de los años noventa, en Colombia se observa una reducción del indicador reserva / producción a un nivel crítico.

¹ OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; pág. 214

Para los otros países productores la evolución es muy errática, probablemente por las cantidades reducidas, que causan fluctuaciones importantes en el coeficiente reservas / producción.

Este coeficiente es un concepto estático, que reacciona con gran inercia a los cambios políticos, no tomando en cuenta las expectativas de producción por un lado y, los recursos últimos por otro lado. En un esfuerzo por mejorarlo, se ha elaborado un modelo que considera el patrón de producción actual, los resultados de exploración en forma de adiciones a reservas, las proyecciones de producción para el consumo interno y exportación y los recursos últimos estimados por autoridades internacionales. Los primeros resultados dan un espectro más detallado de discusión de la política de exploración y producción.

1.4. LA MODALIDAD DE CONTROL CENTRAL Y DE MERCADO ABIERTO EN EL UPSTREAM DEL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS¹

En los países exportadores, la modalidad de Control Central utiliza en el upstream del subsector de hidrocarburos, una racionalidad muy diferente de aquella que se aplica a las actividades vinculadas con el abastecimiento a mercados internos de los derivados. Como se ha visto, la adopción de la

¹OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; pág. 244.

modalidad de CC, tiene como principal propósito la apropiación de la renta por parte del Estado.

De cualquier forma, también se demostró que ha habido importantes transformaciones de las modalidades de coordinación en la industria petrolera.

Mientras Argentina y Perú introdujeron una forma de coordinación por el mercado y ofrecieron en concesión la propiedad de recursos "in situ", los países exportadores de petróleo hicieron cambios menores, y no abandonaron el sistema de Control Central en esta etapa. Además de la reestructuración de las empresas, se produjo la apertura a la participación de actores privados bajo diversas formas como venta de servicios, asociación, participación y alianzas estratégicas.

Los cambios más drásticos adoptados en Perú y Argentina, pueden explicarse por el estado crítico a que había llegado la industria petrolera, en el primer caso, o a la urgencia de fondos para lograr la estabilidad macroeconómica en el segundo.

1.5. EVOLUCION DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN BAJO DIFERENTES MODALIDADES¹

Revisando la evolución de la producción de crudo en los últimos 17 años dentro del conjunto de la región, se destaca: el aumento de reservas y de producción en Brasil en los años ochenta; el incremento de la producción en Argentina en los últimos años; la tendencia creciente y continua de reservas y

¹OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 "Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio"; pág. 244.

producción en Colombia; la reversión en la evolución de tales variables que se produjo en Perú y Bolivia después de largos años de declinación y las revaluaciones de reservas que se produjeron en Venezuela y México.

Estos sucesos se produjeron en circunstancias y bajo modalidades de coordinación diferentes: algunos en situaciones de total Control Central (con una única empresa estatal integrada), en otros gracias a una apertura limitada o incentivos por el cambio de modalidad, por la privatización y/o por haber terminado la situación de convulsiones políticas internas. No cabe duda que existe cierta aleatoriedad en los descubrimientos, especialmente en los casos de los grandes yacimientos, sin embargo, los mayores esfuerzos de exploración impulsados por las condiciones marco han desempeñado un rol decisivo. Entonces, es imposible asociar los éxitos en términos de producción y exploración, a una modalidad específica de coordinación.

1.6. INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD Y CAMBIOS DE MISIÓN¹

Hay que tomar en cuenta, que la historia de los países en materia de hidrocarburos es muy diferente. Mientras Argentina y Brasil desarrollaron su producción interna en base a empresas nacionales desde el inicio, otros países

¹OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”; pág. 245.

nacionalizaron y estatizaron una parte importante de las actividades preexistentes, que estaban en manos de empresas transnacionales.

Por ejemplo, el estilo de desarrollo del subsector de hidrocarburos en Argentina era muy diferente al imperante en Venezuela. La empresa estatal YPF, además de ampliar las reservas y la producción de hidrocarburos que permitieron garantizar el abastecimiento interno del país, tuvo como misión contribuir al desarrollo de las regiones más desérticas, que es donde se localiza los recursos. La organización e infraestructura creada para esos fines era entonces muy importante e incluyó muchos servicios, que eran aparente ajenos al subsector hidrocarburos, pero que resultaban indispensables para la promoción del desarrollo nacional. Desde el punto de vista estrictamente microeconómico – sectorial, el nivel de productividad de esta empresa era naturalmente menor que el que exhibían las petroleras transnacionales. Sin embargo, si se le juzgara en función de objetivos más globales, no cabe duda que el resultado comparativo sería diferente.

La apertura limitada en el upstream del subsector hidrocarburos de los países exportadores tiene una larga historia.

Se puede conjeturar, que el sistema de servicios privados bajo la coordinación de la empresa estatal sirvió para conformar, estabilizar y profesionalizar todo un sistema de empresas y agentes. En Argentina, ese tipo de estructura permitió en el pasado el desarrollo de empresas petroleras locales que, con la apertura total han tomado mayor independencia y conforman un subsector privado petrolero capaz de desarrollar nuevos campos, producir, transportar y refinar y que han incursionado en actividades de otros subsectores en el país y/o en el exterior. Si

bien existen preocupaciones por el poder económico y político de tales grupos, hay que destacar que los mismos se han convertido en factores de desarrollo financiero y tecnológico en el país e incluso a nivel regional.

De cualquier modo, los efectos sobre la productividad microeconómica, así como el impacto social que se produjo como consecuencia del cambio en la modalidad de coordinación y la desincorporación de activos en el subsector hidrocarburos de Argentina, ha sido naturalmente el mayor impacto, ya que esta transformación significaba también un cambio de misión de la empresa. Buena parte de los conflictos sociales que se han registrado en las mencionadas regiones durante los últimos tiempos se relacionan con este cambio.

El incremento de productividad de YPF medida como producción por empleado, después del cambio parece muy importante al compararlo con otras empresas como PEMEX, PDVSA o PETROBRAS, que también lograron mejorar su productividad significativamente entre 1985 y el presente, aunque sobre bases diferentes.

1.7. LA CAPTACIÓN DE LA RENTA PETROLERA

Respecto a la apropiación de la renta, las distintas formas de desincorporación de activos parecen tener consecuencias diferentes. En el caso argentino, la renta resultante de los campos concesionados fue entregada a las empresas privadas, salvo la parte correspondiente a la regalía o los impuestos que perciben las provincias y el Estado nacional. Esta forma sería apropiada, si se hubiese logrado

estimar con precisión el valor de los yacimientos o campos concesionados. Sin cuestionar el uso de los valores recibidos o canjeados por deuda, puede haberse dado una significativa transferencia de renta a los actores privados.

A este respecto, parece una opción distinta la política aplicada en Bolivia con la capitalización, tendiente a asegurar que la renta de los recursos hidrocarburíferos vaya a manos de la población: cada boliviano percibe una participación en partes iguales bajo la forma de derecho a una pensión, manteniendo al mismo tiempo, su participación en las rentas futuras a través de las ganancias que le permiten incrementar ese fondo de pensión.

1.8. EL ENTORNO LATINOAMERICANO: HACIA LA APERTURA Y LA INTEGRACIÓN COMERCIAL

En América Latina y el Caribe, el agotamiento de los márgenes que tradicionalmente permitieron al Estado financiar el sector energético y la agudización de los problemas fiscales a los países, han sido determinantes para los procesos de apertura a la tecnología y al capital internacional que se consolida en la región.

La participación de las empresas privadas y del capital extranjero en el sector, también ocurre en la medida en que se amplían los mercados y se da paso a la economía de escala. Actualmente, se observa una continua tendencia entre los países de la región a favor del intercambio comercial de petróleo, derivados de petróleo, gas natural y electricidad.

Las transacciones comerciales intra regionales, en el área de gas natural son aún marginales; sin embargo deberán incrementarse significativamente en los próximos años considerando los proyectos de integración en desarrollo y concluidos. En lo que atañe a los flujos comerciales del subsector hidrocarburos, el panorama es más alentador.

El incremento del comercio energético a nivel intra e interregional, requiere de un conjunto de prerequisites, que han sido puntualizados muchas veces. Entre éstos, en el caso de los derivados del petróleo, el contar con estándares similares de calidad constituye una necesidad.

1.9. ESTANDARES DE CALIDAD: PRERREQUISITO PARA EL INTERCAMBIO DE COMBUSTIBLES

Los esfuerzos desplegados por la Organización Latino Americana de Energía (OLADE) y la Asociación Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana (ARPEL), con el apoyo del Banco Mundial y la Comisión Europea y con la importante participación de las firmas Alconsult de Canadá y Beicip – Franlab de Francia, han permitido llegar a parámetros uniformes para las gasolinas, el diesel y combustóleos livianos, que constituyen una importante guía para la región.

Estos esfuerzos se dieron dentro de un marco de cooperación y complementación mutuos, que tubo como inspiración el mandato de los Presidentes y Jefes de Estado, emanado de la Cumbre de las Américas realizada en Miami, en 1994.

1.10. ARMONIZACIÓN DE LOS ARANCELES A LA IMPORTACIÓN

Una política orientada hacia la expansión del comercio intra regional de combustibles en América Latina y Caribe, debe tener en cuenta la armonización de los aranceles a la importación y otras trabas no arancelarias existentes.

Por su lado, los impuestos internos de carácter específico o ad valorem, no afectan el flujo comercial entre países, de manera que, siempre que sea posible, se debe disminuir los gravámenes existentes en la frontera y sustituirlos por impuestos internos, si se desea que los ingresos fiscales no se vean afectados.

En la región existe al momento una gran disparidad en esta materia.

Argentina no aplica impuesto específico alguno a la importación de petróleo y derivados, inclusive la tasa estadística que se aplica a algunos productos es cero para estos combustibles. Lo único que diferencia en costos al producto interno del importado, es el costo financiero del 3% sobre presuntas ganancias y el 9% por concepto del valor agregado (IVA) que el importador debe adelantar al internar el producto.

En Barbados se carga B \$ 109,99 / m³ a la importación de gasolina y B \$ 65,99 / m³ a la importación de kerosen, diesel auto, diesel industrial y bunkers. El jet fuel, la gasolina de aviación y el GLP están exentos.

Brasil aplica un arancel del 9% para la importación de naftas, gasolinas, kerosenes, gas natural, GLP y otros combustibles. Este porcentaje es cero para los productos procedentes del Merco Sur.

Costa Rica aplica un impuesto del 2% para la importación de todos los productos (incluyendo el crudo), excepto el jet fuel, para el que rige una tasa del 20% y el kerosen que tiene un 10%.

De acuerdo a la legislación vigente, el Ecuador permite la libre importación de hidrocarburos, utilizando tablas impositivas que gravan el producto importado en función de su precio, es decir, si el precio es bajo, el arancel es alto y viceversa. Los aranceles máximos son: 400% para el fuel oil y los cementos asfálticos; 360% para los solventes industriales; 350% para la gasolina super y la gasolina de aviación; 300% para las gasolinas eco y extra y para el spray oil; 250% para el turbo fuel; 240% para los combustibles que utiliza la pesca artesanal; 180% para los asfaltos industriales; 160% para el diesel oil; 150% para el diesel pesquero.

El arancel que aplica El Salvador para la importación del crudo, gasolinas, diesel, fuel oil (bunker), kero / jet, GLP y asfaltos es del 1% sobre el valor CIF.

El arancel que impone Grenada para la importación de gasolinas, diesel y GLP es del 20% (no aplicable en el caso de los productos originarios del CARICOM). Adicionalmente, las gasolinas deben pagar un impuesto específico de importación de EC \$ 0,11 / litro.

En Guatemala, se carga el 10% sobre el valor CIF, en el caso de las importaciones de gasolinas (incluyendo las gasolinas de aviación), diesel, bunker,

GLP, nafta, gasóleo y asfaltos. Sobre el kerosene, el jet fuel y el petróleo crudo el arancel es del 5%.

El arancel de Honduras es del 15 % sobre el precio CIF, para todos los productos.

También en México, la tarifa arancelaria vigente para la importación del petróleo crudo, gasolina para aviación, kerosene, gasóleo o diesel oil, gas natural y gas licuado de petróleo es plana e igual al 10%. La gasolina está exenta. El país mantiene además, un programa de desgravación arancelaria aplicable a EEUU y Canadá, países con los cuales ha firmado el Tratado de Libre Comercio.

Panamá mantiene una tabla de impuestos específicos, mediante la cual se grava B \$ 0.50 por galón a la importación de gasolinas; B \$ 0.25 por galón al diesel; B \$ 0.15 por galón al bunker "C" y B \$ 0.13 por galón al jet fuel.

Los impuestos ad valorem establecidos por Venezuela varían del 15% al 5%. El 15% rige para las gasolinas, inclusive las de aviación; el 10% para el petróleo crudo, el keroseno, los gasóleos y el fuel oil; y el 5% para el gas natural y el GLP. Aparte de los impuestos mencionados, las gasolinas deben pagar Bs \$ 0.70 por litro; los gasóleos Bs \$ 0.16 por litro; el kerosene Bs \$ 0.13 por litro; la gasolina de aviación Bs \$ 0.10 por litro; los fuel oils Bs \$ 1.5 por litro; y el petróleo crudo Bs \$ 0.02 por litro.

Los aranceles a la importación de los hidrocarburos son cero en Nicaragua y en Uruguay.

Como se puede observar, al presente, uno de los mayores obstáculos para la apertura, liberalización y expansión del amplio mercado de los derivados del

petróleo, es la falta de armonía en la política arancelaria establecida por los países. Es necesario, por lo tanto, realizar esfuerzos de carácter político, a efecto de conseguir el apoyo de los países para avanzar en esta materia.

1.11. RESULTADOS DEL PROCESO DE MODERNIZACION EN LAS PRINCIPALES EMPRESAS PETROLERAS DE LATINO AMERICA Y EL CARIBE

1.11.1. PETROPERU – Perú

Hasta mediados de la década de los ochenta, el Perú fue un país autosuficiente en materia petrolera con saldos exportables que, si bien no eran tan importantes como los de otros países de la región, permitían un importante ingreso de divisas, llegando éstas a representar, en 1980, el 25 % del total de las exportaciones. Así mismo, los impuestos provenientes de las actividades petroleras y de los combustibles financiaron entre el 20 % y el 30% del Presupuesto de la República en la década de los ochenta.

El superávit petrolero se deterioró en la segunda mitad de la década de los ochenta, resultando en una continua baja de la reserva y de la producción. Actualmente, la producción nacional (118 000 bbpd) no cubre el consumo interno (150 000 bbpd en 1997). Así, el superávit de la balanza comercial petrolera, que fue de MM 538 \$ US en 1985, se ha convertido en un déficit que va en aumento, llegando a MM 450 \$ US en 1997.

El gobierno emprendió una reforma institucional del sector petrolero desde 1991, que culminó en 1993 con la promulgación de una nueva Ley de Hidrocarburos. Esta ley ha producido modificaciones tanto en el “upstream” como en el “downstream” del petróleo y el gas natural. En general, las modificaciones legales se han orientado al otorgamiento de incentivos a la inversión extranjera, tendencia que, dicho sea de paso se ha producido en casi toda América Latina. Se ha modificado también la modalidad de fijación de los precios internos de los derivados del petróleo, fijándose ahora de acuerdo a los precios internacionales. Esta política ha mejorado significativamente los ingresos de las empresas petroleras en general.

Las inversiones en el sector petrolero, han vuelto a repuntar después del cambio del régimen legal e institucional de 1993 y de la puesta en marcha del proceso de privatización de los años 1992 – 1993. Los contratos con las empresas extranjeras para la exploración petrolera han aumentado significativamente desde 1993, habiéndose suscrito hasta la fecha 27 contratos con inversiones comprometidas que superan MM 1 300 \$ US. Cabe resaltar que con las inversiones realizadas hasta la fecha, no se han descubierto nuevos yacimientos de petróleo.

La explotación de los yacimientos de gas natural de Camisea, gracias a la puesta en práctica de la nueva legislación petrolera, permitirá que el país modifique profundamente el actual patrón de producción y consumo de recursos energéticos. En efecto, la producción de gas natural abastecerá de combustible a las centrales térmicas y sustituirá el empleo del petróleo, diesel y residual en las

grandes industrias. Por otro lado, la producción de los condensados y del GLP, otorgaría al país nuevamente su condición de autosuficiente en materia de producción de hidrocarburos, y además permitirá un importante excedente de importación.

Puede afirmarse, que el Estado peruano ha jugado un papel importante en los cambios estructurales producidos en el subsector de hidrocarburos peruano, mediante la promulgación de reformas legales y garantías especiales para la inversión extranjera. Asimismo, el proceso de privatización ha propiciado la intervención de empresas privadas, extranjeras y nacionales, en actividades que, anteriormente, estaban reservadas a la actividad empresarial del Estado.

1.11.2. YPF – Argentina

El proceso de privatización de YPF, se inició hace una década, manteniendo el Estado una gran parte de las acciones de la empresa. En el año de 1999, la empresa petrolera española REPSOL, finalizó la adquisición de los activos de YPF Argentina, luego de que el 83% de los accionistas aceptaron vender sus acciones. Eso dio a REPSOL el control del 98% de la empresa e incluye el 15% que ya poseía.

Como producto de la privatización YPF (REPSOL – YPF), se ha internacionalizado, invirtiendo en el “upstream” y el “downstream” en diversos países como por ejemplo en Venezuela, donde a finales de 1999 realizó el mayor

descubrimiento petrolero de los últimos 10 años, con reservas calculadas en 150 MM a 200 MM bb.

Esta misma compañía firmó con PETROBRAS un acuerdo para intercambio de activos entre las dos empresas, lo que permitirá a REPSOL – YPF adquirir activos en el negocio del “downstream” en Brasil e incrementar la presencia en el “upstream” en dicho país, y a PETROBRAS adquirir activos del “downstream” en Argentina e incrementar su presencia en el “upstream” en el Cono Sur de Latino América. El segundo acuerdo suscrito se refiere a acciones conjuntas de participación de ambas empresas, en el desarrollo del nuevo mercado del gas natural en el Cono Sur de Latino América, tanto en lo relativo al suministro de gas natural, como a la generación de electricidad.

REPSOL – YPF, obtuvo en el cuarto trimestre de 1999 un beneficio neto de 431 MM \$ US, casi la mitad de lo logrado en todo el año 1998.

El resultado operativo del cuarto trimestre de 1999, ha más que duplicado al del mismo período del año anterior alcanzado los 996 MM \$ US.

Todo los negocios de la compañía, excepto el de refinación y marketing, registraron incremento de beneficios en este mismo período. Estas dos actividades registraron una caída en los resultados del 28%, debido en gran parte, a la política de la compañía de no traspasar el incremento del costo del crudo a los precios de venta de gasolinas y gasóleos.

En el segundo semestre de 1999, tras la adquisición de YPF el beneficio neto de la compañía ha ascendido a 732 MM \$ US, un 69% superior al obtenido al mismo período del año anterior.

Durante todo el año de 1999, a pesar de haber saneado todo los gastos derivados de la compra de YPF, la compañía a obtenido un beneficio después de impuestos de 1 017 MM \$ US, un 16% superior al de 1998.

REPSOL – YPF fue elegida por la revista FORBES Global, como la mejor compañía del sector energético, en la lista “A” de las 400 mejores compañías correspondientes al año 1999.

El ranking elaborado por la revista se basa en 5 criterios: medida de rentabilidad sobre fondos propios de los últimos 5 años; variación anual de la cotización bursátil; previsión del crecimiento del beneficio por acción en el próximo año; crecimiento anual de las ventas en los últimos 5 años y crecimiento anual del flujo de caja operativo para el mismo período.

Se destaca en el análisis, que la adquisición de la compañía argentina YPF, ha sido muy diferente a otras operaciones realizadas en el sector energético, en los últimos 18 meses por su carácter estratégico y con orientación al crecimiento.

La acción de REPSOL – YPF cerro el ejercicio 1999, a un precio de 23,02 euros por acción, lo que ha supuesto una revalorización en el ejercicio del 53,7 %.

Diversas empresas transnacionales y pequeñas empresas nacionales y extranjeras, desarrollan una intensa actividad en la industria de los hidrocarburos en Argentina.

1.11.3.PETROBRAS – Brasil

Como parte de su estrategia empresarial, PETROBRAS está desarrollando un extenso programa de asociaciones y alianzas vinculadas con sus actividades.

Para lograr este objetivo, PETROBRAS constituyó un nuevo organismo, la Asesoría de Nuevos Negocios, Asociaciones y Alianzas (ANEP), que ha sido el punto de referencia para los potenciales asociados y aliados, tanto nacionales como internacionales.

ANEP es responsable por la propuesta de estrategias, políticas y directrices corporativas para los nuevos negocios y asociaciones de PETROBRAS. ANEP actúa no solo coordinando directamente, sino también participando conjuntamente con los organismos especializados en la etapa de estudio, desarrollo, negociación y la posterior materialización de las oportunidades comerciales de estos negocios y asociaciones. Una vez definidas las bases comerciales para los mismos, el sector de PETROBRAS correspondiente, se hace operativamente responsable por el proyecto. Esto permite, por consiguiente, realizar la divulgación y ejecución de cada proyecto de asociación y alianza en una manera integrada y coordinada.

Las asociaciones y alianzas se localizan en las dos áreas “upstream” y “downstream”.

En el “upstream” la Ley N° 9478, de agosto de 1997, conocida también como la “Ley del Petróleo”, estipuló que esta actividad debe regirse por concesiones, precedida de una licitación e implementada mediante contratos, y determinó la transición entre la posición monopolística estatal mantenida durante 43 años,

hacia una posición de libre mercado competitivo, facilitándole la entrada de capital privado en este sector de la economía.

Gracias a esta medida, y como parte integrante de su estrategia empresarial, PETROBRAS, está desarrollando un amplio programa de asociaciones con otras empresas en el “upstream”. Estas asociaciones corresponden a una práctica adoptada ampliamente por el sector petrolero en el área internacional, donde las empresas tratan de dividir los riesgos inherentes a los proyectos del “upstream” que por lo general también involucran enormes inversiones.

En el “downstream”, de acuerdo a la revista Petroleum Intelligence Weekly, PETROBRAS es la novena mayor empresa del mundo.

En PETROBRAS el término “downstream”, se vincula a una gran parte de la estructura operativa de la compañía: sus 11 refinerías, 2 fábricas de fertilizantes, bases, ductos, terminales y buques.

Para mantenerse tecnológicamente actualizada, PETROBRAS perfecciona constantemente sus actividades del “downstream”, tratando de suplir el crecimiento del mercado nacional de derivados, las exigencias de calidad de los combustibles, la seguridad de las personas, las posibilidades de exportación y los cuidados con el medio ambiente.

Los proyectos planeados en esta área incluyen:

- Aumento de capacidad de refinación, con el objetivo de suplir la creciente demanda del mercado de derivados.

- Ajuste de la estructura de producción de derivados, para adecuarla al perfil de producción de la demanda de derivados, con la construcción de unidades de conversión, como craqueo catalítico fluido (FCC), craqueo catalítico para cargas pesadas (HCC), coque y desasfaltación.
- Mejorías continuas en los productos responsables para la adecuación de la calidad de los derivados, a las nuevas exigencias ambientales y de desempeño.
- Producción de derivados especiales para aumentar la oferta de derivados con alto valor agregado, aprovechando las corrientes disponibles además de las unidades actuales, y atendiendo a mercados específicos, tales como: gasolina de exportación, lubricantes e insumos petroquímicos.

Además, PETROBRAS está participando en proyectos de asociación en termoeléctricas en sus propias refinerías.

Se pretende ejecutar proyectos en el área de abastecimiento, como la construcción de poliductos que permitirán atender el consumo del interior de las regiones Sur y Centro Oeste de Brasil.

En el campo de la petroquímica, PETROBRAS está comprometida con la iniciativa privada nacional en la construcción del Polo Gas Químico de Río de Janeiro. Se construirá una unidad de etano a partir del gas natural de la cuenca de Campos, con capacidad para producir 400 000 toneladas de etano por año, que representa una inversión total de casi 800 MM \$ US, incluyendo la planta de segunda generación. PETROBRAS firmó un acuerdo con la iniciativa privada, para

formar un consorcio que desarrolle plantas petroquímicas basadas en propanos, butanos y otras corrientes de refinación, inclusive desechos pesados de petróleo. Este polo petroquímico se desarrollará en Paulinia.

La incorporación de nuevos buques petroleros, permitirá incrementar la capacidad de transporte de petróleo, derivados y alcohol en 157 000 toneladas de porte bruto (TPB), para una inversión total del orden de R \$ 320 MM.

PETROBRAS desarrolla también, programas de Incubadoras Tecnológicas, que son ambientes flexibles de estímulo, donde se ofrece una serie de facilidades para la creación y crecimiento de nuevos negocios. Generalmente, las incubadoras albergan a pequeñas empresas que operan con tecnología de punta, suministrándoles apoyo administrativo, técnico y comercial.

1.11.4. YPFB – Bolivia

Bolivia, por medio de una nueva política económica, fue uno de los primeros países latinoamericanos en lograr, en 1985, la estabilidad económica que transformó la estructura socio – económica estatal. El Estado Boliviano modificó su papel, transformándose en normador y regulador, transfiriendo la actividad productiva al sector privado, mediante la capitalización, en que a diferencia de la privatización, el Estado no vende el patrimonio de sus empresas. Se conforman sociedades, aportando el Estado los activos y los inversionistas el capital, lo que permite que las nuevas sociedades mejoren en tecnología y administración.

En el esquema de capitalización, los inversionistas, los trabajadores de las empresas capitalizadas y el pueblo boliviano son socios.

El subsector de hidrocarburos recibió 835 MM \$ US por tres empresas conformadas a partir de la estatal petrolera (dos en área del “upstream” y una en el “downstream” – transporte de petróleo).

La estrategia de capitalización de la YPFB, contempla la conformación de tres nuevas sociedades de economía mixta y la consolidación de YPFB estatal, como una entidad autárquica que participará en forma activa en el desarrollo de la industria petrolera.

Cuadro N° 21: Nueva estructura subsectorial de Bolivia

Organización	Area	Compañía
Capitalización	Exploración y producción	Empresa Petrolera Chaco (EPCHA, SAM)
Capitalización	Exploración y producción	Empresa Petrolera Andina (EPSA, SAM)
Capitalización	Transporte	Transportadora Boliviana de Hidrocarburos (TBH, SAM)
Estatal	Refinación, comercialización y servicios	YPFB

La compañía Transportadora Boliviana de Hidrocarburos, aportó una parte del capital necesario para construir el gasoducto a Brasil, un proyecto de 1 800 MM \$ US que proveerá de gas natural a Sao Paulo, el mercado industrial más importante de Latino América.

La capitalización de YPFB, contó con la asesoría de Salomón Brother’s como banco de inversión, y de la firma legal Akin, Gump. Strauss, Hauer & Feld, L.L.P.

Según el Ministro de Hacienda de Bolivia, la construcción del nuevo gasoducto a Brasil es el negocio más grande en la historia de Bolivia. La sola construcción de la línea, significa un aporte de 1,5% al PIB. Otros beneficios para Bolivia, han sido el aumento del nivel de exploración que antes era de 150 MM \$ US al año y hoy se ha transformado en más de 500 MM \$ US por año. Esto hace que este proyecto se convierta en el principal motor de la economía boliviana.

En cuanto a ingresos de divisas extranjeras, Bolivia y las empresas petroleras internacionales recibirán un promedio anual de 310 MM \$ US, en los 5 primeros años y en el sexto, 496,1 MM \$ US. En los próximos 20 años el Estado boliviano recibirá 1 693,8 MM \$ US, de los cuales 733,6 MM \$ US por concepto de regalías; YPFB recibirá otros 366 MM \$ US y el tesoro público, por coparticipación, 593 MM \$ US.

Sin embargo, dice el Ministro, esos recursos representan apenas la cuarta parte de los ingresos totales que generará la venta de gas natural a Brasil, por lo menos durante los primeros seis años. Las otras tres cuartas partes, engrosarán las arcas de las empresas productoras activas en Bolivia: CHACO, Andina, Pérez Companc, Dong Won, Tesoro Bolivia y Vintage Boliviana.

Anterior a la capitalización, en Bolivia no se exploraban adecuadamente sus prospectos por falta de mercado para el gas natural. Ya definido el mercado (post capitalización), empezó a desatarse una campaña exploratoria sin precedentes que ha conducido a sustanciales descubrimientos. Como resultado, a fines de diciembre de 1997 se certificó en 6,62 billones de pies cúbicos (Bpc) las reservas probadas de Bolivia de gas natural, en 3,17 Bpc las probables y en 29 Bpc las

posibles. Sin embargo, los resultados positivos de la exploración, en 1998, han incrementado sustancialmente estas reservas en 6,35 Bpc. A estas, se suman las que a breve plazo se esperan de Pluspetrol, Vintage Petroleum y Tesoro Bolivia.

1.11.5. PDVSA – Venezuela

Desde su creación en 1976, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), se ha convertido en una de las corporaciones energéticas más importante del mundo. PDVSA es la casa matriz de la corporación, propiedad de la República de Venezuela, que se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera, y de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de sus subdivisiones, tanto en Venezuela como en el exterior. PDVSA lleva adelante actividades en materia de exploración y producción para el desarrollo de petróleo y gas natural, bitúmen y crudo pesado de la Faja de Orinoco, producción y manufactura de orimulsión, así como explotación de yacimientos de carbón. Ocupa una destacada posición entre los refinadores mundiales y su red de manufactura y mercadeo, abarca Venezuela, el Caribe, EEUU y Europa.

PDVSA ha asumido oportunamente el reto de mantenerse competitivamente rentable frente a los nuevos tiempos. Para ello, ha puesto en marcha la transformación de su estructura corporativa, con el propósito fundamental de redefinir el papel de la casa matriz y consolidar la estructura operativa. A finales de 1997, la Corporación Energética Venezolana, creó la empresa PDVSA Petróleo y Gas, la cual está constituida por tres grandes divisiones, dedicadas a las

actividades medulares del negocio: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA Manufactura y Mercadeo, y PDVSA Servicios. Cada una de estas divisiones a su vez, está integrada por diversas empresas y unidades de negocio, ubicadas tanto en Venezuela como en el exterior.

El área petroquímica, es desarrollada por Pequiven y sus empresas mixtas.

Asimismo, existen otras empresas filiales de PDVSA: CIED, Intevep, Palmaven, SOFIP, las cuales tienen como función principal: adiestramiento y capacitación, investigación y desarrollo, apoyo al sector agroindustrial venezolano, y promoción de nuevas modalidades de inversión y ahorro dentro del proceso de apertura petrolera, respectivamente.

PDVSA, como corporación de alcance mundial, maneja sus inversiones en los EEUU a través de oficinas en la ciudad de Nueva York. Es propietaria, en ese país, de CITGO Petroleum Corporation, empresa de refinación, mercadeo y transporte con sede en Tulsa, Oklahoma. También es dueña de la compañía UNO – VEN. Mediante estas empresas, PDVSA opera varias refinerías, con acceso a una capacidad instalada de procesamiento de 700 mil barriles diarios.

En Europa, la corporación tiene participación de un 50% en Ruhr Oel GMBH, en asociación con Veba Oel AG, la empresa más grande de refinación en Alemania. Asimismo, PDVSA y Neste Corporation, de Finlandia son socios, con un 50% cada uno en la empresa AB Nynäs Petroleum, la cual opera refinerías en Suecia, Bélgica y el Reino Unido. Por medio de su asociación con AB Nynäs, la corporación está incrementando su participación en el mercado de asfalto de Europa Occidental.

PDVSA opera una refinería y una terminal de almacenamiento en Curazao, bajo un acuerdo de arrendamiento a largo plazo con el gobierno de ese país. También posee terminales de almacenamiento en Bonaire y Bahamas. PDVSA realiza labores de inteligencia de mercado, por medio de sus oficinas de EEUU y Londres.

Como complemento a la estrategia de internacionalización, la industria petrolera venezolana, inicia el proceso de apertura del subsector. En respuesta a lineamientos del Ejecutivo Nacional, PDVSA, emprende la búsqueda de fórmulas de participación del sector privado en sus segmentos de negocios. El proceso de apertura incluye convenios operativos para reactivación de campos de producción, asociaciones estratégicas para producir crudo en la Faja del Orinoco, a los cuales se suman otros esfuerzos de asociación con capital privado en el área de trasiego, petroquímica, carbón y suministro de servicios industriales.

Desde el inicio del proceso de apertura petrolera, el Congreso de la República de Venezuela ha aprobado varias alianzas estratégicas.

El Proyecto Cristóbal Colón para el desarrollo del gas natural costa afuera, al norte de la Península de Paria; las asociaciones Maraven – Conoco y Maraven – Total – Statoil – Norsk Hydro para la producción y mejoramiento de crudos extrapesados de la Faja del Orinoco.

Otra asociación entre Corpoven – ARCO – Texaco – Phillips, tiene el objetivo de producir y mejorar crudo extrapesado de la Faja, con una meta de producción de aproximadamente 189 mil barriles de crudo extrapesado por día de 9º API de Hamaca.

También se lleva adelante la asociación entre Lagoven – Mobil – Veba Oel, con el Proyecto Cerro Negro I, el cual contempla producir, mejorar, refinar y comercializar 120 mil barriles diarios de crudo virgen extrapesado de la Faja del Orinoco.

Otra modalidad de apertura son los convenios operativos, mecanismo mediante el cual, las empresas privadas invierten recursos financieros y ejecutan las actividades que PDVSA y sus filiales estimen necesarias en materia de destreza operacional, tecnología y mercados.

Bajo esta figura se inicia en 1992, el programa de reactivación de campos petroleros, para licitar entre inversionistas privados campos abandonados por baja rentabilidad, con el propósito de reiniciar la producción de crudos en estas áreas. Hasta el presente, han sido asignadas 14 áreas inactivas en dos rondas licitatorias.

Mediante la figura de contratos tipo “B” respectivamente BOO (build, own and operate), 60 compañías incluyendo 22 extranjeras, han calificado en el concurso de la adjudicación de un contrato para la construcción de un gasoducto.

1.11.6. PETROECUADOR – Ecuador

PETROECUADOR, la Empresa Estatal de Petróleos de Ecuador, que nace en 1989 de la transformación empresarial de CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana), con el siguiente objetivo:

“Optima utilización de los hidrocarburos, que pertenecen al patrimonio inalienable e intangible del Estado, para el desarrollo económico y social del país, de acuerdo con la política nacional de hidrocarburos establecida por el Presidente de la República, incluyendo la investigación científica y la generación y transferencia de tecnología.”¹

El subsector de hidrocarburos en Ecuador tiene la figura administrativa de “holding empresarial” conformado por:

- **Petroecuador Matriz = Administración Corporativa**

Es la encargada de planificar, coordinar y supervisar las actividades de las empresas filiales y controlar que las mismas sean ejecutadas de manera regular y eficiente.

Es la responsable de celebrar la contratación petrolera para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Es su obligación el normar y controlar que las filiales preserven el equilibrio ecológico, así como evitar que sus actividades afecten negativamente, la organización económica y social de las poblaciones asentadas en las zonas donde ellas operan.

En su organigrama tiene adscritas dos áreas operativas: Gerencia de Comercio Internacional y Gerencia de Oleoducto.

-

¹ PETROECUADOR - Objetivos

- **Petroproducción = Exploración y Producción de Petróleo**

Tiene como misión explotar las cuencas sedimentarias, operar los campos hidrocarburíferos asignados a PETROECUADOR y transportar el petróleo y gas natural, hasta los centros principales de almacenamiento.

Entre 1965 y 1998, Petroproducción, ha registrado alrededor de 41 500 km de líneas sísmicas en el Litoral y la Amazonía y ha perforado 62 pozos exploratorios, de los cuales 46 corresponden a la región Amazónica.

En sus áreas de operación directa, también ha concluido 765 pozos de avanzada y desarrollo, que aportan alrededor del 70% de la producción total del país, que actualmente es de 380 000 barriles diarios.

Datos de esta filial, señalan que a septiembre de 1999 el total de reservas originales es de 5 514 MM barriles, la producción acumulada alcanza a 2 373 MM barriles y las reservas remanentes se sitúan en 3 190 MM barriles. Del total de reservas petroleras del país, aproximadamente el 87% provienen de los campos operados por Petroproducción.

- **Petroindustrial = Producción de Derivados**

Su objetivo es la industrialización, incluida la refinación de hidrocarburos en el territorio ecuatoriano, procurando la mayor eficiencia empresarial y la preservación del equilibrio ecológico, previniendo la contaminación ambiental.

- **Petrocomercial = Venta y Distribución de Combustibles**

Dispone de la siguiente infraestructura:

- una red de poliductos de 1 300 km de extensión
- tiene una capacidad de almacenamiento de 2 330 610 barriles en las cuatro regiones naturales del país
- transporta un promedio de 86 300 barriles diarios de combustibles.

Se destaca por el procesado del Diesel Ecológico Premium, un combustible aditivado, con 0,025% de azufre. La ventaja de este diesel es que reduce las emisiones gaseosas tóxicas, como el dióxido de azufre, (SO_2) y trióxido de azufre (SO_3); gases que cuando entran en contacto con el agua, forman la llamada “lluvia ácida”, cuyo efecto es tóxico y nocivo para los ecosistemas. Disminuye el efecto corrosivo en los motores y accesorios metálicos de los vehículos, aumentando la vida útil de los mismos y mejora la calidad del aire.

Una novedosa modalidad para promover el incremento de la producción petrolera en cuatro campos operados por Petroecuador, fue convocar a una licitación pública a todas las empresas nacionales o extranjeras prestatarias de servicios, para que se califiquen y participen en el proceso de “Alianzas Operacionales” con Petroproducción.

Ante la carencia de recursos por parte del Estado para emprender en proyectos que permitan incrementar la producción de los campos petroleros, las Alianzas Operacionales proponen la participación conjunta de las empresas de servicios y Petroproducción, a fin de incrementar la operación de petróleo de

varios campos. El objetivo de Petroproducción es el de alcanzar un incremento de 42 000 bbpd en los cuatro campos, mediante la inversión privada de 200 MM \$ US. Este aumento de la producción, significaría para el país ingresos aproximados a los 920 000 \$ US por día, a un precio promedio de exportación de 22 \$ US por barril. Este proyecto forma parte de las propuestas de apertura a la inversión privada promovida, por el gobierno nacional para el subsector hidrocarburífero y que permitirá además de incrementar la producción de esos campos, el transferir tecnología de punta y capacitación a los técnicos nacionales.

1.11.7. ECOPETROL – Colombia

ECOPETROL es una empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, autonomía administrativa y dispositiva y con patrimonio propio e independiente.

En su organización interna y en sus relaciones con terceros, funciona como una sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y al comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas de derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos.

La tutela y el control administrativo de ECOPETROL los ejerce el Ministerio de Minas y Energía. La vigilancia fiscal está a cargo de la Contraloría General de la República e internamente cuenta con una Veeduría (que reporta a la Junta Directiva) y una Contraloría Interna.

La Junta Directiva es la máxima autoridad de la empresa. La preside el Ministro de Minas y Energía y la integran cuatro miembros principales con sus respectivos suplentes, todos designados por el Presidente de la República y sujetos al régimen de libre nombramiento y remoción.

Después de la Junta, la autoridad máxima recae en la Presidencia de la empresa, cargo de carácter público e igualmente de libre nombramiento y remoción por el Presidente de la República.

La estructura administrativa y operativa de ECOPETROL, se divide en dos grandes bloques: un Centro Corporativo y cuatro Areas Estratégicas.

El Centro Corporativo tiene como objetivo mantener la identidad empresarial, dar direccionamiento estratégico, definir políticas, servir de integrador entre las áreas estratégicas y el corporativo y llevar a cabo la evaluación de la gestión empresarial.

En el Centro Corporativo se ubican la Presidencia de la empresa y las Vicepresidencias Financiera y de Personal, así como las Direcciones Corporativas, el Instituto Colombiano del Petróleo y las dependencias de soporte como la Secretaría General y la Contraloría Interna.

Las áreas estratégicas son las que desarrollan las actividades operativas directamente relacionadas con el negocio petrolero, como son la de explorar, producir, procesar, transportar y comercializar. En este grupo se encuentran, las Vicepresidencia de Exploración y Producción, Refinación y Mercadeo, Transporte y Comercio Internacional y Gas, con todas las dependencias que hacen posible la realización de las actividades propias de una empresa como ECOPETROL.

Anualmente la empresa transfiere al Estado cuantiosos recursos financieros por concepto de regalías, impuestos y contribuciones, recaudados a favor del tesoro nacional, dividendos sobre sus utilidades y subsidios.

El desarrollo estratégico del subsector hidrocarburos en Colombia, tiene una pronunciada preponderancia de inversión en el “upstream”.

En Colombia, las actividades exploratorias y de explotación se llevan a cabo directamente por ECOPETROL o, a través de la asociación con empresas nacionales o extranjeras, privadas o estatales.

La asignación de áreas de exploración, es llevada a cabo por ECOPETROL a través de un sistema que combina la contratación directa y un método de licitaciones o concursos. Bajo el sistema de licitaciones, la negociación está sujeta a los términos y condiciones de cada procedimiento.

Para explorar el potencial petrolífero colombiano, es imperativa la participación creciente del capital privado, tanto nacional como extranjero. Para tal efecto, ECOPETROL tiene el compromiso de continuar incrementando el portafolio de compañías, promocionando su modelo de contratación estándar, así como los nuevos mecanismos de contratación establecidos y que no son otra cosa que estrategias dirigidas a flexibilizar los términos de los negocios en función de sus características de riesgo y tamaño de campo esperado.

Los tipos de contratos desarrollados por ECOPETROL son las siguientes:

- Contrato de Asociación por adhesión
- Contrato de Asociación para áreas inactivas

- Contrato de Riesgo Compartido en áreas de ECOPETROL
- Contrato para áreas con potencial para campos pequeños

Aunque el seductor potencial petrolero de Colombia, basado en los supergigantescos descubrimientos en Caño Limón y Cusiana – Cupiagua ha venido atrayendo suficiente inversión en las dos últimas décadas, para ayudar a la nación a convertirse de importador neto de petróleo a importante exportador neto, el interés ha venido decayendo principalmente debido a la reticencia de Colombia a mejorar sus términos, a pesar del ejemplo positivo establecido por sus vecinos. El resultado es que Colombia corre el riesgo de convertirse nuevamente en importador neto, quizá ya para el año 2003, si no se registra un cambio radical en las tendencias inversionistas .

Recientemente, ECOPETROL incluye nuevos incentivos entre los cuales están la reducción de la parte de producción que ECOPETROL recibe.

Los inversionistas recomiendan a ECOPETROL ampliar los términos favorables, en particular la regalía de escala móvil a los nuevos descubrimientos dentro de los bloques existentes; otra sería ofrecer una extensión de los contratos a cambio de incrementos en inversión.

Tan importante como ofrecer términos más favorables a los inversionistas petroleros en Colombia, sería que hubiese indicaciones fehacientes de progreso en la resolución de la incurable guerra civil, que ha plagado a esta gran nación por décadas.

Aunque las compañías petroleras han trabajado y siguen trabajando con éxito en Colombia, la constante amenaza a la seguridad personal es una consideración crítica en cualquier decisión de invertir ahí. Si bien compañías como British Petroleum y Occidental siguen resistiendo, hay muchas otras que no pueden aceptar este tipo de riesgo, por lo cual Colombia, que cuenta con las exportaciones de petróleo como principal fuente de intercambio extranjero, seguirá sufriendo por ello.

El área estratégica de refinación y mercadeo integra todo el proceso de transformación y comercialización de hidrocarburos, es la responsable de los principales sistemas de refinación con que cuenta Colombia y de suministro de combustible que demanda el país.

Le corresponde desarrollar los programas de expansión y modernización de las refinerías de Barrancabermeja, y Cartagena, las cuales llevarán la capacidad instalada de procesamiento de crudo a 355 mil barriles por día hacia el año 2002.

Igualmente, es la encargada del manejo de todo lo relacionado con la promoción de la industria petroquímica, según los lineamientos trazados por el Gobierno nacional para el desarrollo de este subsector.

ECOPETROL no participa en el negocio de distribución del combustible al consumidor final, sino que los suministra directamente a los distribuidores mayoristas en las terminales de entrega.

1.11.8. PEMEX – México

Se ha dicho muchas veces que el nacionalismo vinculado a la energía y al petróleo en especial, está basado en el sentimiento antiimperialista que los mexicanos han heredado de la época en que los EEUU lo explotaba.

Aunque conviene recordar las lecciones del pasado, un país en vías de alcanzar su madurez, con su clase media, su democracia y su economía todas en franca expansión, debe de dejar atrás las viejas rencillas y actuar de acuerdo con la vertiginosa globalización de la economía y de la industria energética mundial. México podría demostrar de mejor manera que está a la altura del coloso del norte, declarándose a favor de los principios de un mercado libre y sin restricciones para así poder competir mano a mano. Se espera que en un futuro, México pueda dar los primeros pasos en esta dirección por su bien y el del sector energético del hemisferio occidental.

PEMEX ha realizado una reestructuración con que se pretende revitalizar la empresa. Se han dado algunos procesos tímidos de apertura en lo que concierne la comercialización del LPG; está adoptando una estrategia como son las inversiones en la refinería, en copropiedad en EEUU y los convenios con otras refinerías en el extranjero, para asegurar el procesamiento de 473 mil barriles diarios adicionales de crudo Maya y la adquisición de productos petrolíferos a cambio de gasolina Premium en particular.

El comercio internacional del GLP, que es el combustible dominante en hogares y comercios, ha sido por mucho tiempo una actividad reservada a las

empresas mexicanas, con exclusión específica de las firmas internacionales. La reforma de mediados del año 1999, abrió las puertas a todas las partes interesadas y abrió el transporte y el almacenamiento a todas las compañías mexicanas y extranjeras.

Las nuevas reglas introducen la competencia en el suministro a través de importaciones, que ahora pueden realizarse libremente (o sea, sin PEMEX), así como exportaciones. La distribución de GLP seguirá siendo una exclusiva de los ciudadanos mexicanos, pero se permitirá la participación de inversionistas extranjeros en transporte, almacenamiento y venta. PEMEX mantendrá su posición de monopolio en producción, pero se someterá a las nuevas reglas en el resto de las actividades del mercado.

El transporte de GLP por ducto está abierto a la inversión privada.

La producción de petróleo crudo mexicano ascendió en 1998 a 3 029 MM barriles diarios, cifra marginalmente inferior a los 3 070 MM barriles diarios extraídos en 1997. Durante 1999, la producción fue poco más de 2 900 MM barriles diarios.

Con respecto al gas natural, la producción anual de PEMEX promedió 4 790 MM pcd¹ en 1998.

La producción de petrolíferos en las seis refinерías de PEMEX, fue de 1 524 800 barriles diarios en 1998, 5% más que en 1997. La elaboración de

¹ MMpcd = Millones pies cúbicos diarios

productos petroquímicos se ubicó en 14 650 MM toneladas por año, 8% menos que en 1997.

Las ventas totales de PEMEX en 1998 ascendieron a 27 300 MM \$ US, de los cuales 20 200 MM \$ US, correspondieron a ventas nacionales y el resto a exportaciones.

PEMEX entregó casi todos sus ingresos en 1998 a la hacienda pública. Actualmente, las autoridades federales analizan opciones para reducir la carga fiscal de PEMEX y el peso del petróleo dentro de las finanzas públicas, las cuales aún dependen del petróleo en forma importante.

En exploración y producción (“upstream”), a pesar de las restricciones presupuestarias, avanzan varios proyectos para elevar la producción del crudo. Su avance es muy lento debido a las restricciones presupuestarias y a la falta de urgencia para producir más petróleo, si bien se ha indicado que la infraestructura básica de ductos y plataformas quedará terminada en el 2001.

PEMEX revisó sus cifras de reservas probadas totales de hidrocarburos con base en nuevas evaluaciones hechas por las compañías Netherland Sewell y DeGolyer & McNaughton. Así, la nueva estimación de reservas probadas es de 34 100 MM de barriles, 43% menos que la cifra que PEMEX había manejado de acuerdo con su método anterior de cálculo.

La reservas probadas de hidrocarburos alcanzaron 72 500 MM de barriles, su nivel máximo de la historia, durante su auge petrolero del principio de los años 80’s. Sin embargo, el escepticismo sobre el método de calculo obligó a una revisión y en general, se considera que la nueva cifra es más veraz y realista.

No obstante las reducciones en producción, exportaciones, ingresos y presupuestos que están afectando todas las actividades de PEMEX, junto a una reevaluación más conservadora de sus niveles de reservas, el Gobierno Mexicano no promoverá cambios a su marco Constitucional, que establece el petróleo como un dominio exclusivo de la nación. Por lo tanto, parece seguro que no abrirá sus campos petroleros a la explotación por empresas privadas antes del año 2001.

Están en marcha dos grandes proyectos de re-configuración y modernización de las refinerías de PEMEX. En ambos las obras son realizadas por el consorcio tri-nacional Sunkyyong-Siemens-Tribasa. Se volvieron a licitar la re-configuración de dos refinerías más, quedando pendientes concursos para otras dos refinerías en el sur del país.

En petroquímica, se elaboró un plan inusual para capitalizar 49% del complejo Petroquímica de Morelos de PEMEX. Sin embargo, no prosperó el intento de colocar una minoría de acciones con las empresas mexicanas grupo Idesa o Alpec, mientras que PEMEX se había quedado con el 51%.

No se descarta la reactivación de este proceso después del año 2000.

PEMEX ha afirmado que sus complejos petroquímicos están en situación de insolvencia y quiebra técnica.

Con el fin de que la empresa estatal petrolera, tenga capital para financiar sus proyectos estratégicos, PEMEX colocó dos bonos en los mercados de EEUU y Europa hacia finales de 1998, uno por 1 500 MM \$ US y el otro por 600 MM \$ US. Además, recibió un préstamo por 1 000 MM \$ US del Banco de Exportaciones e

Importaciones de Japón, destinados a 37 contratos de ingeniería y 27 compras de equipo para el proyecto de ampliación de producción.

A esto se suma la emisión de un bono por 750 MM \$ US, que sirvió como capital de trabajo.

Los compromisos de inversión de compañías privadas en la distribución y transporte de gas natural, de acuerdo con la política oficial de apertura en este ramo, ya son cercanos a 2 000 MM \$ US. Las dos concesiones más importantes fueron otorgadas durante 1998, una para el D. F. de la Ciudad de México y la otra para los suburbios de la capital. Hubo dos consorcios ganadores que comprometieron casi 500 MM \$ US en inversiones en actividades reguladas, que aumentarán el número de usuarios de gas natural en todo el área de la ciudad de 135 000 a 813 000, en un lapso de 5 años.

En cuanto al transporte de gas natural, se han otorgado 45 permisos a particulares, la mayoría a las empresas que moverán gas para usos propios. Tres grandes ductos privados se encuentran en proceso de construcción.

2. RESULTADOS EN EL AREA DEL GAS NATURAL EN AMERICA LATINA

El gas natural nutrirá un rápido crecimiento en el uso de energía a nivel mundial durante los próximos 20 años, duplicando el consumo y estimulando un incremento del 76% en la demanda de electricidad según proyecciones de la Administración de Información de Energía (EIA).

El gas natural, será el combustible de elección para la explosión proyectada en la generación de electricidad a nivel mundial, a partir de 12 billones Kwh¹ en 1997 a 22 billones Kwh en 2020.

El uso del gas natural a nivel mundial aumentará a más del doble durante las dos próximas décadas, a partir de 82 billones de pies cúbicos en 1997 a un nivel proyectado, según la EIA, de 167 billones de pies cúbicos para 2020.

Se proyecta que el papel del gas natural en el uso de la energía va a incrementarse en todas las regiones, con excepción del Oriente Medio y Africa, donde su participación sigue siendo relativamente estable.

Para cinco países de América del Sur, el gas natural será el principal combustible que a principio del Siglo XXI, mediante 11 gasoductos, alimentará sus centrales eléctricas, movilizará sus industrias y le suministrará calor.

Todo esto debido a las extraordinarias reservas argentinas de gas que a fines de 1967 totalizaban 684 MM m³, que se incrementan continuamente con nuevos descubrimientos, y permiten augurar que el Siglo XXI hallará al país convertido en una importante potencia energética regional. Además de autoabastecerse, Argentina estará en condiciones de suministrar gas natural a través de 11 gasoductos a cinco países vecinos, a saber: Brasil, que será su principal cliente con dos ductos, uno en avanzado estado de programación y el otro anunciado para el inicio del nuevo milenio; Chile con seis; y Paraguay, Uruguay y a la larga Bolivia, con un gasoducto a cada país.

¹ Kwh = Kilovatio hora

Ante la creciente demanda de gas para abastecer las crecientes necesidades de su industria, Brasil concluyó hace más de dos años, negociaciones con Bolivia para adquirir gas natural y transportarlo a través de un gasoducto de 3 150 km de longitud desde los campos gasíferos del país del Altiplano, hasta la zona industrial de Sao Paulo.

Los dirigentes brasileños, preocupados de que el auge industrial de la región sur de Brasil pudiera llegar a necesitar un aporte mayor de lo pactado con Bolivia (o por una eventual caída de las reservas bolivianas de gas natural), conociendo la gran abundancia del gas natural argentino en una zona vecina a sus fronteras, se comenzó a estudiar el proyecto y a expresar su intención de disponer de una nueva fuente alternativa de gas natural, lo que dio paso a la idea de convertir el proyecto nacional argentino en uno internacional, más importante, mediante la extensión del plan argentino hasta el Brasil.

Así nació la idea del Gasoducto del Merco Sur, que de inmediato recibió el apoyo de Paraguay, para disponer del gas natural argentino para su capital Asunción.

Tras un detallado estudio de factibilidad, se llegó a la conclusión de que era factible la idea de tender el gasoducto desde Salta – Argentina a Brasil, pasando por varias provincias argentinas y tendiendo un ramal a Paraguay, ya que la Cuenca Gasífera del NW, tiene reservas comprobadas suficientes para abastecer las necesidades nacionales paraguayas y de la poderosa industria brasileña y sus sistemas eléctricos.

Cabe señalar que en Argentina, la gran producción de gas natural se aprovechó primero en el sector interno, y tras la privatización de Gas del Estado se dio un desarrollo extraordinario, la industria gasífera logró en solo siete años el alumbramiento de más de 20 empresas que actualmente produce gas natural, la creación de dos grandes complejos de las redes troncales y ocho distribuidoras finales de gas.

El Gasoducto Merco Sur tendrá una longitud de 3 115 km y un diámetro de 30 pulgadas, su extensión podría aumentar a 3 388 km, si se decidiera tender un ramal hasta la ciudad Santa Fe de Argentina.

Exceptuando a Bolivia, todos los países limítrofes con Argentina, carecen de gas natural o no disponen de sistemas adecuados para la distribución. Ellos son Chile, Paraguay, Uruguay y Brasil, que en total suman casi 200 MM de habitantes, potenciales clientes consumidores de gas natural, que irán incrementando sus actuales importaciones del energético.

Tras la superación de los diferendos fronterizos entre Argentina y Chile, ambos países entraron en una etapa de integración y entendimiento, lo que convirtió a Chile en el principal cliente de la generación energética argentina.

En 1996, se tendió el pequeño gasoducto Methanex, denominado así porque transportaba gas desde los yacimientos costa afuera frente a la costa del sector argentino de Tierra del Fuego, hasta la planta de metanol, situada al norte de la ciudad de Punta Arenas, en el sur de Chile. Este ducto tiene 59 km de extensión y transporta 2 MM m³ diarios. Su costo fue de 27 MM \$ US, pero ya es insuficiente,

tras las tres ampliaciones realizadas en la planta, la empresa chilena ENAP está construyendo otro ducto paralelo, para satisfacer las necesidades de esta planta.

En 1997, se inauguró el primer gasoducto de la región, de gran extensión y capacidad, denominado Gasandes, con una longitud de 460 km y una inversión de 325 MM \$ US, transporta desde Mendoza – Argentina 10 MM m³ diarios hasta la zona metropolitana de Santiago, para alimentar los complejos industriales de la zona central de Chile y a los usuarios domiciliarios de la capital y sus alrededores.

En 1999 se sumaron tres conductos más, dos de ellos en el norte desde Salta y el otro en el sur desde Neuquen, iniciando así el gran abastecimiento de gas a lo largo de la Cordillera de los Andes.

El primero fue el gasoducto Atacama que inauguró la senda de la interconexión en el norte argentino – chileno. Con sus 850 km, arranca desde Coronel Cornejo, en Salta para cruzar los Andes hasta el puerto chileno de Mejillones, un ramal se desplaza hacia el sur hasta el puerto de Taital. Otro ramal se desprende hacia el norte hasta la ciudad de Arica. Este gasoducto demandó una inversión de 485 MM \$ US. El gasoducto tiene para transportar 8 MM m³ diarios. Los constructores fueron la empresa integrada por CMS y Endesa.

El segundo gasoducto del norte argentino se denomina el Norandino, que se extiende desde Orán Salta hasta los puertos chilenos de Tocopilla y Antofagasta. Tiene un recorrido troncal de 800 km que con las derivaciones llega a los 1 050 km. Este emprendimiento fue construido por un consorcio integrado por las empresas Tractabel de Bélgica, Edenor de Chile, Enargas de Argentina, Iberdrola de España y Codelco de Chile. Su costo inicial fue de 440 NN \$ US y tiene una

capacidad de transporte de 8 MM m³ diarios. Además en su recorrido, se construyeron tres centrales eléctricas de ciclo combinado alimentadas a gas a un costo de 130 \$ MM US. También, alimenta empresas mineras del norte de Chile.

El tercer gasoducto a Chile inaugurado en 1999, es el denominado Gasoducto del Pacífico que tiene 543 km de longitud y un diámetro de 14 pulgadas. Requirió una inversión de 427 MM \$ US, además de 110 MM \$ US invertidos en las obras de distribución por el consorcio constructor del gasoducto. Dicho consorcio está compuesto por: Nova Gas International, empresa que posee el 30% del paquete accionario y fue la que proyectó e insistió durante años para su ejecución, y ahora es la operadora técnica; Paso International de EEUU con 21,8%; Gasco de Chile 20%; Enap de Chile 18,2% y REPSOL – YPF propietaria del gas, 10%.

Este gasoducto tiene un gran valor estratégico, pues abastece a una región que es la segunda en importancia tanto comercial como industrial (ya que en la ciudad de Concepción hay más de 11 000 patentes comerciales e industriales).

El ducto comenzó transportando 1,5 MM m³ diarios, volumen que subirá a 4,5 MM m³ diarios hasta el 2006, para alcanzar su capacidad total de 8 MM m³ diarios en el 2010.

Uruguay espera ansioso la llegada del gas natural porque su energía eléctrica tiene origen hídrico en un 72%, el 28% restante se completa con combustibles altamente contaminantes. La necesidad uruguaya del gas argentino, se debe a que la demanda energética crece a un promedio anual del 3% y sus recursos hídricos son insuficientes para abastecer este aumento.

Dos son los gasoductos actualmente, ambos desde Paraná hasta Paysandú. El primero es el tendido por la petrolera uruguaya Ancap, destinado a suministrar gas a una fábrica de cemento.

El segundo, es el que tendió la empresa Usinas Transmisiones Eléctricas (UTE), que alimentará una central ubicada a 15 km de Paysandú. Este gasoducto posteriormente seguirá hasta el norte, alimentando la provincia argentina de Corrientes, hasta llegar a la ciudad limítrofe brasileña de Uruguayana. Cuando se concluya tendrá una extensión de 440 km.

Finalmente, está en marcha el gasoducto Buenos Aires – Montevideo, tendido por las firmas British Gas y la norteamericana Pan American Energy (fusión de la argentina Bidas y la norteamericana Amoco). La longitud del proyecto es de 216 km, de los cuales 50 km son bajo el agua, con un costo de 110 MM \$ US, en su primera etapa de Buenos Aires a Montevideo.

El gasoducto Panamericano, es una idea concebida hace ya 27 años, por las firmas Pipe Line Technologist, Transco de Houston y Banister Continental de Canadá.

Hoy se ha retomado la idea porque hay convencimiento de que el gasoducto Panamericano es un excelente mecanismo para que los países por los cuales atraviese la línea, encuentre desarrollo y progreso.

La idea de crear este gasoducto, se basa en la necesidad de suministrar gas natural de Venezuela y Colombia a los países de Centro América y EEUU, país cuya demanda supera en gran volumen sus reservas existentes.

Hoy día, la situación política y social de la región centroamericana ha cambiado y la construcción del gasoducto, es una necesidad prioritaria para el desarrollo de la misma, más si se tiene en cuenta que debido a razones de índole económica y tecnológica, la gran cantidad de reservas probadas y probables en Venezuela y Colombia y a la preocupación mundial por preservar el medio ambiente, se ha llegado al convencimiento de que el gas natural es el combustible del futuro.

Es muy importante tener en cuenta que el gas natural es un combustible relativamente barato, pues debido a que es un producto natural y no requiere refinación, su costo es sensiblemente menor que el de otros combustibles. Además, el gas natural contribuye a preservar el medio ambiente porque no es contaminante.

El gasoducto Panamericano, está previsto para dar servicio a una población de mas de 200 MM de habitantes latinoamericanos, puesto que su ruta se inicia en Venezuela, atravesando Colombia, Panamá, Casta Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador, Guatemala y México, para llegar hasta Brownsville, en Texas, EEUU. Este gasoducto se construirá por vía terrestre, pero en algunos casos como el del Tapón de Darién se hará por vía submarina.

El gasoducto será de 56 pulgadas de diámetro, tendrá 4 800 km de longitud y capacidad para transportar 5 000 MM de pies cúbicos diarios.

Entre sus principales beneficios se cuentan:

- La construcción de un gasoducto de esta magnitud se convierte en un factor importante de generación de empleo, tanto directo como indirecto.

- Da la posibilidad inmediata de suministrar gas a los usuarios a todo lo largo del gasoducto y a otras áreas a través de redes de distribución, que darían gran impulso al desarrollo de las regiones por donde pasará.
- Permite la instalación de plantas termoeléctricas a lo largo a la ruta para proveer energía eléctrica.
- Permite la instalación de plantas desalinizadoras en la región, usando agua del Océano Pacífico o del Caribe, para el suministro del agua potable a los habitantes.
- Permite la participación del sector privado en el área transporte y distribución.
- Permite la utilización del gas natural, como energético alternativo en el sector industrial, residencial, urbano y rural.

En resumen, eleva en forma inmediata e importante el nivel de vida de los ciudadanos.

Dada su importancia el proyecto fue expuesto ante diferentes organismos: BID, OEA, PDVSA, Ministerio de Minas y Energía Colombia y varias compañías transportadoras de gas con sede en Houston y todos han demostrado un gran interés en su ejecución.

3. PROPUESTA DE DESARROLLO ESTRATÉGICO DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS EN COSTA RICA¹

Costa Rica cuenta con una gran diversidad biológica, una larga y amplia trayectoria democrática y un buen nivel de educación, pero es un país de bajos ingresos con tendencia al desequilibrio económico, lo que conlleva al peligro de retroceso del sector social.

Estos riesgos pueden ser superados con un cambio profundo en la mentalidad y actitud de la población, para así obtener un verdadero cambio positivo productivo y una mejora en la repartición de la riqueza resultante de la modernización del Estado. El uso limitado del potencial y de los recursos del país se da por motivos de índole político, económico, institucional, ambiental – social y tecnológico.

El desarrollo es para las fuerzas sociales, un proceso que refleja el cambio permanente en la sociedad y la economía. Anteriormente, un país era desarrollado cuando su PIB alcanzaba determinados niveles de producción y una determinada tasa de crecimiento anual. Actualmente, se debe considerar también, en el concepto de desarrollo, el bienestar social medido a través de la expectativa de vida, el descenso de la mortalidad infantil, la salud, la mortalidad materna, alfabetización, acceso a la educación, en resumen, el concepto desarrollo se hace más integral, se incluye indicadores económicos, sociales y se le agregan índices relacionados con el deterioro del medio ambiente y la protección de la ecología.

¹ Elaboración propia DOBRINESCU, M. & BALLESTERO, L. La propuesta presentada es a título personal.

El Dr. Orlando Morales Matamoros indica que “El tipo de desarrollo deseable, debe contener los tres adjetivos: *sostenido*, *sostenible* y *sustentable*, por cuanto va a vivir en armonía con la naturaleza, sin deteriorar o contaminar el entorno, nuestra acción ha de ser constante (*sostenida*), en la protección de los recursos naturales, sin que la actividad productiva deteriore el ambiente (*sostenible*), y además debe hacerse racionalmente (*sustentable*)”.

Dentro del marco aquí establecido, y fundamentado en un minucioso análisis de desarrollo del subsector hidrocarburos a nivel latinoamericano presentado en la Parte IV, así como a una respuesta al diagnóstico nacional realizada en la Parte V del presente trabajo de graduación, a continuación se expone una propuesta de desarrollo de dicho subsector para Costa Rica, orientada al progreso social y económico del país.

Los hidrocarburos, a nivel mundial, tradicionalmente han sido no únicamente el principal energético que ha impulsado las economías, si no también una fuente de empleos, el motor del desarrollo económico y social, un verdadero generador de riqueza. En Costa Rica, el papel de los hidrocarburos se ha limitado a la satisfacción de la demanda nacional energética, actividad que ha proporcionado un moderado número de empleos y no se ha generado la riqueza que ha impulsado el desarrollo socio económico en los demás países del mundo.

El gran potencial humano con que cuenta nuestro país, la posición geográfica privilegiada, la larga tradición democrática, hacen de Costa Rica un país que presente un gran atractivo para la inversión internacional, que contribuirá

indudablemente al desarrollo económico y social nacional, traducido en bienestar general.

3.1. UPSTREAM

En el área del “upstream”, la actividad viene desarrollándose desde 1994 dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y se propone seguir la actividad bajo este marco, siendo este la modalidad adoptada por todo los países de ALC.

El Estado seguirá con su papel de promotor, fiscalizador y regulador siendo el sector privado el ejecutor de los contratos.

Actualmente, se han desarrollado únicamente contratos de concesión a pesar que la ley es amplia en el sentido que se podrán firmar todo tipo de contratos y por lo tanto, sería recomendable explorar la posibilidad de realizar contratos de asociación siguiendo el modelo colombiano presentado anteriormente.

3.2. DOWNSTREAM

Costa Rica no es un país productor de hidrocarburos y por lo tanto su desarrollo del subsector hidrocarburos se ha dado más en el “downstream” que en el “upstream”. A pesar de lo anterior, la infraestructura con que se cuenta quedó obsoleta tanto tecnológicamente como de la capacidad vs demanda.

El monopolio de que goza RECOPE, S.A., no permite a esa empresa realizar alianzas estratégicas con el sector privado, modalidad empleada por varios países de ALC (Venezuela, Brasil, Bolivia, etc.), con el fin de atraer tanto capital fresco y

sano, como tecnología de punta que transforma la actividad en una fuente de riqueza. Por lo tanto, concientes de estas limitaciones pero optimistas en el sentido que Costa Rica no va a ser una excepción en lo que respecta al desarrollo beneficioso de la industria de los hidrocarburos, se presenta el siguiente marco estratégico.

Indudablemente, RECOPE, S.A., para poder sobrevivir requiere de la ampliación de la capacidad de trasiego por lo tanto la construcción del Nuevo Poliducto Limón – La Garita de 12” de diámetro, es el proyecto que ocupa la prioridad número uno. Un elemento de gran importancia que le confiere una ventaja estratégica a RECOPE, S.A., es contar con los derechos de paso en todo el trayecto de desarrollo de este proyecto. El transporte de los hidrocarburos es uno de los objetivos asignados a RECOPE, S.A. según la ley marco Ley 6588 Artículo 6, pero no le permite a esta empresa construir poliductos interoceánicos. Al mismo tiempo, el transporte no es objeto del monopolio (Ley 7356). Por lo tanto El Nuevo Poliducto Limón – La Garita, con su expansión en un futuro del tramo La Garita – Barranca, puede ser construido por RECOPE, S.A. bajo el marco de la Ley de Concesiones.

Al mismo tiempo, el sector privado, por su propia cuenta podrá desarrollar un poliducto interoceánico y explotarlo. La dificultad consta en obtener los permisos de paso de los terrenos por donde se construirá esta infraestructura.

La limitación de realizar alianzas estratégicas, pesa sobre RECOPE, S.A., no sobre el Estado costarricense. De igual forma la no ejecución de un poliducto interoceánico. Por lo tanto, el Estado podrá desarrollar un esquema de alianza

estratégica con uno o un grupos de socios estratégicos para la construcción de un poliducto interoceánico de gran capacidad, que supla las necesidades de transporte de la Costa Atlántica a la Costa Pacífica y al revés, según los requerimientos del mercado, a un precio más barato y en un tiempo más corto que el del Canal de Panamá. Los estudios realizados arrojaron un diferencial desde cuarenta a cincuenta centavos de dólar por barril transportado, a favor del poliducto interoceánico.

En lo que respecta al trayecto de este poliducto, el Estado podrá arrendar como un aporte en el contrato de alianza estratégica, los terrenos colaterales a las carreteras nacionales o del ferrocarril para la construcción de la infraestructura.

La construcción del poliducto interoceánico, motiva a la construcción de nuevas terminales portuarias petroleras en el Atlántico (Limón) y el Pacífico (Caldera) de gran capacidad, modernas y seguras desde el punto de vista laboral y ambiental. Según la Ley de Concesiones, por tratarse de puertos nuevos, podrían ser construidos por el sector privado bajo el amparo de esta ley.

RECOPE, S.A. requiere de la ampliación de la terminal Atlántica y un puerto petrolero en Caldera, con su conexión de 12 km de longitud al plantel Barranca que por ser obras portuarias existentes recaen en la responsabilidad del Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT).

Además de las numerosas fuentes de trabajo que se generarán con el poliducto interoceánico y las dos nuevas terminales portuarias, el país se verá beneficiado por una intensificación del comercio, por parte del peaje que se cobra

por el transporte de hidrocarburos por el ducto, así como por la introducción de tecnología de punta que contribuirá al desarrollo académico del país.

La refinería, es la segunda prioridad de desarrollo en el “downstream” de Costa Rica. Desde 1998, RECOPE, S.A. ha realizado un gran esfuerzo para la modernización y ampliación de su refinería de Moín, provincia de Limón. Se pretende ampliar su capacidad de refinación de 15 000 bbpd a 25 000 bbpd. El consumo nacional de derivados de petróleo en el año 2000, es de 40 000 bbpd y para el año entrante cuando se espera que entre en funcionamiento la refinería, se prevé un incremento del 8% para llegar a un consumo de 43 200 bbpd. Por lo tanto, la capacidad instalada de la refinería cubriría el 57,87% del consumo, teniendo el país que importar el restante 42,13%.

Situaciones similares a las nuestras, en el sentido que el volumen de refinación propio es menor que el volumen del consumo de derivados de petróleo, se encuentran en todos los países de Centro América.

Con el fin de abaratar los costos de los productos derivados, así como de uniformizar la calidad de los productos en la región, se propone la instalación en Costa Rica de una refinería bajo régimen de zona franca por el sector privado, la “Refinería Centroamericana”, que complemente las necesidades del mercado interno y que exportará los excedentes en los países de la región.

El crecimiento en la demanda de productos de petróleo, en Centroamérica registra un aumento del 10% anual, influenciado principalmente por los combustibles que utiliza el sector transporte (ver Cuadro N°1). Se prevé que el bunker será reemplazado por el gas natural para la generación de electricidad.

Además, el acuerdo de transformar Las Américas en un Área de Libre Comercio (ALCA) para el año 2005, nos lleva a ver en forma diferente la estrategia de desarrollo empresarial para Costa Rica en materia de hidrocarburos en el futuro inmediato.

Las refinerías del Istmo, son refinerías viejas y obsoletas, sumando una capacidad instalada de 139 000 bbpd, lo que representa el 50% del consumo total que alcanza los 280 000 bbpd.

La construcción de una refinería bajo la Ley de Zonas Francas no entra en contradicción con la ley del monopolio, Ley 7356, por ser el alcance de éste únicamente sobre el mercado nacional. Por lo tanto, los productos de la actividad de la Refinería Centroamericana se dedicarán al mercado internacional. Además el Artículo 22 de la Ley de Zonas Francas, permite a las empresas que funcionen bajo este régimen, internar hasta un 40% de su producción en el territorio costarricense. De esta manera RECOPE, S.A., podrá comprarle productos terminados a la Refinería Centroamericana para satisfacer la demanda nacional, obedeciendo a un proceso de selección de precios.

La misma justificación procede para la importación del crudo destinado a la Refinería Centroamericana, en el sentido que el monopolio, no afecta la importación del petróleo destinado al mercado internacional.

La instalación de una planta de refinación de mínimo 200 000 bbpd, justifica la necesidad de desarrollar la industria petroquímica.

Socialmente el proyecto traerá grandes beneficios, generando aproximadamente 600 empleos directos. De las estadísticas realizadas, las empresas situadas en Zonas Francas generan cinco empleos indirectos por cada empleo directo. Por lo tanto, este proyecto asegurará el sustento a 3 000 familias adicionales.

La educación superior se verá beneficiada con la instalación en Costa Rica de la Refinería Centroamericana, al necesitarse mayor cantidad de especialistas a nivel técnico y profesional, en las diversas ramas que cubre la actividad y la apertura de nuevos perfiles relacionados con la industria petrolera, que aún no existe en el país.

La presencia de una Refinería Centroamericana en el territorio nacional, creará la necesidad del desarrollo de infraestructura portuaria, de trasiego y de almacenamiento que generará otra cadena industrial y de desarrollo de empleos.

La importación de un volumen considerable de petróleo, y la exportación de volúmenes también considerables de productos terminados, conllevará a un alto desarrollo del comercio internacional, que redundará en grandes beneficios económicos para el Estado costarricense.

La capacidad de refinación de la planta deberá aumentarse antes de los 10 años de funcionamiento, por un mínimo de 100 000 bbpd adicionales, con el fin de mantener los volúmenes de venta en el mercado internacional y además cumplir con el beneficio de la Ley de Zonas Francas, por el cual se puede internar en el territorio nacional un máximo del 40% de la producción.

En todo momento, acorde con un desarrollo *sostenible y sustentable* la actitud *sostenida* en estos proyectos, debe cumplir con el cuidado del medio ambiente, implementando las mejoras ecotecnologías para este fin.

En el área del gas natural, Costa Rica, al igual que los demás países del Istmo centroamericano, será beneficiada por la construcción del Gasoducto Panamericano. El gas natural no forma parte del monopolio, por lo tanto, su importación y comercialización podrá ser realizada por el sector privado sin restricciones.

Las tarifas y el control del desarrollo de los contratos, será responsabilidad de la ARESEP y de la Contraloría General de la República, como órganos reguladores y contralores.

PARTE VII – CONCLUSIONES

1. AMERICA LATINA Y CARIBE

La década de los 90's, se caracteriza por la globalización de las economías, la apertura de los mercados y la definición de un nuevo papel del Estado.

Ante este nuevo entorno, con algunas pocas excepciones, el subsector hidrocarburos en ALC, no se ha quedado con los brazos cruzados, y mediante diferentes modalidades de apertura, cada país, según su realidad ha sabido subirse al tren de la globalización.

1.1. Upstream

La actividad de exploración y explotación en América Latina y el Caribe, se da con diferentes grados de apertura. En un extremo se sitúa el caso de México, en donde el gobierno mexicano a través de PEMEX, mantiene el monopolio, sin permitir la intervención de la industria privada nacional y extranjera, al otro extremo se sitúan los casos de Argentina y Perú, en donde el “upstream” se desarrolla completamente por parte de empresas privadas nacionales y extranjeras. Casos intermedios, son los de Colombia, con contratos de asociación; Venezuela, con contratos de concesión y alianzas estratégicas; Brasil, con alianzas estratégicas y con contratos de ganancias compartidas; Chile, con contratos de concesión y alianzas estratégicas, en donde el estado mantiene el control de la actividad.

Por su parte, Bolivia, mediante la “capitalización”, ha captado inversión privada sin precedentes y hoy día este país se perfila como una potencia gasífera.

Una política general adoptada por los países de la región, fue la de mayores incentivos al inversionista en los diversos contratos suscritos, con el fin de atraer capital y tecnología en la parte más riesgosa y más costosa de la industria, que es el “upstream”.

Ante el nuevo orden económico internacional, los países de ALC, han desarrollado su propia estrategia para asegurar su propio suministro de hidrocarburos, materia prima para el desarrollo energético y de la industria petroquímica del país.

Frente a la globalización, el petróleo ha experimentado un cambio de su conceptualización desde la óptica de materia prima como “bien estratégico”, a la de petróleo como “bien transable” (commodity).

Muchas empresas eléctricas, se están dedicando al proceso de explotación del gas natural, con el objetivo de asegurar la materia prima para la generación de electricidad. Este fenómeno ha sido calificado como un paso evolutivo hacia la “empresa energética integral globalizada”.

La modernización del subsector está constituido por 4 fases: Pre –Reforma, Reforma, Transformación y Pos – Reforma, que en cada país de ALC tiene sus propias características, y se encuentra en una de estas fases.

El precio del hidrocarburo ha dejado de ser fijado por las reglas tradicionales “de la oferta y de la demanda del mercado”, para ser ahora regulados por las políticas de recorte de la producción impuestas por la OPEC, que crea una oferta artificial tendiente a ser menor o igual a la demanda real. La intensidad del “upstream”, está estrechamente influenciada por las políticas de la OPEC, notándose que en los períodos de precios bajos, aumenta el “upstream” en los países no miembros.

1.2. Downstream

El “downstream”, al igual que el “upstream”, también experimenta diferentes grados y modalidades de apertura.

En lo que se refiere al trasiego, refinación y comercialización a granel, el subsector hidrocarburos desarrolla, al igual que en el “upstream”, una intensa actividad en la que sobresalen los megaproyectos tales como gasoductos internacionales de miles de kilómetros de longitud, por ejemplo, los gasoductos Bolivia – Brasil, Argentina – Uruguay, Argentina – Chile y otros proyectos en ejecución o en planeación, que buscan la integración energética de las diferentes zonas comerciales de la región.

Empresas petroleras de un país desarrollan actividades en otro país, como es el caso de PETROBRAS, REPSOL-YPF, PDVSA, ENAP, etc., entre las que se dan acuerdos de intercambio de activos y negocios conjuntos, actividad conocida como la “internacionalización”.

En todo los países de ALC, el Estado ha dejado de invertir en los proyectos del “upstream” y “downstream”, dejando esta función al sector privado .

Los países de ALC, a pesar de ser grandes productores de crudo no tienen suficiente capacidad de refinación para satisfacer sus propias demandas, por lo tanto se requiere invertir en construcción de refinerías.

2. COSTA RICA

Un caso particular presenta Costa Rica, en donde se da una gran resistencia al cambio, en el “downstream”. En el “upstream”, el cual es desarrollado por el sector privado, algunos movimientos ecológicos y comunales se oponen a su ejecución.

2.1. Upstream

Este campo está abierto a la inversión privada, gracias a la Ley de Hidrocarburos aprobada en 1994.

Hasta la fecha se han aprobado dos contratos de concesión; uno se encuentra en ejecución y el otro está todavía en trámites.

Sin embargo, se deben de hacer mayores esfuerzos para atraer compañías de las llamadas “majors”, que puedan desarrollar una actividad más amplia, al contar éstas con mayores recursos económicos y técnicos.

2.2. Downstream

Por no ser Costa Rica un país productor de hidrocarburos, el área del “downstream” ha tenido un mayor desarrollo, pero actualmente atraviesa por una situación difícil.

La refinería se encuentra en proceso de ampliación y modernización, pasando a una capacidad de refinación de 15 000 a 25 000 bbbd. Este proceso todavía no ha sido concluido y una vez finalizada, esta ampliación no será suficiente para hacer frente a la creciente demanda nacional.

El polidiucto llegó al fin de su vida útil, y su capacidad de trasiego para el próximo año, se estima insuficiente.

PARTE VIII – RECOMENDACIONES

1. COSTA RICA

1.1. Upstream

Se requiere mejorar los términos del cartel de licitación, con el fin de flexibilizar los mismos, para atraer mayor cantidad de compañías petroleras inversionistas en exploración.

Tener una actitud vigilante, para que en el proceso de presentación y trámite de las ofertas, no se cometan más errores que conduzcan a la descalificación de algunas de las ofertas recibidas.

Ser vigilante para que el desarrollo de la actividad, se realice en armonía con la naturaleza y el cuidado al ambiente.

1.2. Downstream

RECOPE, S.A., como depositario del monopolio de esta actividad, requiere del desarrollo de su infraestructura, el poliducto y la refinería prioritariamente, para cumplir con su principal misión que es satisfacer la demanda del mercado nacional.

El Estado costarricense, tomando el papel de promotor, fiscalizador y regulador deberá impulsar la internacionalización del “downstream” costarricense, en

Centroamérica y otras regiones, con la cooperación del sector privado como inversionista para la construcción de la Refinería Centroamericana en zona franca.

El Estado costarricense, en conjunto con el sector privado, deberá impulsar la construcción del poliducto interoceánico, que beneficiará el comercio internacional que aportaría ingresos considerables al fisco.

El Estado costarricense, en conjunto con el sector privado, deberá impulsar la construcción de nuevas terminales portuarias para la importación del crudo, materia prima para la Refinería Centroamericana y para la exportación de productos terminados a los países del Istmo. Además, las nuevas terminales son de suma importancia para poder realizar el trasiego interoceánico de productos petroleros.

El Estado costarricense, deberá apoyar el desarrollo del proyecto del Gasoducto Panamericano y en conjunto con el sector privado, promocionar e introducir el gas natural para su uso industrial y doméstico así como materia prima para la generación de electricidad en el país, preparándose para el cambio al “energético del futuro” .

El Estado costarricense, en conjunto con el sector privado, deberá impulsar el desarrollo de la petroquímica, como otra actividad más de la industria.

El Estado costarricense, deberá mejorar el papel de la industria de los hidrocarburos en nuestro país, que actualmente se limita únicamente a la satisfacción de la demanda nacional, convirtiéndola en una industria próspera, generadora de riqueza y de fuentes de trabajo, creando su propio modelo de desarrollo, utilizando la experiencia y siguiendo el ejemplo de los demás países de ALC.

ANEXO N° 1

DEFINICION DE LOS TERMINOS¹

El presente trabajo comprende un tema muy especializado de poca difusión pública y para su mejor comprensión se requiere de una definición de los términos técnicos y de uniformar el lenguaje.

1. **ABANDONO DEL POZO** = Trabajos efectuados para dejar cerrado y seguro un pozo no económico.
2. **API (American Petroleum Institute)** = Instituto Americano del Petróleo: Entidad Norteamericana que emite especificaciones y recomendaciones para la industria petrolera.
3. **AREA COSTA AFUERA** = los terrenos sumergidos en el mar territorial, la plataforma continental e insular y otras áreas sumergidas adyacentes mar adentro, a partir de la línea de baja marea, hasta los límites previstos en el Artículo 6 de la Constitución Política de la República de Costa Rica, así como las islas, cuyos arrecifes, escolladeros, bancos de arena y peñones existentes en las aguas epicontinentales de la plataforma sumergida.
4. **AREA TERRESTRE** = los terrenos situados en tierra firme dentro de los límites territoriales, incluyendo las bahías, lagos, lagunas, esteros y ríos, hasta la línea de más baja marea y las islas de la bahía.

¹ Elaboración propia: DOBRINESCU, M., & BALLESTRO, L., 1995. Actualizado mayo 2000.

5. **BARRIL** = Unidad de medida de capacidad de cuarenta y dos (42) galones norteamericanos (USA), o ciento cincuenta y ocho coma noventa y siete (158,97) litros.
6. **BLOQUE** = área del territorio nacional sujeta a contratación vía Ley de Hidrocarburos formada por máximo 80 lotes y con una superficie máxima de 200 000 hectáreas o 2 000 km².
7. **CARTEL** = es el reglamento específico de la contratación pública por lo que se entiende incorporadas al mismo, todas las normas jurídicas aplicables al procedimiento y contendrá tanto las condiciones generales de las contrataciones públicas, como las especificaciones técnicas.
8. **CAMPO GASIFERO** = según el significado industrial es sinónimo de **campo de extracción** y se define como la unidad industrial que desarrolla su actividad en el área de una o varias estructuras gasíferas.
9. **CAMPO PETROLIFERO** = según el significado industrial es sinónimo con el **campo de extracción** y se define como la unidad industrial que desarrolla su actividad en el área de una o varias estructuras petrolíferas.
10. **CONSEJO TECNICO DE HIDROCARBUROS** = ente compuesto por cinco miembros, uno de los cuales será el Ministro de Recursos Naturales, Energía y Minas, quien lo presidirá. Los otros miembros, así como sus suplentes, estarán designados por el Consejo de Gobierno, por períodos de dos años. No podrán formar parte del mismo las personas que tengan ligamen comercial, laboral o de cualquier otra naturaleza con compañías que se dediquen a esta

actividad. El CTH formulará su propio Manual de Organización y Funcionamiento, mismo que deberá ser publicado mediante Decreto Ejecutivo, a través del MIRENEM.

11. CONTRATISTA = persona jurídica que tiene un contrato de exploración y/o de explotación de los hidrocarburos, debidamente suscrito con el Poder Ejecutivo.

12. CONTRATO DE CONCESION = es el tipo de contrato por el cual un gobierno encarga temporalmente a una persona jurídica, de la ejecución de un servicio, transmitiéndole ciertos poderes jurídicos y efectuándose la exploración bajo su vigilancia y control, pero por cuenta y riesgo del concesionario. Este tipo de contrato, da a la compañía petrolera la propiedad directa del petróleo producido y al país anfitrión se le da una porción de la producción como regalía y la potestad de exigir impuestos sobre el ingreso neto generado de la venta de balance de la producción.

12.1. CONTRATO EN TITULARIDAD COMPARTIDA = es una variante muy común del contrato de concesión entre la compañía petrolera y el Estado, en la que los términos varían ampliamente. A través de esta estructura, el Estado participa directamente como propietario en el desarrollo del proyecto desde el inicio de las actividades objeto del contrato.

12.2. CONTRATO DE ASOCIACION = es el tipo de contrato en que el riesgo, en la etapa exploratoria, lo asume totalmente la compañía asociada y en la etapa de explotación, se conforma una Operación

Conjunta y la inversión, dirección y producción son compartidas por el Estado y la asociada en las proporciones que se pacten.

- 13. CONTRATO DE OPERACION** = es el tipo de contrato celebrado con empresas nacionales o extranjeras, para la ejecución de determinadas obras o servicios, por los cuales éstas últimas recibirán el pago en dinero o en especie, sin que en este último caso se pueda comprometer un porcentaje fijo de la producción de un determinado campo, o la entrega de una cantidad substancial de petróleo.
- 14. CONTRATO DE SERVICIOS** = es el tipo de contrato en que el contratista acepta tomar a su cargo el financiamiento (de las operaciones y eventualmente el servicio técnico), de un programa de exploración por cuenta de la compañía, su inversión le será reembolsada por los riesgos tomados, solo en caso de descubrimiento; ya sea de la recuperación de una parte de la producción de costo nulo o sea de un contrato de compra a precio preferencial.
- 15. CRUDO** = término utilizado para referirse al petróleo no refinado.
- 16. CUENCA PETROLERA Y GASIFERA** = región cerrada de la corteza terrestre afectada por hundimientos de gran profundidad, de larga duración, de la cual están ligadas las zonas de acumulación de hidrocarburos (petróleo y gas).
- 17. DATA** = Hechos y estadísticas o muestras que no han sido analizados o procesados.
- 18. DESARROLLO DE UN POZO** = Es la perforación, profundización, acondicionamiento y completación de pozo, así como el diseño, construcción

e instalación de equipos, tuberías, tanques de almacenamiento y otros medios e instalaciones y la ejecución de cualesquiera otras actividades apropiadas para la producción de hidrocarburos a partir de la acumulación comercial.

19. ESTRATO = Cuerpo geológico constituido por depósitos sedimentarios con extensión mayor en horizontal y menor en profundidad y limitado por dos caras: una superior y otra inferior más o menos planas.

20. ESTRATO PRODUCTIVO = Horizonte que forma parte de una formación geológica constituido por una roca porosa y permeable en la que están almacenados fluídos (aceite o gas) que pueden ser explotados.

21. ESTRUCTURA COMPLEJA = es una estructura gaso-petrolífera, petrolífera o gasífera que comprende varios yacimientos superpuestos.

22. ESTRUCTURA PETROLIFERA Y GASIFERA = la totalidad de los yacimientos formados en los límites de la misma estructura geológica.

23. ESTUDIO SISMICO = Método geofísico que estudia el comportamiento de las ondas sísmicas generadas artificialmente y propagadas a través del subsuelo, empleado en la exploración de hidrocarburos para determinar las estructuras geológicas potenciales portadoras de hidrocarburos. En la ingeniería de yacimientos se utiliza en el contorno del yacimiento y en el cálculo de los parámetros físicos y de producción del mismo.

24. EVALUACION = Trabajos realizados en el pozo para determinar su capacidad de producir hidrocarburos.

25. EXPLORACION comprende dos etapas:

= **1. La ETAPA DE PROSPECCION**, que se define como la etapa de todos los estudios efectuados en una región con métodos geológicos, geofísicos, geoquímicos, hidrogeológicos, geomorfológicos, mineros y de perforación; con el objetivo de localizar la presencia de estructuras geológicas que podrían tener acumulaciones industriales de hidrocarburos.

= **2. La ETAPA DE EXPLORACION (PROPIAMENTE)** que es la totalidad de las labores ejecutadas generalmente en áreas más restringidas, con el objetivo de confirmar la presencia de un yacimiento de hidrocarburos en una zona prospectada, su área de superficie, los elementos que la delimitan en su extensión y su desarrollo en profundidad.

26. EXPLOTACION = se define como el conjunto de las labores necesarias a desarrollar, para la extracción de los hidrocarburos desde el yacimiento a la superficie, conocido en la industria de los hidrocarburos como **DESARROLLO y PRODUCCION**.

27. GASODUCTO = tubería para la conducción de gases

28. HIDROCARBUROS = Término que se refiere tanto al **I. PETROLEO** como al **II. GAS NATURAL** sea este **1) GAS DE YACIMIENTO ASOCIADO o GAS PETROLERO** y a los yacimientos de **2) GAS o GASES METANO**.

I. PETROLEO = Roca sedimentaria organogénea, caustobiolítica que se presenta de costumbre en estado líquido hasta pasta, de color negro café y con olor fuerte característico.

II. GAS NATURAL = hidrocarburo en forma gaseosa que comprende:

1) GAS DE YACIMIENTO ASOCIADO o GAS PETROLERO = es una mezcla de sustancias orgánicas (metano, etano, propano, butano, pentano, etc.) con pequeñas cantidades de nitrógeno y bióxido de carbono, y raras veces sulfuro de hidrógeno.

a) GAS PETROLERO PROPIAMENTE DICHO = son gases disueltos completamente o parcialmente en petróleo, en función de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Ellos se separan del petróleo a medida que la presión baja (en el yacimiento, en el pozo o en la superficie);

b) GAS DE YACIMIENTO DE CONDENSADO = provienen de acumulación de hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos en estado gaseoso, pero susceptibles de condensar parcialmente por la explotación.

c) GAS RICO (HUMEDO) = que se caracterizan por un alto contenido de hidrocarburos condensables;

d) GAS POBRE (SECO) = que se caracterizan por cantidades pequeñas de hidrocarburos condensables.

2) GAS NO ASOCIADO o GAS METANO = son los yacimientos de gas que mantienen su estado físico dentro y fuera de él. El componente preponderante de esta mezcla es el gas metano, (CH₄), a la par de otras sustancias hidrocarburadas parafínicas y pequeñas cantidades de bióxido de carbón, azufre, oxígeno y sulfuro de hidrógeno.

29. INDUSTRIA HIDROCARBURIFERA = toda actividad desarrollada en torno a los hidrocarburos, desde la exploración, explotación hasta la comercialización de los productos derivados.

30. INFORMACION GEOFISICA PROCESADA = Proceso que implica la transformación de los datos a través de los algoritmos de cálculo, para facilitar la interpretación de la información.

31. INTEGRACION VERTICAL DE LA INDUSTRIA = desarrollo secuencial de la exploración, explotación, refinación, distribución, comercialización de los hidrocarburos así como de las industrias satélites derivadas.

32. LOTE = área del territorio nacional sujeta a contratación vía Ley de Hidrocarburos de una superficie de 2 500 hectáreas o 25 km².

33. OLEODUCTO = tubería para la conducción de petróleo desde los lugares de producción a los de embarque o de refino; o desde el lugar de descarga al de refinamiento.

34. POLIDUCTO = tubería para la conducción de productos derivados del petróleo desde los lugares de refinación a los lugares de distribución.

35. POZO DE HIDROCARBUROS = construcción cilíndrica en la corteza terrestre, caracterizada por una pequeña relación entre el diámetro y la longitud (profundidad), ejecutada desde la superficie, con instalaciones especiales; con el objetivo de conocer el subsuelo, y explorar y explotar los yacimientos de los hidrocarburos. En función del objetivo se distinguen: pozos de prospección, pozos de exploración y pozos de explotación (productivos). En función de su profundidad se clasifican en: pozos someros y pozos profundos.

1. POZO DE PROSPECCION = son pozos que aseguran un mejor conocimiento geológico de la región que se investiga y que preparan la perforación o el pozo de exploración. Pueden dar indicaciones sobre la existencia de las trampas contorneadas por la prospección geológica. Estos pozos se perforan con diámetros pequeños y con el mínimo de columna cementada.

2. POZO DE EXPLORACION = son pozos realizados con el objetivo de establecer las condiciones geológicas del yacimiento y la determinación de los parámetros cuantitativos y cualitativos, necesarios para el cálculo y la confirmación de las reservas de hidrocarburos y el diseño de los proyectos de explotación. Los pozos de exploración a su vez se dividen en: pozos de apertura (preliminares), de detalle y de contorno de los yacimientos.

3. POZO DE EXPLOTACION = son pozos localizados sobre estructuras en las que se ha ejecutado la exploración y han sido descubiertos

yacimientos de hidrocarburos en cantidades industriales; con el objetivo de extraerlos a la superficie. Los pozos de esta categoría se dividen en: a) pozos de extracción o productivos, b) pozos de inyección y c) pozos especiales.

a) POZO DE EXTRACCIÓN O PRODUCTIVOS (DESARROLLO) = tienen el objetivo de abrir un espesor productivo saturado con petróleo y/o gas y traer estos fluidos a la superficie de la tierra.

b) POZO DE INYECCIÓN = son pozos utilizados para la introducción, bajo presión, de un agente de trabajo (agua, gas etc.), en un yacimiento de hidrocarburos para el aumento del factor final de recuperación y la intensificación del sistema de explotación.

c) POZOS ESPECIALES = son pozos que sirven para realizar observaciones y mediciones continuas sobre la variación de la presión y la temperatura de yacimiento y del nivel de líquido, con el objetivo tanto de establecer la tendencia general del comportamiento de estos factores, como del cambio del régimen de trabajo de los pozos de explotación o de inyección cercanos.

4. POZO SOMERO = pozos con profundidades menores o iguales a 1000 m.

5. POZO PROFUNDO = pozos con profundidades iguales o mayores a 1001 m.

36. PRECIO CIF = Precio que incluye el costo de los productos, seguros y flete.

- 37. PRECIO FOB** = Precio en el puerto de embarque, correspondiente a los precios de la Costa del Golfo de los EEUU que se publican en el Platts Oil Grains US Market.
- 38. PRECIO SPOT** = Precio “en el momento” de los productos.
- 39. PRODUCCION** = Todo tipo de actividades en el área de contrato cuya finalidad sea el flujo de hidrocarburos que incluya la operación de pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación primaria, secundaria y mejorada hasta las terminales de fiscalización.
- 40. PROSPECTO** = Area identificada para exploración.
- 41. RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS** = Son las cantidades de hidrocarburos estimadas a una fecha específica, cuya existencia está demostrada con una certeza razonable por información geológica y de ingeniería, y que pueden ser recuperadas en el futuro.
- 42. RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS** = Hidrocarburos que pueden ser razonablemente recuperados por los pozos existentes, con adecuados métodos de operación y condiciones económicas existentes. Las reservas a obtenerse por recuperación mejorada pueden considerarse desarrolladas sólo después de que se haya instalado un proyecto de recuperación mejorada.
- 43. RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS** = Son las reservas adicionales, que se espera sean recuperadas por la perforación futura de

pozos, profundización de pozos existentes a un reservorio diferente, o por la instalación de un proyecto de recuperación mejorada.

- 44. RESERVAS POSIBLES** = Son las reservas que tienen menor grado de certeza de ser recuperadas que las probadas.
- 45. RESERVAS PROBABLES** = Son las reservas estimadas con un grado de probabilidad bajo. Insuficiente para definir si pueden ser o no recuperadas.
- 46. RESERVORIO** = Es el estrato o estratos bajo la superficie que forman parte de un yacimiento, que están produciendo o que se haya probado que sean capaces de producir hidrocarburos, y que tienen un sistema común de presión en toda su extensión.
- 47. ROCA** = Mineral o compuesto de minerales que forma parte esencial de la corteza terrestre.
- 48. ROCA GENERADORA** = Es la roca sedimentaria que se compactó en el fondo del mar, al mismo tiempo que la materia orgánica, de la cual se formaron los hidrocarburos.
- 49. ROCA SELLO** = Capa de roca impermeable que evita la migración de los hidrocarburos.
- 50. SUBSUELO** = la totalidad de las rocas que se encuentran por debajo de la superficie del suelo y por lo general son más viejas que éste. Generalmente el subsuelo está representado por formaciones geológicas accesibles a los trabajos de investigación.

51. SUSTANCIAS HIDROCARBURADAS = término utilizado en sustitución de HIDROCARBUROS, del cual se exceptúa el PETROLEO.

52. YACIMIENTO o DEPOSITO

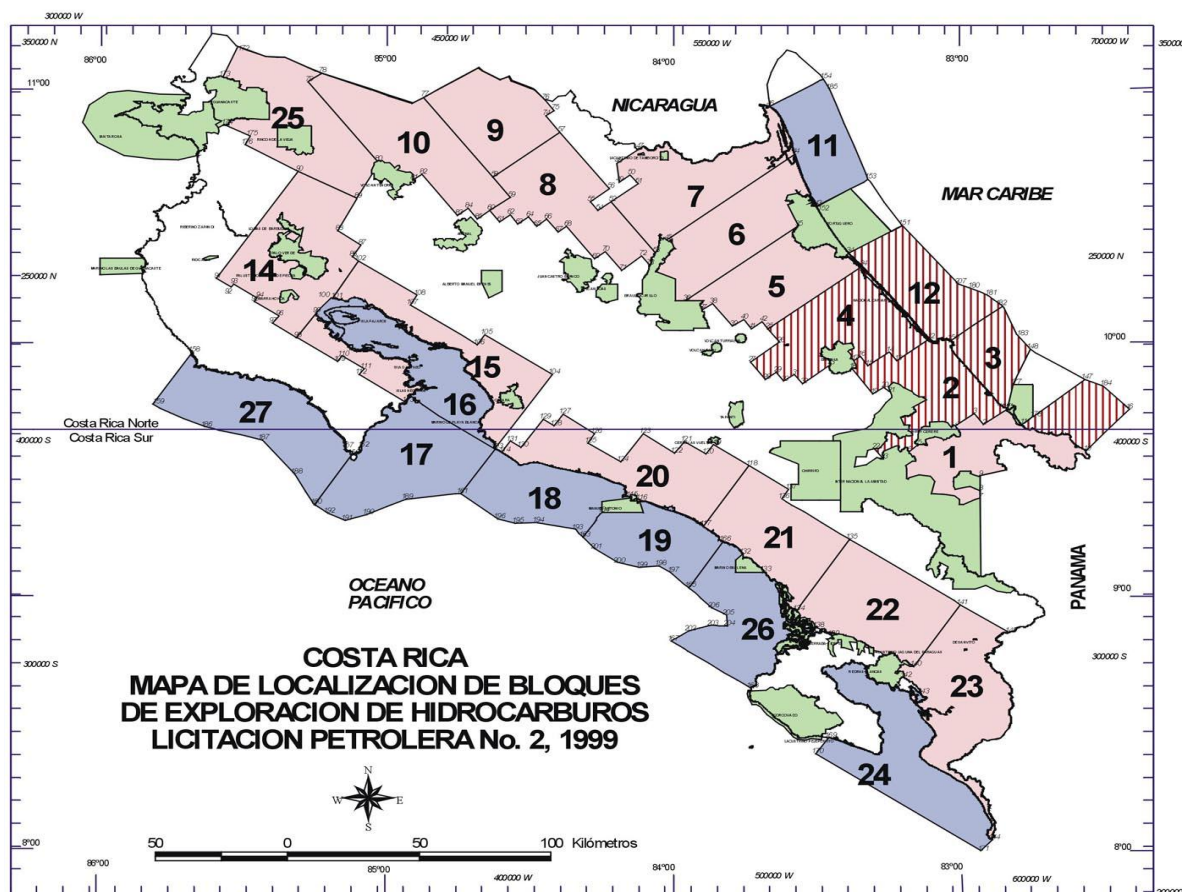
= **1. En el sentido geológico-genético**, es una o más acumulaciones elementales de hidrocarburos, comprendidas en uno o varios colectores hidrodinámicamente independientes, acumulaciones relacionadas por la unidad en su génesis (la misma roca generadora, condiciones comunes de migración, acumulación en la misma trampa, formadas en la misma etapa geológica). En otras palabras, es un conjunto de trampas de hidrocarburos provenientes de la misma generación.

= **2. Desde el punto de vista económico**, es una acumulación de gas-petróleo, petróleo o gas con valor industrial, equivalente al término de **ACUMULACION INDUSTRIAL**.

53. ZONA DE ACUMULACION = la constituye varias estructuras gaso-petrolíferas, petrolíferas ó gasíferas, vecinas entre ellas y unidas ya sea por un factor estructural y/o de acuífero a escala regional de las formaciones geológicas en las márgenes de las cuencas o de discordancias estratigráficas regionales y aparecen como el elemento más grande en el marco de una cuenca

ANEXO Nº 2

MAPA DE LOCALIZACIÓN DE BLOQUES



Licitación Petrolera Nº 1, 1997
 Contrato de Concesión Nº 1, 1999
 Bloques 2, 3, 4, 12
 Compañía: MKJ Xploration Inc., 1999
 Cesión Nº 1, 2000
 Compañía: Harken Holding de Costa Rica (80% Harken, 20% MKJ)

Licitación Petrolera Nº 2, 1999
 Contrato de Concesión Nº 2, 2000
 Bloques 5, 6, 7, 8, 9, 10
 Compañía: Mallon Oil Co. , 2000

BIBLIOGRAFIA

1. ARAYA P., C. “Métodos y Técnica de Investigación en Ciencias Sociales” UNED, 1994
2. BP Amoco, “Statistical Review of World Energy”, Junio 1999
3. BRENES B., L. “Propuesta de Modelo de Administración Estratégica; Diagnóstico y Benchmarking de la Industria Turística de Costa Rica para el D.S.” Tesis de Doctorado, Prolace, 1999
4. CEPAL “Istmo Centroamericano: Diagnóstico de la Industria Petrolera”, Febrero de 2000
5. CEPAL - Humberto Campodónico Sánchez, “La Inversión en el Sector Petrolero Peruano en el Período 1993 – 2000”, Serie - Reformas Económicas 23, Santiago de Chile, 1999
6. Dirección Sectorial de Energía, “Memoria Estadística 1996” Publicaciones ICE, 1997
7. DOBRINESCU, M. “Participación de la Refinadora Costarricense de Petróleo Sociedad Anónima (RECOPE, S.A.) en la Búsqueda de los Energéticos Fósiles no Renovables en Costa Rica y en la Creación del Marco Legal”, Imprenta La Nación, 1998.
8. EXCELSIOR, Financiera; LEE, B., “Gas Natural, el Combustible del Futuro”, 17 de marzo de 2000

9. HILL W.L., Ch. & JONES R., G., “Administración Estratégica; Un Enfoque Integral” Imprenta Cargraphics S.A. – Imprelibros, Colombia, 1998
10. MINAE , “Legislación Petrolera de Costa Rica” Imprenta Nacional 1998
11. OIL & GAS JOURNAL, VOL.5, N°6, noviembre / diciembre 1999, “OPINION: Nuevo punto decisivo para Colombia”
12. OIL & GAS JOURNAL, VOL.6, N°1, enero / febrero 2000, “OPINIÓN: Una Lección Navideña”, pág. 9
13. OIL & GAS JOURNAL, VOL.6, N°1, enero / febrero 2000, BAUER, M. et al, “Modelación de políticas energéticas en México: una aplicación del modelo Markal”, págs. 16 – 21
14. OLADE, Revista Energética, 1998, “El sector energía y los programas de ajustes económicos en América Latina y el Caribe”
15. OLADE, Revista Energética, 1998, DA FONSECA, L.& JARAMILLO, C.: “El momento para el sector petrolero upstream de América Latina y el Caribe”
16. OLADE, XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, noviembre 1997 “Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio.
17. PAGINAS – INTERNET ARPEL PETROBRAS

18. PAGINAS – INTERNET ARPEL PETROECUADOR
19. PAGINAS – INTERNET ECOPETROL
20. PAGINAS – INTERNET PDVSA
21. PAGINA – INTERNET YPF, “En el Cuarto Trimestre de 1999 el Beneficio Neto de REPSOL YPF Ascendió a 431 Millones de Dólares un 77% superior al de 1998.
22. PAGINA – INTERNET YPF, “REPSOL YPF, Elegida por la Revista Global como la Mejor Empresa del sector Energético”
23. PAGINA – INTERNET YPF, “REPSOL YPF y PETROBRAS Acuerdan Intercambios de Activos y Futuros Negocios Conjuntos”
24. PETRÓLEO INTERNACIONAL, Andrich, V. (Corresponsal, Buenos Aires - Argentina), “Energía Argentina para Medio Continente”, Año 58, N° 1, Febrero 1999, págs. 8 –14
25. PETRÓLEO INTERNACIONAL, Franco, A. (Consultor Editorial Houston, Texas, EUA), “Estrenan el monumental gasoducto Bolivia – Brasil”, Año 58, N° 2, Abril 1999, págs. 8 –16

26. PETRÓLEO INTERNACIONAL, Shields, D. (Analista petrolero México, D.F), “Tiempos complicados para PEMEX”, Año 58, N° 5, Agosto 1999, Págs. 8 – 18
27. PETRÓLEO INTERNACIONAL, “El Gasoducto Panamericano; Un ansiado y antiguo proyecto está más cerca de ser realidad”, Año 58, N° 7, Diciembre 1999, Págs. 28 – 29
28. PETRÓLEO INTERNACIONAL, Andrich, V. (Corresponsal Buenos Aires , Argentina), “Gas Natural Argentino para Dos Países Vecinos”, Año 59, N° 1, Febrero 2000, Págs. 14 – 17
29. RECOPE, S.A. “Memoria XXXV Aniversario”, Imprenta La Nación, 1998
30. RECOPE, S.A. “Compendio de Documentos Históricos” Imprenta La Nación, 1998
31. RECOPE, S.A. “Estudio de factibilidad del Poliducto Limón – La Garita “, 1995
32. RECOPE, S.A. “Estudio de factibilidad de la terminal Atlántica”, 1998
33. RECOPE, S.A. “Estudio de factibilidad de la terminal Pacífica”, 1997
34. RECOPE, S.A. “Estudio de factibilidad Proyecto de Ampliación y Modernización de la Refinería “, 1996

35. REVOLLO TH. Alfonso, (Ministro boliviano de Capitalización), "Capitalización: una alternativa a la privatización", Visión, 1al 15 de junio de 1997, págs. 16 .